

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

30/04/2017

Intelligentes Energiemanagementsystem zwischen verschiedenen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern in Gebäuden

Projektnummer: 843989

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Ausschreibung	4. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	03.03.2014
Projektende	02.03.2017
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	36 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	WICON Engineering GmbH
AnsprechpartnerIn	Dr. Peter Michael Ramharter
Postadresse	Grazer-Straße 41 A-2700 Wiener Neustadt
Telefon	+43 664 / 88 31 97 11
Fax	+43 2622 / 232 08
E-mail	peter.ramharter@wicon.cc
Website	www.wicon.cc

InEnmasys Gebäude:

Intelligentes Energiemanagementsystem zwischen verschiedenen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern in Gebäuden

AutorInnen:

Johannes Doria, Christoph Lichtenauer, Peter M. Ramharter, Michael Schrammel
WICON Engineering GmbH

Gerhard E. Nauer, Martin Steiner
IG Energieautarkie

Evelyn Hummer, Thomas Nacht, Manfred Tragner
4ward Energy Research GmbH

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	11
1.1	Aufgabenstellung	11
1.2	Schwerpunkte des Projektes	11
1.3	Einordnung in das Programm.....	12
1.4	Verwendete Methoden	13
1.5	Aufbau der Arbeit	15
2	Inhaltliche Darstellung.....	16
2.1	Gebäudeübergreifendes Energiemanagement	16
2.2	Ausgangssituation der Untersuchungen	16
3	Ergebnisse der rechtlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen.....	18
3.1	Hauptunterschied Strom-/ Wärmeweiterleitung	18
3.2	Stromdirektleitung	18
3.3	Vertragliche Gestaltung des Elektrizitätsverkaufs	19
4	Ergebnisse Untersuchungsobjekt Gewerbepark	21
4.1	Beschreibung Ist-Stand	21
4.2	Potenzial Photovoltaik und Solarthermie	24
4.3	Szenarienbetrachtung: Untersuchungen der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit	25
4.4	Geschäftsmodelle	40
5	Ergebnisse Untersuchungsobjekt Kommune.....	52
5.1	Beschreibung Ist-Stand	53
5.2	Potenzial Photovoltaik und Solarthermie	55
5.3	Szenarienbetrachtung: Untersuchungen der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit	57
5.4	Geschäftsmodelle	66
6	Ergebnisse Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser.....	74
6.1	Beschreibung Ist-Stand	74
6.2	Erläuterung Simulationsmodell.....	79
6.3	Ergebnisse der Eigenbedarfsoptimierung.....	81
6.4	Thermische Weiterleitung.....	95
6.5	Elektrische Direktleitung.....	101
6.6	Gesamtbetrachtung.....	130
7	Schlussfolgerungen	133

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

8	Ausblick und Empfehlungen.....	138
9	Literaturverzeichnis.....	140
10	Anhang.....	141
10.1	Begriffsdefinitionen lt. EIWOG.....	141
10.2	Varianten Leistungsflusssteuerung.....	144
11	Kontaktdaten.....	150

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4.1:	Untersuchungsobjekt Gewerbepark	21
Abbildung 4.2:	Jahresverbrauch und Erzeugung aus der PV-Anlagen (935,6 kW _p) im Gewerbepark	22
Abbildung 4.3:	Eingespeiste Energie in das FW-Netz des Gewerbeparks vom Jahr 2014	23
Abbildung 4.4:	Übersicht des Rohrnetzes der Fernwärme im Gewerbepark	24
Abbildung 4.5:	Versorgung aller MieterInnen über Direktleitungen mit 936,5 kW _p PV-Anlagenleistung	30
Abbildung 4.6:	PV Szenario 2, Versorgung der 15 Wohnobjekte mit PV-Strom für Warmwasserbereitung	31
Abbildung 4.7:	Überschuss der PV Anlage im Winter 2013/14.....	32
Abbildung 4.8:	Vergleich Leistung PV-Anlage, Leistung Firma A und der gesamten Fernwärme am 01.01.2013 (links) und an einem Sonntag kurz vor Abschaltung der Fernwärme (rechts)	33
Abbildung 4.9:	Vergleich Leistungen der PV-Anlage, der Firma A und der gesamten Fernwärme (FW) an einem Werktag kurz vor Abschaltung der FW (links) und an einem Werktag im Sommer (rechts).....	33
Abbildung 4.10:	PV Szenario 4 - Einspeisung des Überschusses im Winter in den RL des Fernwärmenetze	35
Abbildung 4.11:	PV Szenario 5 - Einspeisung des Überschusses ganzjährig in einen Pufferspeicher.....	36
Abbildung 4.12:	Schematischer Aufbau für das Geschäftsmodell 1 für das Objekt Gewerbepark	41
Abbildung 4.13:	Schematischer Aufbau Geschäftsmodell 2 beim Objekt Gewerbepark	45
Abbildung 4.14:	Schematischer Aufbau Geschäftsmodell 3 beim Objekt Gewerbepark	48
Abbildung 4.15:	Schematischer Aufbau Geschäftsmodell 4 beim Objekt Gewerbepark	50
Abbildung 5.1:	Siedlungsstruktur Gemeinde	52
Abbildung 5.2:	Fernwärmenetz Kommune	54
Abbildung 5.3:	Einspeisung in das FW-Netz der Kommune im Jahr 2013.....	54
Abbildung 5.4:	Jahresdauerlinie Fernwärme Kommune im Jahr 2013	54
Abbildung 5.5:	Vergleich von Eigennutzung zu PV-Anlagengröße	55
Abbildung 5.6:	Vergleich von Jahresproduktion Solarthermie bei 243 m ² Kollektorfläche und dem jährlichen Wärmebedarf im Fernwärmenetz	58
Abbildung 5.7:	Vergleich Jahresproduktion der Solarthermie (ST) bei 397 m ² Kollektorfläche und dem jährlichen Wärmebedarf im Fernwärmenetz (FW)	58
Abbildung 5.8:	Darstellung der Eigendeckung bei Einsatz einer 20 kW _p PV-Anlage unter Variation der Speichergröße von 0 bis 50 kWh	61
Abbildung 5.9:	Vergleich der Zusammensetzung der Stromkosten bei Bezug vom EVU vs. Durchleitung.....	63

Abbildung 5.10: Vergleich PV Überschuss bei 68,25 kW _p und dem Energiebedarf im Fernwärme (2013).....	64
Abbildung 5.11: Schematischer Aufbau für das Geschäftsmodell 1 bei Objekt Kommune ..	67
Abbildung 5.12: Schematischer Aufbau für das Businessmodell 2 bei Objekt Kommune....	69
Abbildung 5.13: Vergleich der Zusammensetzung der Stromkosten bei Bezug vom EVU vs. Durchleitung.....	70
Abbildung 5.14: Schematischer Aufbau für das Businessmodell 3 bei Objekt Kommune....	71
Abbildung 6.1: Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser	74
Abbildung 6.2: Lastprofil inkl. Wärmepumpe Einfamilienhaus A.....	74
Abbildung 6.3: Lastprofil ohne Wärmepumpe Einfamilienhaus B.....	76
Abbildung 6.4: Aufbau des Energiemanagementsystems (Schema) mit Messsystem.....	77
Abbildung 6.5: Aufbau Simulationsmodell in MATLAB/Simulink.....	79
Abbildung 6.6: Subsysteme für die Simulation	80
Abbildung 6.7: Minimale Raumtemperatur und Reduktion des thermischen Verbrauchs bei Sperrung der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Freigabezeit	82
Abbildung 6.8: Anteil von PV-Strom am Verbrauch der Wärmepump (WP) bei Sperrung bzw. Absenkung der Solltemperatur in Abhängigkeit der Freigabezeit	83
Abbildung 6.9: Anteil von PV-Strom am Verbrauch der Wärmepump bei Freigabe im Falle einer Überproduktion in Abhängigkeit der Mindestleistung	83
Abbildung 6.10: Jahresenergieverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone sowie Anteil von PV-Strom an dem Gesamtverbrauch für unterschiedliche Maximaltemperaturen	84
Abbildung 6.11: Lastprofil Kühltruhe	85
Abbildung 6.12: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Speichergrößen.....	86
Abbildung 6.13: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Wirkungsgrade des Speichersystems.....	86
Abbildung 6.14: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Maximalleistungen des Speichers.....	87
Abbildung 6.15: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Mindestleistungen	88
Abbildung 6.16: Haus A - Aufheizen mit Wärmepumpe vor der Optimierung	89
Abbildung 6.17: Haus A – Aufheizen mit Wärmepumpe nach Optimierung.....	89
Abbildung 6.18: Verschattungs-Problematik bei der PV-Anlage auf Haus A (Aufnahme im Jänner 2015).....	91
Abbildung 6.19: Tageslastgang PV-Produktion Haus A (Verschattungsproblematik)	91
Abbildung 6.20: Installiertes Speichersystem (NiFe Akku) in der Pilotanlage.....	93
Abbildung 6.21: Schematische Darstellung Gesamtanlage.....	94
Abbildung 6.22: Auswirkungen auf die Eigenbedarfsnutzung durch Installation des Batteriespeichers	95
Abbildung 6.23: Prinzip der thermischen Direktleitung.....	96

Abbildung 6.24: Anteile von Solarthermie und Wärmepumpe an der Deckung des thermischen Lastgangs	97
Abbildung 6.25: Relative Änderung des Jahresenergieverbrauchs der Wärmepumpen bei Variation der Übertragungsleistung der thermischen Leitung	98
Abbildung 6.26: Relative Änderung des Jahresenergieverbrauchs der Wärmepumpen bei Variation der Mindesttemperatur des Speichers von Objekt B.....	98
Abbildung 6.27: Reduktion des Jahresenergieverbrauchs der Wärmepumpen bei unterschiedlichen Kollektorflächen mit und ohne Weiterleitungssystem	99
Abbildung 6.28: Prinzipskizze Weiterleitung elektrische Energie zwischen zwei Einfamilienhäusern.....	101
Abbildung 6.29: Darstellung der Energieflüsse im System für einen zulässigen Betrieb der Direktleitung.....	102
Abbildung 6.30: Beispiel eines Betriebspunktes bei 3-phasiger Betrachtung	104
Abbildung 6.31: Anteil der an Objekt B weitergeleiteten Energie für verschiedenen Systemkonfigurationen.....	105
Abbildung 6.32: Anteil der weitergeleiteten PV-Produktion bei unterschiedlicher max. Übertragungsleistung	106
Abbildung 6.33: Anteil der weitergeleiteten PV-Produktion bei unterschiedlicher min. Übertragungsleistung	106
Abbildung 6.34: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Betriebsstrategien	107
Abbildung 6.35: Schematischer Aufbau für das Businessmodell 1 bei Objekt 1	111
Abbildung 6.36: Netzmodell der Direktleitung im Verbund mit dem öffentlichen Netz und den beiden Gebäuden im zulässigen Betriebsmodus der Direktleitung	113
Abbildung 6.37: Prinzip der Ansteuerung der Direktleitung	117
Abbildung 6.38: Blockschaltbild Mess- und Steuersystem Konzept.	118
Abbildung 6.39: Schaltplan Prototyp der elektrischen Direktleitung.....	122
Abbildung 6.40: Verlegung flexibles Kabelschutzrohr und Erdverlegung der Direktleitung in Haus B.....	123
Abbildung 6.41: Schaltplan der Direktleitung nach Umbau auf galvanische Trennung	126
Abbildung 6.42: Verlauf der Leistung auf Leiter L1 am Netzanschluss von Gebäude B	129
Abbildung 6.43: Gesamtenergieverbrauch des Gebäudeverbunds bei Umsetzung mehrerer Maßnahmen.....	130
Abbildung 6.44: Verwendung der PV-Produktion bei Umsetzung mehrerer Maßnahmen .	131
Abbildung 6.45: Anteile der PV-Produktion am Verbrauch beider Objekte bei Simulation aller Maßnahmen.....	131
Abbildung 7.1: Vergleich der betrachteten Geschäftsmodelle	134

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1:	Potential Photovoltaik und Solarthermie im Gewerbepark	25
Tabelle 4.2:	Überblick Szenarien Gewerbepark	26
Tabelle 4.3:	Kosten der solarthermischen Einspeisung ins Netz für unterschiedliche technische Lösungen.....	27
Tabelle 4.4:	Kosten einer solarthermischen Anlage mit 3 Kollektoren	28
Tabelle 4.5:	Erwartete Kosten für die Direktleitungen zur Versorgung der Firma A mit PV-Strom.....	29
Tabelle 4.6:	Kosten für Übertragung des PV-Stroms über Direktleitung zu Firma A	29
Tabelle 4.7:	Objekte mit PV-Anlagen und mögliche Anordnung der Heizelemente inkl. Überschuss	34
Tabelle 4.8:	Zusammenfassung Kosten PV-Szenarien	38
Tabelle 4.9:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für den Gewerbepark.....	41
Tabelle 4.10:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt Gewerbepark unter Anwendung der Variante 2.1a	42
Tabelle 4.11:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Sondervariante Contracting.....	44
Tabelle 4.12:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Sondervariante Contracting für das Objekt Gewerbepark mit Verkauf des Überschusses an die OeMAG.....	44
Tabelle 4.13:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 2 für den Gewerbepark.....	46
Tabelle 4.14:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 3 den Gewerbepark.....	48
Tabelle 4.15:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 3 für das Objekt Gewerbepark, Variante 2.3a	49
Tabelle 4.16:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 4 für den Gewerbepark.....	50
Tabelle 5.1:	Betriebs- und Öffnungszeiten der öffentlichen Gebäude.....	52
Tabelle 5.2:	Stromverbräuche der Gemeindeobjekte Kindergarten, Volksschule und Gemeindeamt (2014).....	53
Tabelle 5.3:	Potential Photovoltaik und Solarthermie	56
Tabelle 5.4:	Berechnungen zur Nutzung des solarthermischen Potenzials	56
Tabelle 5.5:	Überblick Szenarien Kommune	57
Tabelle 5.6:	Kosten der Einspeisung ins Fernwärmenetz in Abhängigkeit der technischen Lösung	59
Tabelle 5.7:	Kosten einer solarthermischen Anlage	59
Tabelle 5.8:	Auflistung der Kosten und Erträge der PV-Anlagen	64

Tabelle 5.9:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt Kommune	67
Tabelle 5.10:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt Kommune unter Anwendung der Variante 3.1a	68
Tabelle 5.11:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Businessmodells 1 für die Kommune unter Anwendung der Variante 3.1b	68
Tabelle 5.12:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Businessmodells 3 für das Objekt Kommune	71
Tabelle 5.13:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Variante 3.3a für das Objekt Kommune	72
Tabelle 5.14:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Variante 3.3b für das Objekt Kommune	72
Tabelle 6.1:	Grunddaten Objekt A	75
Tabelle 6.2:	Grunddaten Objekt B	76
Tabelle 6.3:	Liste angesteuerte Verbraucher Haus A	90
Tabelle 6.4:	Technische Parameter Speicher	92
Tabelle 6.5:	Aufstellung der Gesamtkosten der thermischen Direktleitung	100
Tabelle 6.6:	Übersicht Varianten Leistungsflusssteuerung	103
Tabelle 6.7:	Basisdaten zur Berechnung der Stromgestehungskosten der PV-Anlage	108
Tabelle 6.8:	Gesamtkosten für die Errichtung einer elektrischen Direktleitung Objekt A und B	109
Tabelle 6.9:	Aufstellung der Werte zur Berechnung der Übertragungskosten und des Strompreises der übertragenen Energie	109
Tabelle 6.10:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt EFH	111
Tabelle 6.11:	Strom über die Direktleitung bei einem Leitungsquerschnitt von 1,5°mm ² (Leitungslänge 45 m)	115
Tabelle 6.12:	Strom über die Direktleitung bei einem Leitungsquerschnitt von 10°mm ² (Leitungslänge 45 m)	115
Tabelle 6.13:	Abschaltkriterien der Direktleitung	116
Tabelle 6.14:	Einstellungen für den Entkupplungsschutz für netzparallele Erzeugungsanlagen	120
Tabelle 6.15:	Komponenten der Versuchsanlage	123
Tabelle 6.16:	Verbaute Komponenten der abgeänderten Versuchsanlage	127
Tabelle 6.17:	Betriebsparameter der Direktleitung im Probetrieb	127
Tabelle 6.18:	Gemessene Übertragungsperformance der Prototypenanlage	128
Tabelle 6.19:	Maximaler Leistungsbezug der Mess- und Steuergeräte sowie Hilfs- und Übertragungseinrichtungen der Versuchsanlage	128

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Die Energieversorgung ist derzeit noch hauptsächlich auf eine Energieflussrichtung von den großen Erzeugern hin zu den KonsumentInnen (EndverbraucherInnen) und damit ganz klar zur Versorgung entsprechend einem ungesteuerten Verbrauch ausgerichtet.

Durch die bestehenden Gesetze und Förderungen werden jedoch in den letzten Jahren (und vermutlich auch weiterhin) von Privatpersonen, Gewerbebetrieben und Kommunen in großer Anzahl Anlagen zur Energiebereitstellung aus Erneuerbaren errichtet. Diese Anlagen zur Selbstversorgung weisen fast ausschließlich einen dargebotsabhängigen Charakter auf, wodurch Erzeugung und Verbrauch auf Objektebene einander nicht zu jedem Zeitpunkt entsprechen. Aus diesem Grund kommt es bei der lokalen Eigenversorgung zu Situationen in denen die Erzeugung den Verbrauch übersteigt (Überdeckung) und zu Situationen in denen der Verbrauch größer als die Erzeugung ist (Unterdeckung).

Durch die zunehmende dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird dabei teilweise auch die Energieflussrichtung umgekehrt und an den Verbrauchsknoten nicht benötigte Energie in das überlagerte Netz zurück geliefert. Durch den Einsatz von Speichern und die direkte Versorgung benachbarter Objekte können aber die Energieversorgung effizienter gestaltet (Nutzung von Überschüssen durch Eigenverbrauch und Nachbarn) und die Übertragungsverluste minimiert werden. Interessant ist dabei vor allem die Einbeziehung von verschiedenen Energieträgern und die Möglichkeit einer Substitution (Austausch von Wärme und elektrischer Energie).

Bislang gibt es erst wenig Demonstrations- und Realisierungserfahrungen mit den dargestellten Voraussetzungen. Die verfügbaren Energiemanagementsysteme betrachten immer nur einen Energieträger und ein Gebäude. Außerdem verfügen sie oft nicht über die notwendige Funktionalität, um Erzeuger und Speicher optimiert zu betreiben.

Gegenstand dieses Projektes war daher die Konzeption und praktische Erprobung eines energieträger- und gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystems.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Das übergeordnete Ziel des zugrundeliegenden Projektes „InEnmasys Gebäude“ lag darin, ein gebäude- und energieträgerübergreifendes Energiemanagementsystem zu erarbeiten, das einen Energieaustausch zwischen Gebäuden ermöglicht und den fossilen Gesamtenergieeinsatz des Gebäudeverbands minimiert. Die Betrachtungen wurden für drei unterschiedliche Untersuchungsobjekte (1) Gewerbepark, (2) Kommune und (3) zwei Einfamilienhäuser durchgeführt.

Im Zuge der geplanten Bearbeitung der Projektidee wurden die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Anforderungen für alle drei Untersuchungsobjekte erarbeitet. Schwerpunkte bildeten dabei:

- Die Erhebung der ökologischen und ökonomischen Potenziale.
- Die Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen und die Identifikation des Nutzens von gebäudeübergreifendem Energiemanagement auf die Netzbelastung (durch Einsatz verschiebbarer Lasten, Lastabgleich).
- Die Auslegung, Integration und Bewirtschaftung von Energiespeichern.
- Der Einsatz von Low-Tech Komponenten, um eine breite Anwendbarkeit sicherzustellen.

Ein wesentlicher Schwerpunkt der Arbeit beruhte zudem auf der angestrebten Umsetzung des **Energieaustausches zwischen zwei Einfamilienhäusern** die über unterschiedliche Energieaufbringungsmöglichkeiten verfügen. Durch den gebäudeübergreifenden Energieaustausch zwischen diesen beiden Objekten wurde die Nutzung der vorhandenen erneuerbaren Erzeugung gestärkt und damit die Häufigkeit von Über- oder Unterdeckungen reduziert. Zudem wurde die Gesamtpformance des Systems zusätzlich durch eine Akkustation positiv beeinflusst. Akkustationen werden derzeit zwar vermehrt angeboten, eine technische Verifizierung im Echtbetrieb liegt jedoch meist nicht vor. Im Zuge von InEnmasys wurde daher der praktische Einsatz einer Speicherlösung in einem Einfamilienhaus untersucht.

In diesem Projekt wurde demnach das grundlegende wissenschaftliche, technische und wirtschaftliche Wissen und die notwendigen Fertigkeiten erarbeitet und kombiniert, um ein gebäude- und energieträgerübergreifendes Energiemanagementsystem zu erarbeiten.

1.3 Einordnung in das Programm

Das Vorhaben unterstützt die energiestrategischen, systembezogenen und technologiestrategischen Programmziele, wobei das Projekt insbesondere einen Beitrag zu den Programmschwerpunkten „Intelligente Netze“, „Erneuerbare Energien“ sowie „Energieeffizienz und Energieeinsparung“ leistet.

Der im Zuge des Projektes erprobte Energieaustausch im kleinen Maßstab liefert die Grundlage für die Entwicklung von Lösungen, die das Potenzial haben, den Problemen, welche durch einen wachsenden Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Stromnetz entstehen können, entgegenzuwirken. Durch die gebäude- und energieträgerübergreifende Betrachtung können Ressourcen geschont und das öffentliche Netz entlastet werden. Für die Umsetzung wurden technische, rechtliche und soziale Rahmenbedingungen untersucht, sowie die ökonomische und ökologische Sinnhaftigkeit nachgewiesen. Für die Demonstrationsanlage wurden neue Komponenten entwickelt (z.B. die Steuereinheit des Systems) und die Performance der Anlage durch Messungen verifiziert.

Das Projekt kann damit einen signifikanten Beitrag zu den übergeordneten Zielen des Klima- und Energiefonds und den Ausschreibungszielen des Programms „e!Mission.at“ leisten:

- **Ziel 1: Beitrag zur Erfüllung der energie-, klima- und technologiepolitischen Vorgaben der österreichischen Bundesregierung:** Priorität haben technologische Entwicklungen und Maßnahmen, die maßgeblich dazu beitragen die Energieeffizienz zu steigern und den Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix zu erhöhen. Durch die Anpassung von Erzeugungs- und Lastprofilen werden Netzbelastungen reduziert, wodurch ein höherer Anteil an fluktuierenden Erzeugern möglich wird. Durch die zusätzlichen Freiheitsgrade kann der Einsatz von Anlagen optimiert und dadurch die Energieeffizienz und der Eigenversorgungsgrad gesteigert werden.
- **Ziel 2: Erhöhung der Leistbarkeit von nachhaltiger Energie und innovativen Energietechnologien:** Kostensenkung bei hochinnovativen Technologien ist der Schlüssel für die Beschleunigung der Marktdurchdringung. Durch geeignete Geschäftsmodelle wird zudem die Leistbarkeit von Anlagen gesteigert. Die Einspeisung von Überschüssen erzeugt zusätzliche Einnahmen, die Abschreibungszeiten von Anlagen reduzieren. Durch die Verwertbarkeit von Überschüssen werden auch größere Anlagen interessanter, welche relativ gesehen günstiger sind als kleine.
- **Ziel 3: Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen und Forschungsinstitute auf dem Gebiet innovativer Energietechnologien.** Mit den Ergebnissen aus diesem Projekt kann die Technologieführerschaft in Schlüsseltchnologien weiter ausgebaut werden, da mit den erarbeiteten Ergebnissen wichtige Erkenntnisse für einen großflächigen Einsatz von gebäudeübergreifendem Energieaustausch vorliegen. Durch den gewählten Low-Tech Ansatz sind die Komponenten einfach zu installieren, was eine breite Anwendungsmöglichkeit sicherstellt.

1.4 Verwendete Methoden

Zur Erarbeitung der Inhalte und Ergebnisse des Projektes wurden folgende Methoden angewendet:

Zu Beginn wurden zur Erhebung der technischen, ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen umfassende Literatur- (Wissenschaftliche Dokumente und Patente) und Internetrecherche, sowie Gespräche mit Betreibern von dezentralen Erzeugern und Anlagen, durchgeführt. Für die Erarbeitung der detaillierten rechtlichen Rahmenbedingungen wurde die Kanzlei Haslinger / Nagele & Partner Rechtsanwälte GmbH beauftragt.

Weiters erfolgte aufgrund der Erhebung der vorhandenen Verbraucher, Erzeuger und Potenziale für alle Untersuchungsobjekte eine Analyse des ökologischen und ökonomischen Nutzens durch Szenarienentwicklung. Darauf aufbauend wurde für die Erarbeitung der Geschäftsmodelle Kostenabschätzungen durchgeführt sowie Berechnungs- und Simulationsergebnisse ausgewertet. Diese Arbeiten bildeten die Basis für alle weiteren Überlegungen und wurden für alle drei Objekte des Projektes durchgeführt. Die weiterführenden Methoden beziehen sich auf das Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser.

Erhebung von Realdaten

Es erfolgte eine Realdatenerhebung durch Installation geeigneter Messgeräte bei den beiden Einfamilienhäusern. Die Untersuchung von Erzeugung, Verbrauch und den daraus entstehenden Überschüssen erneuerbare Energiequellen stellt aufgrund der starken Fluktuation große Anforderungen an die Qualität der benötigten Daten. Daher wurde der Zeitplan derartig gestaltet, dass für die Datenerhebung zu Beginn der nachfolgenden Analysen ein knappes Jahr an Daten zur Verfügung stand. Um eine aussagekräftige Beurteilung der realisierten Anlage zu ermöglichen, wurde auch am Ende ein knappes Jahr für Vergleichsmessungen angesetzt.

Simulation und Konzeption des Systems

Auf Basis der erhobenen/gemessenen Daten wurde ein Simulationsmodell für die beiden Einfamilienhäuser in MATLAB/Simulink erstellt. Anhand des Modells konnten die notwendigen Funktionalitäten des Gesamtsystems erarbeitet werden. In Abstimmung mit den Simulationsergebnissen erfolgte die Konzeption des Controllers und der Regelungsstrategie für die Umsetzung der Direktleitung. Ebenso wurde auf Basis der Berechnungen eine Evaluierung unterschiedlicher Speicher- und Systemauslegungen durchgeführt.

Entwicklung und Installation

Das zuvor konzipierte Speichersystem wurde im Detail (inkl. Steuerung- und Regelungskomponenten) geplant und in das bestehende System integriert.

Auf Basis des erarbeiteten Konzepts wurden die benötigten Komponenten einerseits für die Optimierung der Gebäudeperformance, also auch für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch ausgewählt. Dazu wurde auch der Controller für den Betrieb der Direktleitung mit der zuvor konzipierten Funktionalität ausgestattet. Nach Fertigstellung dieser Planungsarbeiten erfolgte die Installation und der Betrieb der Direktleitung.

Um ein Monitoring der Anlage durchführen zu können, wurden entsprechende Komponenten zur Erfassung und Aufzeichnung relevanter Daten installiert. Die Performance des Systems wurde also laufend kontrolliert und durch Adaption der Systemparameter optimiert.

Zusammenführung der Ergebnisse

Die erarbeiteten Ergebnisse wurden zusammengefasst und für weitere Analysen anschaulich aufbereitet.

In einem Partizipationsworkshop, der am 18.01.2017 durchgeführt wurde, konnten die Ergebnisse, Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem Projekt gemeinsam mit ausgewählten ExpertInnen aufgearbeitet und diskutiert werden. Daraus wurden Handlungsempfehlungen und Schlussfolgerungen abgeleitet, die zukünftigen Projekten als Basis dienen können.

1.5 Aufbau der Arbeit

Der vorliegende Endbericht gliedert sich in acht (inhaltliche) Kapitel, wobei die einzelnen Abschnitte die folgenden Ergebnisse beinhalten.

Kapitel 1 Einleitung fasst die adressierten Schwerpunkte und den geleisteten Beitrag zu den Programmschwerpunkten der Ausschreibung zusammen. Ebenso wird die verwendete Methode zur Erarbeitung der Inhalte kurz erläutert.

Kapitel 2 Inhaltliche Darstellung erläutert die Motivation zur Abwicklung des Vorhabens und stellt die Ausgangssituation der einzelnen Untersuchungsobjekte des Projektes dar.

Kapitel 3 gibt die **Ergebnisse der rechtlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen** in stark gekürzter Form wieder und geht auf die wesentlichen regulatorischen Anforderungen hinsichtlich des gebäudeübergreifenden Energieaustausches ein.

Kapitel 4 Ergebnisse Untersuchungsobjekt Gewerbepark geht auf die Ausgangssituation sowie die vorhandenen Potenziale (verschiebbare Lasten, EE-Anlagen) im betrachteten Gewerbepark ein. Weiters werden die erarbeiteten Szenarien beschrieben und die Ergebnisse der technischen und wirtschaftlichen Analysen präsentiert. Abschließend werden die erarbeiteten Geschäftsmodelle erläutert.

Kapitel 5 Ergebnisse Untersuchungsobjekt Kommune ist entsprechend dem vorherigen Kapitel aufgebaut. Es werden die wesentlichen Ergebnisse der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und den darauf aufbauenden Analysen wiederum anhand der erarbeiteten Szenarien beschrieben. Abschließend werden die Geschäftsmodelle dargelegt.

Kapitel 6 Ergebnisse Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser stellt das umfangreichste Kapitel dar. Es wird darin zunächst die Ausgangslage der beiden Wohngebäude sowie der vorhandenen Erzeuger und Verbraucher beschrieben. Danach erfolgt die Darstellung des erarbeiteten Simulationsmodells. In weiterer Folge werden die Ergebnisse der Simulationen sowie der Umsetzung der Pilotanlage anhand der unterschiedlichen Maßnahmen – Eigenbedarfsoptimierung, Thermische Weiterleitung und Elektrische Direktleitung – dargestellt. Das Unterkapitel „Elektrische Direktleitung“ enthält dabei eine ausführliche Beschreibung der Planung, Umsetzung und des Betriebs der Pilotanlage. Abschließend erfolgt eine Gesamtbetrachtung der Maßnahmen für das Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser.

In **Kapitel 7 Schlussfolgerungen** werden die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Projekt zusammengefasst und **Kapitel 8 Ausblick und Empfehlungen** geht auf den weiteren F&E-Bedarf sowie die geplante Verwertung der Ergebnisse ein.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Gebäudeübergreifendes Energiemanagement

Energiemanagement ist allgemein die Summe aller Maßnahmen, die geplant und durchgeführt werden, um die geringstmögliche Energiemenge bei gegebenem Komfort- bzw. Produktionsniveau zu verbrauchen. Ein gebäudeübergreifendes Energiemanagement (GEM) wird hierbei für mehrere Gebäude ggf. unterschiedlicher Sektoren (Bürogebäude, Schulen, Wohnungen etc.) parallel und überlappend angewandt. Diese Energiemanagement-Aktivitäten konzentrieren sich auf eine optimierte Energieeinsparung, –rückgewinnung, -produktion, -speicherung und -verteilung über die Gebäude hinweg bzw. für den gesamten verbundenen Gebäudekomplex. Das energieträgerübergreifende Energiemanagement erweitert die Sichtweise auf verschiedenen Energiequellen (z.B. Solarenergie, Biomasse, Elektrizität, Gas,...) welche eingesetzt werden können, um eine benötigte Energiedienstleistung zu erreichen (z.B. Wärme, Kälte, Licht).

Das gebäudeübergreifende Energiemanagement bietet gegenüber einem herkömmlichen Energiemanagement für Einzelobjekte die nachfolgend dargestellten Vorteile:

- Höherer Selbstversorgungsgrad als bei Einzelobjekten
- Mögliche, negative Auswirkungen auf die Netzqualität durch einen erhöhten Anteil stark fluktuierender Erzeugung können beseitigt / minimiert werden.
- Höhere Effizienz und größere Flexibilität aufgrund von mehr Freiheitsgraden
- Höhere Versorgungssicherheit
- Wirtschaftliche Vorteile durch Weitergabe von Überschuss

2.2 Ausgangssituation der Untersuchungen

In diesem Projekt wurden anhand von drei Objekten die Anforderungen und Möglichkeiten von gebäude- und energieträgerübergreifendem Energiemanagement untersucht. Die Objekte unterscheiden sich sowohl durch technische, rechtliche und ökonomische Voraussetzungen, als auch in den Vorteilen, die ein gebäudeübergreifendes Energiemanagement für die NutzerInnen hat.

2.2.1 Gewerbepark

Der Gewerbepark besteht aus 25 Gewerbeobjekten, in denen rund 260 Parteien eingemietet sind. Die Struktur der MieterInnen setzt sich aus Privatpersonen als auch Gewerbetrieben zusammen, wobei unterschiedliche Objekte, einerseits Bürogebäude und andererseits Hallen (für bspw. Autowerkstätten, Produktions- und Lagerhallen), am Standort vorzufinden sind. Aufgrund der hohen Fluktuation der MieterInnen, der daraus resultierenden kurzen Verweildauer der eingemieteten Parteien und deren hohe Anzahl, ist es nur schwer möglich die genaue Verwendung jeder Halle zu jedem Zeitpunkt exakt zu bestimmen.

Bedingt durch das Biomasseheizwerk ist generell die thermische Leistung hoch, d.h. ggf. sind auch größere Leistungen mittels Solarthermie gut nutzbar. Elektrisch ist die Anwendung von Speicherlösungen bei größeren Verbrauchern nicht sinnvoll, diese stehen technisch nicht ausreichend zur Verfügung.

2.2.2 Kommune

Die Kommune liegt in Niederösterreich und hat 1.240 EinwohnerInnen. Der Ortskern der Gemeinde verfügt über eine Fernwärmeversorgung. Im Gemeindehaus sind neben dem Gemeindeamt eine Bankstelle im Erdgeschoß (mit zusätzlichen Büroräumlichkeiten im Obergeschoß), eine Einfamilienwohnung, eine Arztpraxis und eine Feuerwehrwache untergebracht. Von diesen Parteien liegen keine Verbrauchsdaten vor.

Aufgrund der Gegebenheiten (wenig elektrischer Energiebedarf im Fernwärmenetz) ist ein solarthermischer Überhang zu erwarten, der im Sommer optimaler Weise den Start der Biomassekessel verhindert, und die Überschüsse der solarthermischen Anlagen nutzt. Elektrisch wird die Weiterleitung an verschiedene Nutzer mit gleichem Eigentümer (Haupt-, Volks- und Musikschule, Gemeindehäuser, Rathaus) eine zentrale Frage darstellen.

2.2.3 Einfamilienhäuser

Das dritte Untersuchungsobjekt besteht aus zwei benachbarten Einfamilienhäusern welche sich auf Grund ihres einfachen Aufbaus und der Lage in unmittelbarer Nachbarschaft zueinander, besonders für die grundlegenden Untersuchungen eignen.

Das Haus A ist mit einer PV-Anlage, das Haus B mit einer solarthermischen Anlage ausgestattet. Beide verfügen über eine Wärmepumpe. Hierbei ergeben sich trotz Nutzung der PV-Produktion zum Eigenverbrauch Überschüsse, die zu geringem Entgelt in das öffentliche Netz eingespeist werden müssen.

Bei der Betrachtung des solarthermischen Systems ist der Nutzen noch deutlicher. Diese Überschüsse können derzeit praktisch nicht genutzt werden. Insbesondere Speicher solarthermischer Anlagen zur Heizungsunterstützung sind in den Sommermonaten üblicherweise am frühen Vormittag gefüllt und die weitere Produktion verfällt. Hier kann durch den Energieaustausch mit Nachbarn die Nutzung bestehender Kapazitäten ohne Belastung öffentlicher Netze erreicht werden. Bedingt durch die Anwender, müssen die Anlagen einfach konzipiert und dauerhaft lauffähig sein.

Die Gesamtpformance des Systems soll zusätzlich durch eine Akkustation gesteigert werden. Akkustationen werden derzeit zwar vermehrt angeboten, eine technische Verifizierung im Echtbetrieb liegt jedoch meist nicht vor. Es soll daher eine Lösung, welche mit den österreichischen Netzbetreibern abgestimmt ist, mit betrachtet werden.

3 Ergebnisse der rechtlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen

In den nachfolgenden Kapiteln werden die für das Projekt relevanten rechtlichen Anforderungen und Genehmigungspflichten näher erläutert. Basis der Ausführungen bildet das Gutachten der Kanzlei Haslinger / Nagele & Partner Rechtsanwälte GmbH, das im August 2014 erstellt wurde. Diese Zusammenfassung der Ergebnisse stellt eine gekürzte Fassung der rechtlichen Stellungnahme dar und darf ohne Berücksichtigung des Originaltextes NICHT verwendet werden.

Seitenangaben beziehen sich auf den Originaltext des Rechtsgutachtens von Haslinger / Nagele & Partner Rechtsanwälte GmbH im Anhang.

Eine Definition der rechtlich relevanten Begriffe erfolgt im Anhang in Abschnitt 10.1.

3.1 Hauptunterschied Strom-/ Wärmeweiterleitung

Die Stromweiterleitung unterliegt den Ausführungsgesetzen der Länder zum EIWOG, besondere Anforderungen an die Erzeuger sind NICHT gegeben. Wärmelieferung erfordert das freie Gewerbe Wärmelieferant, wodurch sich auch die Anwendung der GewO 1994 i.d.g.F. ergeben kann (siehe Gutachten Seite 10).

3.1.1 Stromleitung

Ausführung unterliegt Elektrotechnikgesetz, Elektrotechnik VO und Sonderbestimmungen im §14 Abs 1 ETG. Da keine Zwangsrechte in Anspruch genommen werden müssen, liegt auch keine starkstromrechtliche Bewilligungspflicht vor (siehe Gutachten Seite 25-26).

3.1.2 Wärmelieferung

Wärmelieferungen unterliegen der GewO 1994 i.d.g.F, wobei Gewerbe unter anderem als "zur Gewinnerreichung" definiert wird. Eine Möglichkeit zur Wärmelieferung ohne Gewerbe wäre daher die Abgabe zu Selbstkosten. Diese Nachweise sind vermutlich schwierig zu erreichen (siehe Gutachten Seite 42).

Grundsätzlich ist daher für Wärmelieferungen ein freies Gewerbe anzumelden.

Kritisch kann eine daraus folgende Genehmigung der "Betriebsanlage" durch die Gewerbebehörde sein, da durch erhöhte Anforderungen Zusatzkosten entstehen können, die auch auf lange Sicht einen sinnvollen Austausch unmöglich machen. Die Definition von Betriebsanlagen und deren Genehmigung ist in der GewO ab §74 geregelt.

3.2 Stromdirektleitung

Für den Strombezug über Direktleitungen sind kein Systemnutzungstarif und kein Ökostromförderbeitrag abzuführen. Das relativiert sich aber, da im geplanten Projekt Erzeuger

und Abnehmer jedenfalls einen Anschluss an das öffentliche Netz aufweisen und über die Zählpunktgebühren und -kosten solche Abgaben jedenfalls leisten.

Erzeuger die über Direktleitungen liefern gelten NICHT als Stromhändler im Sinne des §37 Abs 1 Z 3 ÖSG 2012 und werden daher von der Bezahlung des Abnahmepreises sowie des Preises gemäß §10 Abs 8 und Abs 12 ÖSG 2012 bewahrt.

Die Direktleitung ist in Art 22 EBL-RL 2003 definiert (siehe Gutachten Seite 29).

Eine Direktleitung geht von einem Erzeuger zu einem Abnehmer, ein Weiterverkauf oder eine Einlieferung in das öffentliche Netz ist nicht zulässig. Es darf in keine Richtung öffentlicher Strom über die Leitung geführt werden (siehe Gutachten Seite 32).

3.2.1 Verbrauchsstätten

In alten gesetzlichen Regelungen waren "Verbrauchsstätten" bekannt, wobei von einem Verbraucher Strom bezogen und an mehrere Verbraucher an dieser Verbrauchsstätte weitergegeben wurde. Dieser Begriff ist in den aktuellen Regelungen nicht ausdrücklich angeführt, was eine sinngemäße Umsetzung aber nicht hindert (siehe Anhang A Seite 33).

Für das Projekt folgen zwei Hauptpunkte (siehe Gutachten Seite 35):

- Die Versorgung mehrerer Abnehmer über jeweils eine Direktleitung von einem gemeinsamen Erzeuger (Sternnetz) steht NICHT im Widerspruch zum monopolisierten Netzbereich.
- Eine Netzkonzession ist nur erforderlich wenn ein vergleichbarer Aufwand zu den monopolisierten Netzen gegeben ist (siehe Gutachten Seite 35)

3.2.2 Generelle Anforderungen

Generelle Anforderungen an das gebäudeübergreifende Strommanagement mit Direktleitung zwischen den zwei Gebäuden sind (siehe Gutachten Seite 35):

- Kein öffentlicher Strom in der Direktleitung
- Keine Einspeisungen ins öffentliche Netz über die Direktleitung
- Überschusseinspeisung bei Erzeuger oder Verbraucher für die Gestaltung der Direktleitung unwesentlich (rechtlich)
- Die Direktleitung muss durch den Erzeuger betrieben werden
- Sternnetz ist kein Widerspruch zu geltenden Elektrizitätsrecht

3.3 Vertragliche Gestaltung des Elektrizitätsverkaufs

3.3.1 Stromliefervertrag

Ein Stromliefervertrag ist erforderlich (Dauerschuldverhältnis), unterliegt dem Konsumentenschutzgesetz und ist frei gestaltbar. Ab einer Dauer von über 1 Jahr UND einer Lieferung von über 500 Millionen kWh besteht Meldepflicht, was auf Grund der übertragbaren Energiemengen im Rahmen des Projektes daher unwesentlich ist (siehe Gutachten Seite 38).

Der Stromliefervertrag beinhaltet (Siehe Anhang A Seite 40):

- Geltung von AGB
- Vertragsdauer
- Liefermenge
- Preis (allenfalls mit Wertsicherung)
- Stromqualität
- Übergabestelle
- Art der Messung der bezogenen Strommenge
- Abrechnungs- und Zahlungsmodalitäten
- Regelungen bei Mehr- oder Minderbezug bzw. Mehr- oder Minderleistung
- Regelungen bei Zahlungsverzug
- Voraussetzungen einer Lieferunterbrechung
- Kündigungsmöglichkeiten
- Erforderliche technische Spezifikationen der technischen Anlagen des Kunden
- Haftungsregelungen
- Datenschutzerklärung
- Rechtsnachfolgeregelungen
- Gerichtsstand

3.3.2 Anforderungen an AGB

Allgemeine Geschäftsbedingungen ("AGB") müssen schriftlich übergeben und geeignet veröffentlicht werden oder es werden Lastprofilzähler installiert. Änderungen gem. AGB und Konsumentenschutzgesetz sind immer schriftlich und auf Wunsch elektronisch mitzuteilen (siehe Gutachten Seite 39). Die Inhalte der dieser AGB oder Vertragsformblätter zwischen Versorgern und Kunden sind in § 80 Abs 3 EIWOG festgelegt.

4 Ergebnisse Untersuchungsobjekt Gewerbepark

Der Gewerbepark besteht aus 25 Gewerbeobjekten, in denen rund 260 Parteien eingemietet sind. Die Struktur der MieterInnen setzt sich aus Privatpersonen als auch Gewerbetrieben zusammen, wobei unterschiedliche Objekte, einerseits Bürogebäude und andererseits Hallen (für bspw. Autowerkstätten, Produktions- und Lagerhallen), am Standort vorzufinden sind (siehe Abbildung 4.1). Aufgrund der hohen Fluktuation der MieterInnen, der daraus resultierenden kurzen Verweildauer der eingemieteten Parteien und deren hoher Anzahl, ist es nur schwer möglich die genaue Verwendung jeder Halle zu jedem Zeitpunkt exakt zu bestimmen.

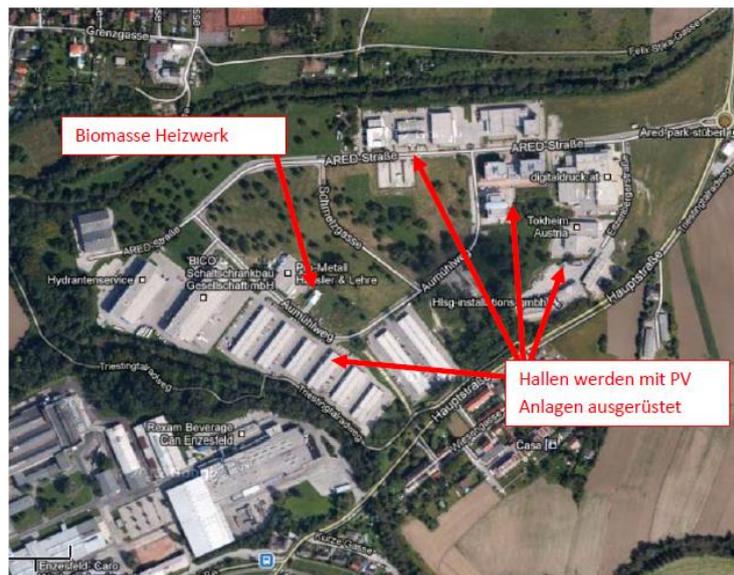


Abbildung 4.1: Untersuchungsobjekt Gewerbepark

Quelle: anhand von (Google Inc., 2015)

4.1 Beschreibung Ist-Stand

Der Gewerbepark liegt im Versorgungsgebiet der Wiener Netze und es befinden sich drei Umspannstationen in dem Gewerbegebiet. Die größten elektrischen Verbraucher innerhalb des Gewerbeparks sind nachfolgend näher beschrieben.

Unternehmen A: Vom Unternehmen A stehen hinsichtlich des Strombedarfs viertelstündliche Verbrauchsprofile der letzten drei Jahre zur Verfügung. Die Firma besitzt fünf Produktionshallen und ist der größte Verbraucher im Gewerbepark. Die Produktionsmaschinen laufen im 24 Stunden Dreischichtbetrieb und der jährliche Stromverbrauch liegt bei rund 2,2 GWh.

Bürogebäude und sonstige MieterInnen: Die Mietobjekte gliedern sich in Büroräume und Hallenobjekte. Die verschiedenen Bürofirmer haben ein ähnliches Benutzerverhalten und mit Hilfe eines Lastprofils, das von einem Bürogebäude zur Verfügung gestellt wurde, konnte das Profil auf die Quadratmeter und den Gesamtverbrauch umgelegt werden. Dieses Profil wurde für alle Bürogebäude im Gewerbepark verwendet und hochgerechnet.

Der Stromverbrauch eines Bürogebäudes beträgt laut Hochrechnung 125 MWh/a, bei einer Bruttogeschoßfläche (BGF) von 3.600 m². Im Bürogebäude sind 20 Parteien eingemietet, wobei der Stromverbrauch einer Partei über 5 MWh/a betrug. Der Verbrauch des öffentlichen Bereiches lag bei 15 MWh/a und der des Personenaufzuges bei 10 MWh/a. Die anderen Bürogebäude im Gewerbepark wurden nach dem gleichen Prinzip hochgerechnet. Der Jahresstromverbrauch des Gewerbeparks betrug demnach 4.376 MWh.

Seit März 2015 sind insgesamt 936,5 kW_p Photovoltaik auf den Dächern der Objekte des Gewerbeparks installiert. Die zwei kleineren Anlagen mit 20 kW_p und 36,5 kW_p sind in Netzebene 7 eingebunden. Die vier großen Anlagen mit 305 kW_p, 205 kW_p, 195 kW_p und 175 kW_p sind bei zwei Transformatoren in Netzebene 6 eingebunden. Der jährliche Ertrag der installierten PV-Leistung wurde anhand der Strahlungsdaten der ZAMG für den Standort Berndorf (unter Berücksichtigung der Degradation auf 25 Jahre) zu ca. 932 MWh/a berechnet.

Der Jahresverbrauch des Gewerbeparks lag im Jahr 2015 bei insgesamt 4.376 MWh. In Abbildung 4.2 sind die täglichen Verbräuche, aufgeteilt auf die drei Bereiche, Firma A, Bürogebäude und restliche MieterInnen, dargestellt. Dem Verbrauch wurde die bestehende PV-Anlage mit 932 MWh gegenübergestellt.

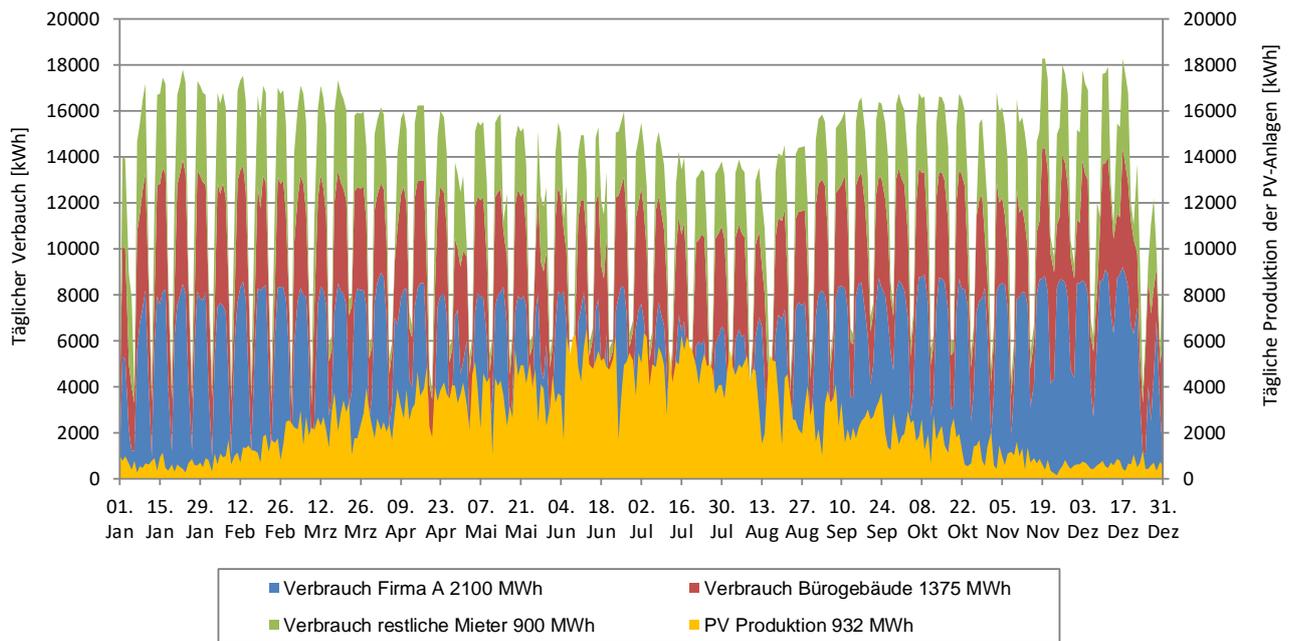


Abbildung 4.2: Jahresverbrauch und Erzeugung aus der PV-Anlagen (935,6 kW_p) im Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Die elektrischen Verbrauchsdaten der Firma A wurden mit den Produktionsverläufen der bestehenden Photovoltaikanlagen überlagert. Rund 68 % des so produzierten Stroms können direkt von der Firma A genutzt werden (entspricht 640.000 kWh/a).

Durch Überlagerung der Lastgänge der gesamten Verbraucher im Gewerbepark wurde ermittelt, dass alle Gebäude des Gewerbeparks zusammen 98 % des produzierten Stroms ebendort direkt verbrauchen könnten.

Im Bereich Wärme wird das Gewerbegebiet von einem zentralen Biomasseheizwerk mit Wärme über die Wintermonate versorgt. Über die Sommermonate (von 1.Mai bis 1.Oktober) ist das Heizwerk außer Betrieb. Die Wärmeerzeugung erfolgt mittels eines Hackgutkessels (1.000 kW) und eines Erdgaskessels (1.150 kW). Die Summe der Anschlussleistungen aller Verbraucher betrug im Jahr 2014 etwa 3.168 kW. Der gesamte Verbrauch an thermischer Energie lag bei rund 2,2 GWh. Die pro Monat erzeugten und über das Fernwärmenetz verteilten Energiemengen sind in Abbildung 4.3 dargestellt.

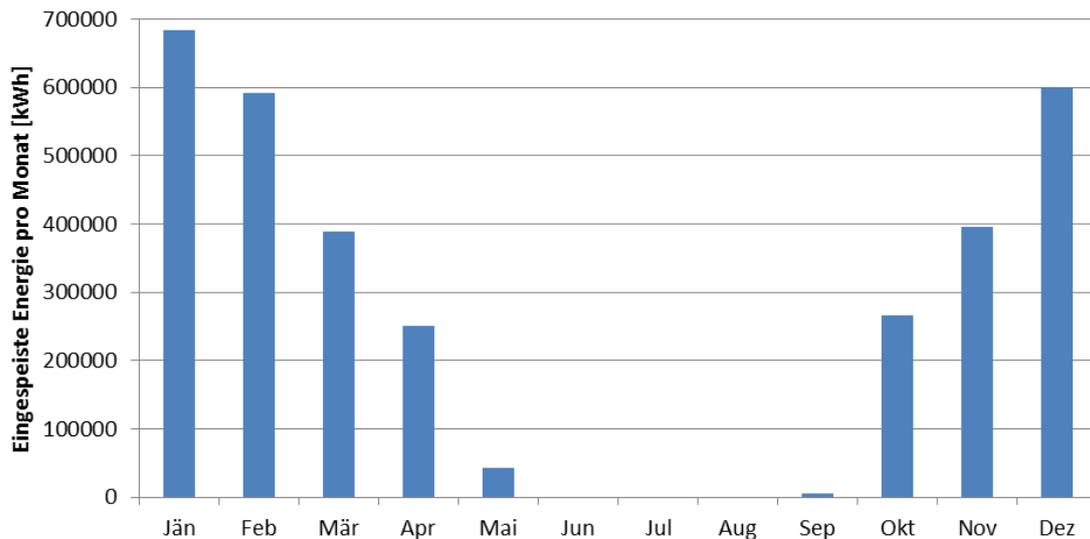


Abbildung 4.3: Eingespeiste Energie in das FW-Netz des Gewerbeplatzes vom Jahr 2014

Quelle: (eigene Darstellung)

Das Fernwärmenetz versorgt insgesamt 20 Gewerbehallen und Bürogebäude im Gewerbeplatz, sowie einen Gewerbebetrieb, drei Reihenhäuser mit insgesamt 12 Parteien und zwei Einfamilienhäuser die außerhalb des Gewerbeplatzes liegen.

Die Warmwasserbereitung in den Büro- und Industriehallen erfolgt ganzjährig mittels Durchlauferhitzern, die unter den einzelnen Waschbecken angebracht sind. Die Wohngebäude müssen ihr Warmwasser über die Sommermonate elektrisch, oder über eine solarthermische Anlage bereitstellen. Das gesamte Rohrnetz hat eine Länge von rund 2.500 m mit einem Volumen von 24 m³. Eine Übersicht des gesamten Rohrnetzes ist in Abbildung 4.4 dargestellt.



Abbildung 4.4: Übersicht des Rohrnetzes der Fernwärme im Gewerbepark

Quelle: (Fernwärmebetreiber, 2014)

4.2 Potenzial Photovoltaik und Solarthermie

Die Einstrahlungsdaten für den Gewerbepark wurden von der ZAMG (ZAMG, 2015) angefordert. Für die weiteren Berechnungen wurde die gemittelte Einstrahlung aus 2013 und 2014 verwendet. Die Berechnung des PV-Ertrags erfolgte anhand der Globalstrahlungswerte unter Berücksichtigung der Modulwirkungsgrade (gemittelter Wert mit Berücksichtigung der Degradation auf 25 Jahre) und Wirkungsgrade der Wechselrichter. In Summe ergab sich so ein spezifischer Ertragswert von etwa 1000 kWh/kW_p.

Wie im Abschnitt 4.1 erläutert, sind im Gewerbepark Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 936,5 kW_p in Betrieb. Das Potential der erneuerbaren Energien auf den Dachflächen im Gewerbepark ist jedoch noch nicht ausgeschöpft. Es stehen weitere Dachflächen zur Verfügung und es wurden bereits weitere Anlagen mit einer Gesamtleistung von 270 kW_p zur Errichtung eingereicht. Zusätzlich besteht noch das Potential insgesamt 210 m² solarthermische Kollektoren zu installieren, die einen Ertrag von ca. 71.450 kWh_{th}/a liefern könnten.

Eine Übersicht zu den Berechnungen ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Die farblich markierten Flächen in der Spalte „Photovoltaik“ zeigen, dass bei diesen Objekten bereits Anlagen mit der dargestellten Leistung installiert wurden. Bei allen anderen Objekten wurden PV-Anlagen mit der entsprechenden Leistung bereits eingereicht und bei Erhalt einer OeMAG Förderzusage werden diese errichtet. Zusätzlich können zu den PV-Anlagen noch auf einigen Gebäuden die angegebenen solarthermischen Kollektorflächen installiert werden.

Tabelle 4.1: Potential Photovoltaik und Solarthermie im Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Anmerkung: Bei den Objekten die grün markiert sind, wurde eine PV-Anlage mit der angegebenen Leistung installiert. Zusätzlich könnte die angegebene Fläche an solarthermischen Kollektoren installiert werden.

Bezeichnung	Photovoltaik			Solarthermie		
	max. Anzahl Module	Leistung [kW _p]	Ertrag [kWh]	max. Anzahl Kollektoren	Spez. Ertrag [kWh/m ²]	Ertrag [kWh]
Firma A (Nr. 4 - 6)	200	50	50.000	0	kein weiteres Potenzial	
Firma B (Nr. 8)	200	50	50.000	18	400	18.504
Firma C (Nr. 11)	146	36,5	36.500	0	kein weiteres Potenzial	
Firma D (Nr. 22)	80	20	20.000	10	450	11.565
Firma E (Nr. 24)	80	20	20.000	0	kein weiteres Potenzial	
Firma F (Nr. 13)	780	195	195.000	0	kein weiteres Potenzial	
Halle A (Nr. 16 – 18)	200	50	50.000	16	450	18.504
Halle B (Nr. 20)	200	50	50.000	18	400	20.817
Halle C (Nr. 14)	200	50	50.000	20	400	20.560
Halle D (Nr. 15)	700	175	175.000	0	kein weiteres Potenzial	
Halle E (Nr. 17 – 19)	1.220	305	305.000	0	kein weiteres Potenzial	
Halle F (Nr. 21)	820	205	205.000	0	kein weiteres Potenzial	
PV installiert (grüne Felder)		936.5	936.500			
GESAMT [kWh]			1.206.500			89.950

4.3 Szenarienbetrachtung: Untersuchungen der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit

Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, besteht im Untersuchungsgebiet insgesamt ein Potenzial in Höhe von 1.206 MWh_{el}/a an elektrischer Energie durch Photovoltaik und ca. 90°MWh_{th}/a an thermischer Energie durch Solarthermie zu erzeugen.

Beim Photovoltaikpotenzial ist zu berücksichtigen, dass bereits 936,5 MWh_{el}/a im Gewerbepark produziert werden und damit ein zusätzliches Potenzial in Höhe von 270 MWh_{el}/a durch Installation weiterer PV-Anlagen besteht.

In Bezug auf das solarthermische Potenzial ist zu beachten, dass die Einbindung solarthermischer Anlagen für den gesamten Gewerbepark nur mit größeren Umbauten möglich ist. Aufgrund des vorhandenen Potenzials werden Überlegungen zur Nutzung der erneuerbaren Energie im Gewerbepark angestellt und unterschiedliche Szenarien erarbeitet, sowie hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit untersucht.

Stromseitig wird dazu ein **Basisszenario** festgelegt, dass von der Installation einer PV-Direktleitung zur Versorgung der Firma A ausgeht. Hinsichtlich der Nutzung des vorhandenen Überschusses, d.h. dem PV-Strom den die Firma A nicht abnehmen kann, werden unterschiedliche Varianten erarbeitet und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet.

Einen Überblick der untersuchten (theoretischen) Szenarien gibt Tabelle 4.2.

Tabelle 4.2: Überblick Szenarien Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Nr.	Szenarien	Versorgte Objekte
1	Solarthermie Szenario 1: Direkte Einspeisung in das Fernwärmenetz	Gewerbhallen und Bürogebäude
2	Solarthermie Szenario 2: Solarthermie auf Wohngebäuden	Wohngebäude
3	Photovoltaik Basisszenario: Direktleitung zur Versorgung der Firma A	Firma A
4	Photovoltaik Szenario 1: Direktleitung zur Versorgung aller Mieter	Alle MieterInnen des Gewerbeparks
5	Photovoltaik Szenario 2: PV-Überschuss zur Warmwasserbereitung	Gewerbhallen und Bürogebäude
6	Photovoltaik Szenario 3: PV-Überschuss zur Erhöhung FW-Vorlauf (Winter)	alle an die Fernwärme angeschlossenen Objekte
7	Photovoltaik Szenario 4: PV-Überschuss zur Erhöhung FW-Rücklauf	alle an die Fernwärme angeschlossenen Objekte
8	Photovoltaik Szenario 5: Pufferung PV-Überschuss zur Versorgung der Wohnobjekte im Sommer	Wohngebäude
9	Photovoltaik Szenario 6: Installation elektrischer Speicher	Firma A

Die einzelnen Szenarien sind nachfolgend kurz beschrieben (für eine detaillierte Darstellung aller Szenarien wird auf Deliverable 3.1 und Deliverable 3.2 verwiesen).

4.3.1 Solarthermie Szenario 1: Direkte Einspeisung von Solarthermie in das FW-Netz

4.3.1.1 Beschreibung

Da das Heizwerk der Fernwärme von Mai bis Oktober außer Betrieb ist, stellt die erste Möglichkeit eine direkte Einspeisung von solarthermisch erzeugtem Warmwasser in das Fernwärmenetz dar. Die Warmwasserversorgung der Gewerbehallen und Bürogebäude erfolgt über das ganze Jahr mittels Durchlauferhitzer, somit hat die Einbindung solarthermischer Anlagen nur bei entsprechend langfristiger Planung Sinn, was bei den notwendigen Umrüst- und Installationskosten unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht als wirtschaftlich gesehen wird.

4.3.1.2 Kosten

Für die Einspeisung in das Fernwärmenetz sind bei Umrüstung eines bestehenden Fernwärmeanschlusses keine Grabungs- und Verlegearbeiten für Rohrleitungen außerhalb der Gebäude notwendig. Die Kosten beziehen sich daher auf die Umrüstung des bestehenden Anschlusses auf Einspeisebetrieb. Nicht enthalten sind die Kosten für die Umrüstung des Wärmebezugszählers und der Umbau der Steuerung der Heizanlage. Beide Kostenfaktoren sind spezifisch für das jeweils vorhandene System zu betrachten.

Die angegebenen Kosten in Tabelle 4.3 beziehen sich auf die erwarteten Investitionskosten für die Umrüstung des Fernwärmeanschlusses. Die Kosten sind für alle Hallen im betrachteten Gewerbepark nahezu gleich, da alle noch solarthermisch erschließbaren Hallen in den Auslegungsparametern nur geringfügige Unterscheidung aufweisen, und deshalb für alle Hallen derselbe Pumpentyp verwendet werden kann.

Tabelle 4.3: Kosten der solarthermischen Einspeisung ins Netz für unterschiedliche technische Lösungen
Quelle: (eigene Darstellung)

Ausführung	Erwartete Kosten pro System
Einspeisung in den Vorlauf (Hydraulische Weiche)	2.300,00 €
Einspeisung in den Vorlauf (zwei Pumpen)	3.080,00 €
Rücklaufanhebung	250,00 €

4.3.2 Solarthermie Szenario 2: Solarthermie auf Wohngebäuden zur Warmwasserbereitung

4.3.2.1 Beschreibung

Die an das Fernwärmenetz angeschlossenen Wohnhäuser können mit solarthermischen Anlagen ausgerüstet werden, um den Warmwasserverbrauch über die Sommermonate zu decken. Es sind 4 Objekte mit insgesamt 15 Wohnungseinheiten, die eine Anschlussleistung von 180 kW_{th} besitzen. Der Energiebedarf für die Warmwasserbereitstellung wurde in Summe für alle Einheiten mit 112,5 kWh_{th}/d abgeschätzt. Um eine solare Deckung von rund 70 % zu erhalten, bei einem täglichen Warmwasserbedarf von 150 Liter pro Haushalt, sind aufgrund der möglichen Ausrichtung ca. 5,5 m² Kollektorfläche notwendig (3 Kollektoren á 2,57 m²). Für die Versorgung der Haushalte mittels solarthermischer Anlagen sind ausreichende Flächen auf den Wohneinheiten vorhanden und die Installation ist technisch machbar. Zudem wurde angenommen, dass die Haushalte einen Speicher in der Größenordnung von 300 Liter besitzen.

Werden 70 % des Warmwasserverbrauches durch die solarthermische Anlage abgedeckt, entspricht dies 38,3 m³ des jährlichen Warmwasserbedarfes mit 50 °C. Mit der solarthermischen Anlage können daher in jeder Wohneinheit, unter Annahme einer Trinkwassertemperatur von 15 °C, 1.564 kWh_{th} pro Jahr genutzt werden - siehe Formel 1 zur Berechnung der erzeugten jährlichen Wärmemenge.

$$Q = V * \rho * c_p * \Delta T = \frac{38,3 \text{ m}^3 * 1.000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} * (50 - 15) \text{ K}}{3.600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 1.564 \text{ kWh}$$

Formel 1: Berechnung der erzeugten Wärmemenge pro Jahr

Auf 15 Wohneinheiten hochgerechnet entspricht dies 23.460 kWh_{th} pro Jahr. Für den Fall, dass die Solaranlage die benötigte Wärmemenge in den Sommermonaten z.B. aufgrund einer mehrere Tage dauernden Schlechtwetterperiode, nicht zur Verfügung stellen kann, können die Warmwasserspeicher über die bestehenden Heizpatronen aufgeheizt werden.

4.3.2.2 Kosten

Die Kosten für eine solarthermische Anlage mit 3 Kollektoren und dem nötigen Zubehör sind in Tabelle 4.4 dargestellt.

Tabelle 4.4: Kosten einer solarthermischen Anlage mit 3 Kollektoren

Quelle: (eigene Darstellung)

Bezeichnung	Menge	Preis [€/m] / [€/Stk]	Kosten [€ netto]
Solarkollektor 2,5 m ²	3	621,67	1.865,00
Rohrleitungen	20	19,17	383,33
Ausdehnungsgefäß 25 l	1	58,33	58,33
Solarsteuerung	1	148,33	148,33
Pumpengruppe	1	160,00	160,00
Montage, Anschluss	pa	-	1.083,33
Summe			3.698,33

In Summe betragen die Errichtungskosten 3.698,33 € netto pro Haushalt. Die Energiekosten für ein Objekt werden anhand der Rechnungen eines Fernwärmekunden der letzten drei Jahre, identifiziert. Es werden die Kosten aus dem Jahr 2014 mit 15,21 €/ct/kWh für die Berechnung verwendet.

Die Fernwärme ist rund 153 Tage außer Betrieb. In diesem Zeitraum wird das Brauchwasser bis dato elektrisch bereitgestellt. Für den täglichen Verbrauch von 150 Litern sind 6,13 kWh_{th} notwendig, d.h. über 153 Tage werden 937 kWh_{th} verbraucht. Die Kosten für die elektrische Warmwasserbereitung in diesem Zeitraum belaufen sich bei einem Strompreis von 15,80 €/ct/kWh_{el} netto auf insgesamt 148,00 € pro Jahr (berechnet anhand einer Stromrechnung eines Einfamilienhauses mit einem jährlichen Strombedarf in Höhe von 4.100 kWh_{el}/a).

Die solarthermische Anlage kann 70 % des Warmwasserbedarfes an 255 von 365 Tagen decken. Abzüglich der 153 Tage ergeben sich so 102 Tage an denen die Solarthermie Brauchwasser zur Verfügung stellt und die Fernwärme nicht benötigt wird. Daher können 625 kWh_{th} an Fernwärme eingespart werden, was einer finanziellen Einsparung von 95,00 € entspricht. In Summe können dadurch jährlich 243,00€ eingespart werden. Vergleicht man die Errichtungskosten mit der jährlichen Ersparnis, rechnet sich die solarthermische Anlage innerhalb von knapp 15 Jahren.

4.3.3 Photovoltaik Basisszenario: Direktleitung zur Versorgung der Firma A

Um die Gebäude der Firma A zu versorgen, muss eine Direktleitung von den Sammelpunkten der PV zu den Gebäuden gegraben und verlegt werden. Die erwarteten Kosten für die Installation der Direktleitungen sind in Tabelle 4.5 aufgelistet.

Tabelle 4.5: Erwartete Kosten für die Direktleitungen zur Versorgung der Firma A mit PV-Strom

Quelle: (eigene Darstellung)

Länge bzw. Anzahl	Bezeichnung	Preis pro Einheit [l/m oder Stk]
316 m	Energiekabel 4x240 AL	16,28 €/l/m
370 m	Energiekabel 4x400 AL	34,97 €/l/m
240 m	Energiekabel 4x50 AL	4,44 €/l/m
1	Netzumschalter	2.290,00 €/Stk.
926 m	Grabungsarbeiten	71,00 €/m

Für die Errichtung der Direktleitung zu den Gebäuden der Firma A sind 926 m Kabel notwendig. Die Kosten für die Installation betragen gesamt ca. 98.800,00 € netto. Für die Kalkulation wurden notwendige Umbauten am Netzanschluss des Unternehmens, sowie Arbeitsstunden geschätzt. Genauere Aussagen können erst durch Einholung eines Angebots einer Elektrotechnikfirma getroffen werden.

Bei einer angenommenen Systemlebensdauer von ca. 20 Jahren, betragen die Kosten jährlich 4.939,25 €. Werden pro Jahr 634.169 kWh über die Leitung übertragen, kostet die Übertragung 0,78 €cent/kWh_{el}. Inklusive der Stromgestehungskosten der abbeschriebenen PV-Anlagen in Höhe von 1,5 €cent/kWh_{el} betragen die Stromkosten in Summe 2,28 €cent/kWh_{el}.

Würde das maximale Potential an PV (1.206 kW_p) installiert werden, sind zusätzliche Grabungsarbeiten und Montagearbeiten notwendig. Die Errichtungskosten dafür würden sich auf insgesamt 133.208,90 € belaufen und die Stromkosten würden für eine übertragene Energiemenge von 710.128 kWh_{el}/a bei 2,44 €cent/kWh_{el} liegen

Sonderfall Contracting:

Werden die PV-Anlagen verpachtet, ändert sich von den vorhin beschriebenen Verlegungskosten des Basisszenarios nichts, sondern nur die rechtliche Situation. Zusätzlich wird der Überschussstrom der PV-Anlagen auch über die Direktleitungen an die Firma A übertragen und über den Netzanschluss der Firma A in das öffentliche Netz eingespeist. Dadurch wird jede erzeugte kWh über die Direktleitung übertragen, was die Kosten pro kWh senkt.

Nachfolgende Tabelle 4.6 zeigt die Übertragungskosten des PV-Stromes über die Direktleitung zu Firma A. Wie erwähnt, sinken die Stromkosten im Vergleich zur Basisvariante, da hier der gesamte erzeugte Strom über diese Direktleitung übertragen wird.

Tabelle 4.6: Kosten für Übertragung des PV-Stroms über Direktleitung zu Firma A

Quelle: (eigene Darstellung)

Installierte Leistung	Kosten Direktleitung	PV Produktion	Stromkosten
936,5 kW _p	98.784,98 €	932.754 kWh/a	2,03 €cent/kWh
1206 kW _p	133.208,90 €	1.201.176 kWh/a	2,05 €cent/kWh

Diese Variante ist, aufgrund der geringen Stromkosten die durch den Bau der Direktleitung entstehen, ebenfalls wirtschaftlich attraktiv.

Die weiteren Überlegungen beziehen sich auf den noch vorhandenen Überschuss aus der PV-Erzeugung und wie dieser wirtschaftlich am sinnvollsten genutzt werden kann.

4.3.4 Photovoltaik Szenario 1: Direktleitungen zur Versorgung aller MieterInnen

4.3.4.1 Beschreibung

Wie im Abschnitt 4.1 erläutert, sind im Gewerbepark bereits Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 936,5 kW_p in Betrieb. Es wird daher zunächst ein Szenario betrachtet, bei dem neben der Firma A auch alle anderen MieterInnen im Gewerbepark über Direktleitungen mit PV-Strom versorgt werden sollen. Eine Prinzip-Skizze zur Versorgung der MieterInnen ist in Abbildung 4.5 dargestellt.

Variante 936,5 kW_p

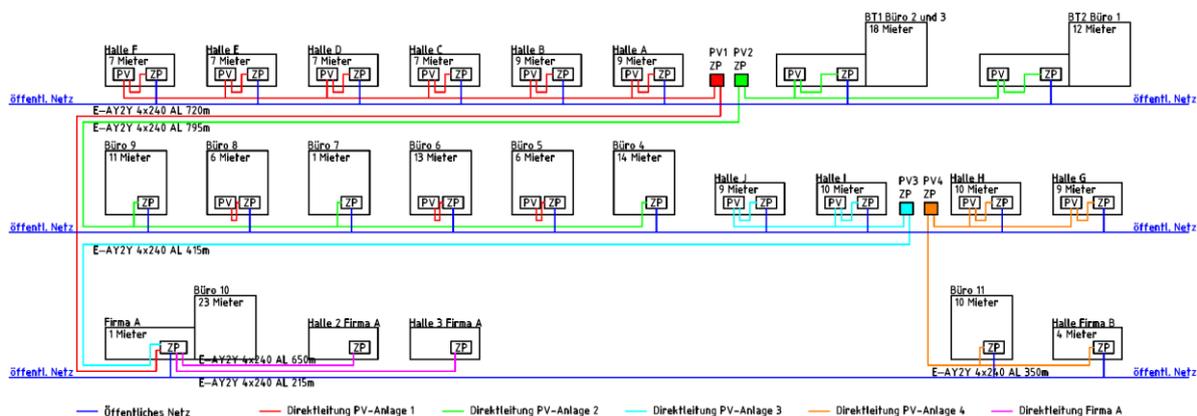


Abbildung 4.5: Versorgung aller MieterInnen über Direktleitungen mit 936,5 kW_p PV-Anlagenleistung

Quelle: (eigene Darstellung)

Bei den Objekten die eine PV-Anlage am Dach installiert haben, werden Direktleitungen von den Wechselrichtersammlern zu den einzelnen Zählrichtungen der MieterInnen, die in der selben Halle eingemietet sind, verlegt. Pro MieterIn wird eine Direktleitung gezogen, welche über zwei Netztrenner, die bei der PV-Anlage und bei der Anschlussleitung des Mieters / der Mieterin eingebunden sind, angesteuert wird. Zusätzlich werden Energiekabel, von den großen PV-Anlagen zu Hallen die keine PV-Anlage besitzen, verlegt.

Berücksichtigt man das Maximalpotential von 1.206 kW_p, werden weniger Erdkabel benötigt, da nahezu auf allen Hallen PV-Anlagen installiert sind und dabei nur die MieterInnen der jeweiligen Halle versorgt werden.

4.3.4.2 Kosten

Die Kosten für die Direktleitung zu allen 194 MieterInnen und Firmen des Gewerbearks, betragen 409.585,30 €. Für die Kalkulation wurden notwendige Umbauten am Netzanschluss der Unternehmen sowie Arbeitsstunden geschätzt. Bei einer Systemlebensdauer von ca. 20 Jahren betragen die Kosten jährlich 20.479,27 €. Werden pro Jahr 906.083 kWh_{el} (Stromauswertung Gewerbepark) über die Direktleitung übertragen, kostet die Übertragung 2,26 €cent/kWh_{el}. Zusätzlich müssen die Stromgestehungskosten der abgeschriebenen PV-

Anlagen in Höhe von 1,50 €cent/kWh_{el} berücksichtigt werden, weshalb die Stromkosten in Summe 3,76 €cent/kWh_{el} betragen.

Würde das maximale Potential an PV installiert, sind weniger Grabungsarbeiten und Energiekabel notwendig, da nahezu alle Hallen PV-Anlagen besitzen und eine Übertragung von einer Halle zur anderen nicht notwendig ist. Die Kosten für die Installation der Direktleitungen beliefen sich demnach auf 369.449,88 €. Die Stromkosten würden bei einer übertragenen Energiemenge von 1.121.816 kWh_{el}/a in etwa 3,15 €cent/kWh_{el} betragen.

4.3.5 Photovoltaik Szenario 2: Nutzung PV-Überschuss zur Warmwasserbereitung

4.3.5.1 Beschreibung

Die Bereitstellung des Brauchwassers in den Wohnobjekten (die an das Fernwärmenetz angeschlossen sind) erfolgt von Mai bis Oktober über Elektroheizstäbe. Es wird daher in diesem Szenario angedacht die Wohnobjekte über die Sommermonate mit überschüssigem PV-Strom, den die Firma A nicht verwenden kann, zu versorgen. Dafür ist eine Direktleitung von der PV-Anlage zu den Heizpatronen des Pufferspeichers der Wohneinheiten und Einfamilienhäuser notwendig, die in Abbildung 4.6 dargestellt sind. Die Direktleitung zur Firma A wurde schwarz eingefärbt, da sie in dieser Variante nicht behandelt wird. Die Leitung zu den Wohnobjekten wird von dem Sammelpunkt der Anlagen 13 und 15 weggeführt.

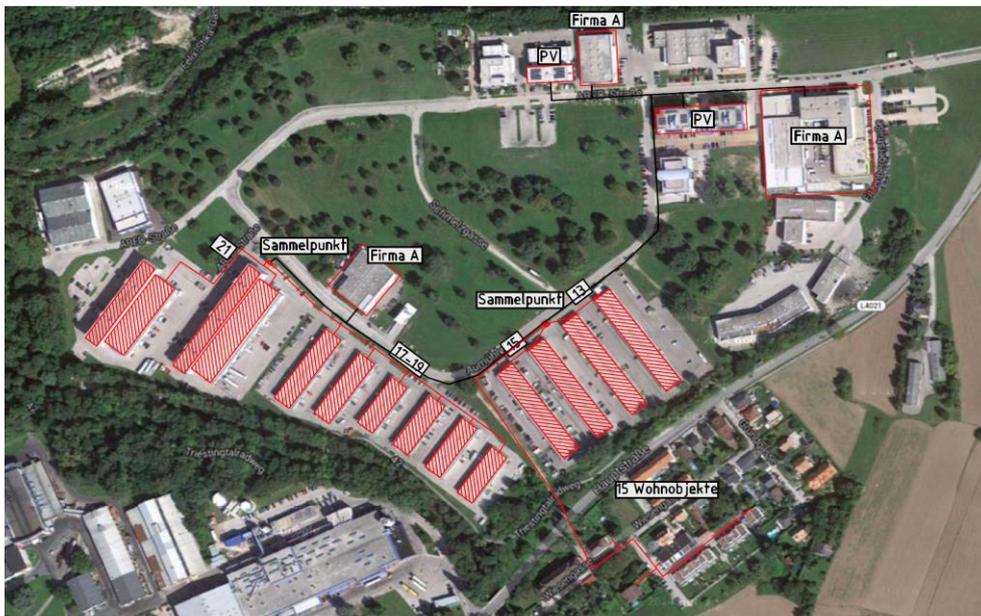


Abbildung 4.6: PV Szenario 2, Versorgung der 15 Wohnobjekte mit PV-Strom für Warmwasserbereitung

Quelle: anhand von (Google Inc., 2015)

Im Vergleich zu den Leistungsspitzen ist die Aufheizung der Speicher sehr gering. Die Energie für die Aufheizung eines Brauchwasserspeichers mit 300 Liter von 15 °C auf 50 °C beträgt 12,25 kWh (Berechnung entsprechend Formel 1). Ist ein 3,5 kW Heizstab verbaut, benötigt dieser 3,5 Stunden um den Speicher auf 50 °C aufzuheizen.

Somit können die 15 Objekte maximal 184 kWh_{el} an PV-Überschuss pro Tag verbrauchen. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass der Speicher nicht jeden Tag komplett entleert wird,

sondern nur 150 Liter mit 50 °C entnommen werden. Daher werden im Schnitt täglich 6,125 kWh_{th} pro Haushalt benötigt, um den täglichen Verbrauch bereitzustellen. Mit einem 3,5 kW Heizstab wird der Brauchwasserspeicher in 1 Stunde und 45 Minuten aufgeheizt.

In Summe können die Haushalte die PV-Spitze um 92 kWh_{el} pro Tag reduzieren und verbrauchen von Anfang Mai bis Ende September (153 Tage) 14.076 kWh_{el}.

4.3.5.2 Kosten

Die Kosten für die Direktleitungen betragen gesamt 53.204,00 €. Da bereits Heizregister verbaut sind, werden diese nicht in die Berechnung mit aufgenommen. Die Anschlusskosten werden geschätzt, da die genauen Kosten erst durch ein konkretes Angebot einer Elektrotechnikfirma feststellbar sind.

Bei einer Systemlebensdauer von ca. 20 Jahren, betragen die Kosten 2.660,20 € jährlich. Werden jährlich 14.076 kWh_{el} Energie über die Leitung übertragen, entstehen Übertragungskosten in Höhe von 18,90 €cent/kWh_{el}. Zusätzlich kommen noch die Stromgestehungskosten der abbeschriebenen PV-Anlagen mit 1,5 €cent/kWh_{el} dazu, wodurch sich in Summe Stromkosten von 20,40 €cent/kWh_{el} netto ergeben.

4.3.6 **Photovoltaik Szenario 3: Nutzung des PV-Überschusses im Winter zur Erhöhung der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes**

4.3.6.1 Beschreibung

Die Fernwärme ist von Anfang Oktober bis Ende April in Betrieb. In dieser Zeit ergibt sich unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs der Firma A ein nutzbarer PV-Überschuss, welche im Fernwärmenetz genutzt werden könnte.

Ein Überschuss fällt in diesem Zeitraum an 467 Stunden (655 Stunden) an, wobei der stündliche Maximalwert 445 kW_{el} (615 kW_{el}) beträgt und die überschüssige Durchschnittsleistung bei 120 kW_{el} (157 kW_{el}) liegt. Beispielsweise kommt im Jänner nur an 6 Tagen (zur Gänze Sonn- und Feiertage) ein Überschuss zustande, wie aus Abbildung 4.7 erkennbar ist.

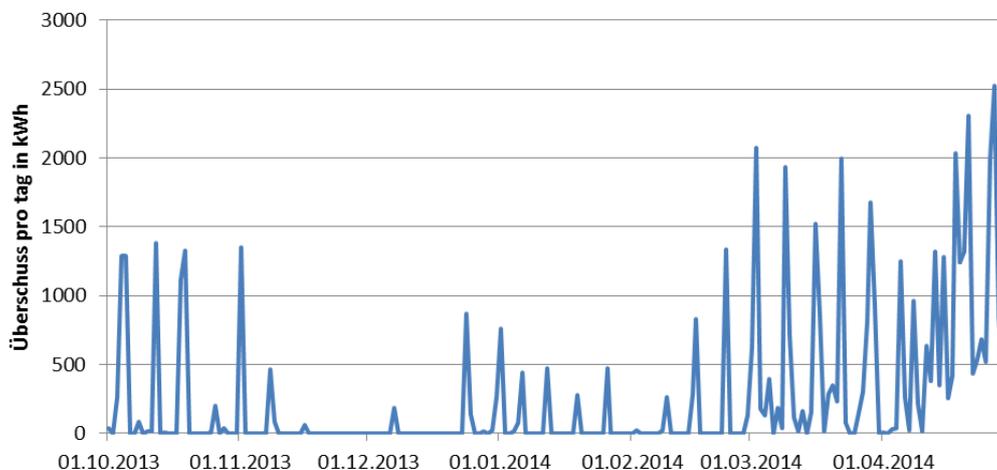


Abbildung 4.7: Überschuss der PV Anlage im Winter 2013/14

Quelle: (eigene Darstellung)

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

In Abbildung 4.8 und Abbildung 4.9 werden die Leistung der PV-Anlage mit der Abnahmeleistung der Firma A und der gesamten Fernwärme an verschiedenen Tagen und Jahreszeiten gegenübergestellt. Für eine repräsentative Darstellung wird ein Feiertag im Winter (01. Jänner), ein Sonntag und ein Werktag kurz vor der Abschaltung der Fernwärme und ein Sommertag herangezogen.

Wird der Verbrauch der Firma A gedeckt, kann zusätzlich auch die Wärmeleistung in den Mittagsstunden an diesem Feiertag gedeckt werden. Die Wärmemenge kann in den bestehenden Puffer eingespeichert werden und dann dem Vorlauf beigemischt werden. So muss nicht den Kessel abschalten, sondern nur zurückgefahren werden.

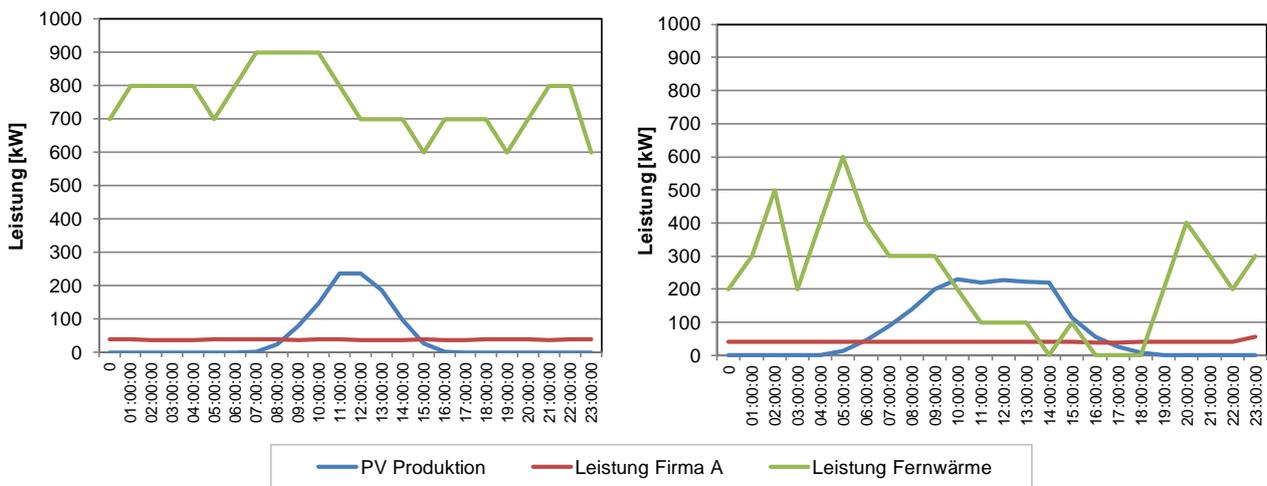


Abbildung 4.8: Vergleich Leistung PV-Anlage, Leistung Firma A und der gesamten Fernwärme am 01.01.2013 (links) und an einem Sonntag kurz vor Abschaltung der Fernwärme (rechts)

Quelle: (eigene Darstellung)

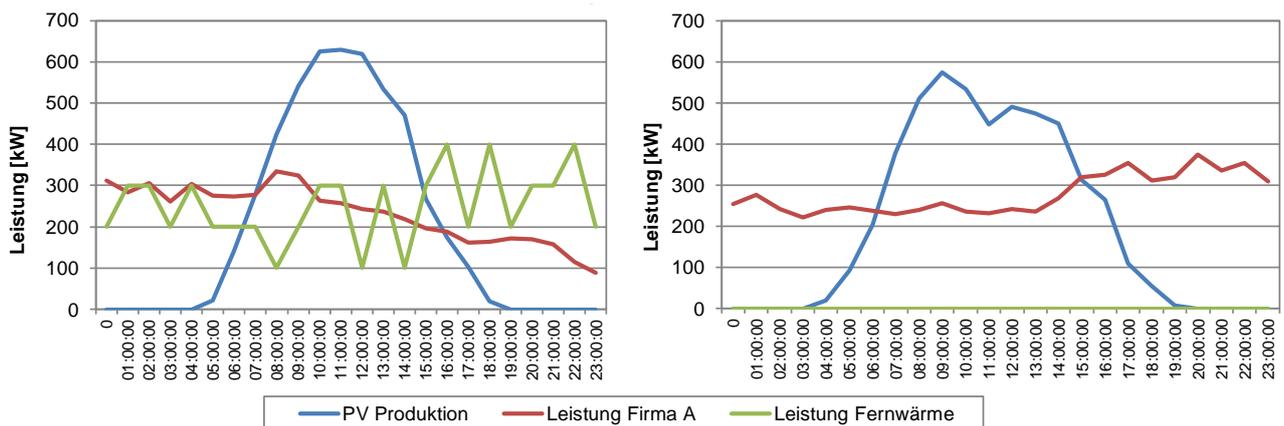


Abbildung 4.9: Vergleich Leistungen der PV-Anlage, der Firma A und der gesamten Fernwärme (FW) an einem Werktag kurz vor Abschaltung der FW (links) und an einem Werktag im Sommer (rechts)

Quelle: (eigene Darstellung)

Um auch bei größerem PV-Überschuss die Leistung im Fernwärmenetz aufnehmen zu können, ist eine Möglichkeit, die Leistung des Fernwärmekessels schon in den Morgenstunden zurückzunehmen und so eine zeitliche Verschiebung der Einspeisung zu ermöglichen. Dabei

muss jedoch darauf geachtet werden, dass es zu keiner unzulässig starken Auskühlung kommt. Durch Installation von Elektroheizstäbe in der Fernwärmestation kann der Überschuss also dazu verwendet werden, den Vorlauf der Fernwärme aufzuheizen.

In Tabelle 4.7 sind mit PV-Anlagen und Fernwärmeanschluss ausgerüstete Hallen aufgelistet. Dabei wird eine mögliche Anspeisung der Heizelemente festgelegt. Die produzierte Energie der PV-Anlagen der Objekte 11 und 22 wird vollständig von der Firma A abgenommen und bei den restlichen PV-Anlagen entstehen dementsprechende Überschüsse. Unter der Annahme eines spezifischen PV-Ertrags von 996 kWh_{el}/kW_p können während des Fernwärmebetriebes (von 1. Oktober bis 1. Mai) rund 55.930 kWh über die Elektroregister in das Wärmenetz eingespeist werden.

Tabelle 4.7: Objekte mit PV-Anlagen und mögliche Anordnung der Heizelemente inkl. Überschuss

Quelle: (eigene Darstellung)

Bezeichnung	Photovoltaik						
	Leistung [kW _p]	Ertrag [kWh]	Elektro-Heizstab [kW]	Abnahme Firma A [kWh]	Überschuss pro Jahr [kWh/a]	Überschuss Okt.- Mai [kWh]	Überschuss Mai – Okt. [kWh]
Objekt 11 (Firma C)	36,5	36.354	-	36.354	0	0	0
Objekt 22 (Firma D)	20	19.920	-	19.920	0	0	0
Objekt 13 (Firma F)	195	194.920	3 x 25 kW	129.540	64.680	12.394	52.286
Objekt 15 (Halle D)	175	174.300	3 x 25 kW	116.254	58.046	11.122	46.923
Objekt 17 (Halle E)	305	303.780	6 x 25 kW	202.615	101.165	19.385	81.781
Objekt 21 (Halle F)	205	204.180	6 x 25 kW	136.184	67.996	13.029	54.967
GESAMT	936,5	932.754	450	640.867	291.887	55.930	235.957

4.3.6.2 Kosten

Von einem Wiener Wärmetechnik-Unternehmen gibt es Flanschheizkörper mit einer Anschlussleistung von 25 kW fertig in einer Armatur eingebaut, um 3.169,18 € netto, die für eine Durchlauferhitzung verwendet werden können.

Die Verlegungslänge der Erdkabel in dieser Variante beträgt 154 m vom Sammelpunkt Objekt 17-19 und 21 und 200 m vom Sammelpunkt Objekt 13 und 15. In Summe ist bei Nutzung des Überschusses der 936,5 kW_p PV-Anlagen in dieser Ausführung mit Kosten in Höhe von 92.342,36€ netto zu rechnen.

Bei einer Systemlebensdauer von ca. 20 Jahren, betragen die Kosten jährlich 4.617,12 €. Unter Berücksichtigung von 5 % Umwandlungs- und Übertragungsverlusten können 67.474 kWh_{el} über diese Leitungen übertragen und in Wärme umgewandelt werden. Die Übertragungskosten betragen 6,84 €cent/kWh_{el}. Zusätzlich kommen noch die Stromgestehungskosten der abgedescribten PV-Anlagen mit 1,50 €cent/kWh_{el} hinzu, wodurch in Summe Kosten in Höhe von 8,34 €cent/kWh_{el} für die ins Fernwärmenetz gelieferte Energie entstehen.

Würde das maximale Potential an PV installiert, besteht eine maximale Überschussspitze von 615 kW_{el}. Die Kosten für die Installationen betragen gesamt 176.904,22 €. In Summe können mit Einberechnung eines 5 %-igen Umwandlungs- und Übertragungsverlustes 124.768 kWh in das Wärmenetz eingespeist werden. Dadurch kostet die Übertragung 7,09 €cent/kWh. Mit den Stromgestehungskosten der abgedescribeneden PV-Anlagen von 1,5 €cent/kWh ergeben sich Gesamtwärmekosten von 8,59 €cent/kWh für die ins Fernwärmenetz gelieferte Energie.

4.3.7 Photovoltaik Szenario 4: Nutzung des PV-Überschusses im Winter zur Erhöhung der Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes

4.3.7.1 Beschreibung

Eine andere Möglichkeit als bei der Fernwärmestation in den Vorlauf zu speisen, besteht durch örtliche Einspeisung bei den Sammelpunkten in den Rücklauf der Fernwärme. Dadurch erspart man sich einen großen Teil des Kabelweges im Vergleich zu Szenario 3. In Abbildung 4.10 sind im Bereich der Sammelpunkte und Kreuzungen der Fernwärme Übergabestationen eingezeichnet. Bei diesen sollen die Heizregister in den Fernwärmerücklauf eingebunden werden. Die Direktleitung zur Firma A ist aus Übersichtsgründen hier nicht dargestellt.

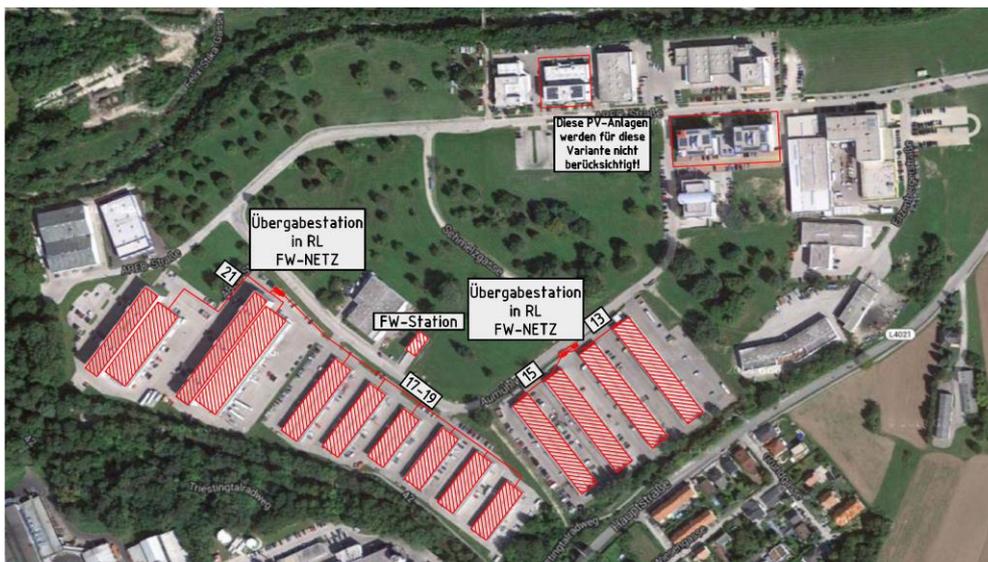


Abbildung 4.10: PV Szenario 4 - Einspeisung des Überschusses im Winter in den RL des Fernwärmenetze

Quelle: (Google Inc., 2015)

4.3.7.2 Kosten

Die Kosten für dieses Szenario (bei einer PV-Leistung von 936,5 kW_p) belaufen sich auf insgesamt 75.972,84 € netto.

Bei einer Systemlebensdauer von ca. 20 Jahren, betragen die Kosten jährlich 3.798,64 €. Werden 67.474 kWh (inkl. 5 % Umwandlungs- und Übertragungsverlust) über diese Leitungen übertragen, kostet die Übertragung einer kWh Wärme 5,63 €cent. Zusätzlich kommen noch die Stromgestehungskosten der abgedescribeneden PV-Anlagen mit 1,5 €cent/kWh dazu und es entstehen in Summe Wärmekosten in der Höhe von 7,13 €cent/kWh für die ins Fernwärmenetz gelieferte Energie.

Würde das maximale Potential an PV installiert, besteht eine maximale Überschussspitze von 615 kW_{el}. Dabei entstehen Gesamtkosten von 142.276,70 €. In Summe können mit Einberechnung eines 5 %-igen Umwandlungs- und Übertragungsverlustes 124.768 kWh in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Dadurch kostet die Übertragung einer kWh Wärme 5,70 €cent. Mit den Stromgestehungskosten der abgedescribten PV-Anlagen von 1,5 €cent/kWh ergeben sich in Summe Wärmekosten von 7,20 €cent/kWh für die ins Fernwärmenetz gelieferte Energie.

4.3.8 Photovoltaik Szenario 5: Ganzjährige Nutzung PV-Überschuss durch Installation eines Pufferspeichers zur Versorgung der Wohnobjekte im Sommer

4.3.8.1 Beschreibung

In der Halle D (Objekt 15) soll ein Pufferspeicher (15 m³) installiert und mit PV-Überschuss thermisch beladen werden. An dieser Halle entlang liegt die Fernwärmeleitung für die angrenzende Wohnsiedlung mit 15 Wohneinheiten. Ziel ist es mit dem Pufferspeicher, der an die Fernwärmeleitung angeschlossen ist, den Fernwärmebetrieb für die Wohnobjekte über die Sommermonate aufrecht zu erhalten und in den Wintermonaten das Fernwärmenetz zu unterstützen, sowie Lastspitzen abzuschwächen. Dabei müsste an der bestehenden Infrastruktur im Siedlungsgebiet nichts verändert werden, sondern nur auf den Gründen im Gewerbepark, die dem Gewerbeparkbetreiber gehören (siehe Abbildung 4.11 - die blaue Linie stellt die vorhandene Fernwärmeleitung darstellt).

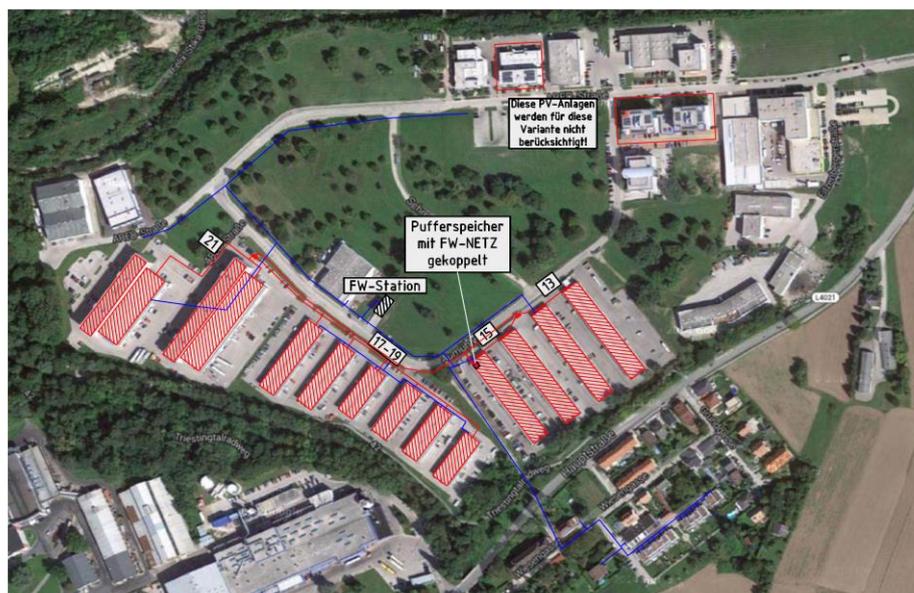


Abbildung 4.11: PV Szenario 5 - Einspeisung des Überschusses ganzjährig in einen Pufferspeicher

Quelle: (Google Inc., 2015)

Die Vorlauftemperatur beträgt 85 °C und die Rücklauftemperatur beträgt 60 °C. Der Rücklauf soll durch die Variante um bis zu 30 K erwärmt werden, wenn die PV-Anlage mit den Maximalüberschüssen von 445 kW pro Stunde in den Puffer fährt. Diese Spitzen treten sehr selten in den Zeitpunkten auf in denen der Speicher mit der Maximallast beladen wird, meistens liegt eine Leistung von ca. 120 kW in den Mittagsstunden an.

4.3.8.2 Kosten

Die Kosten dieser Variante betragen 114.756,84 € für die Einspeisung des Überschusses in den Pufferspeicher und in weiterer Folge in das Fernwärmenetz (bei 936,5 kW_p PV-Leistung).

Bei einer Systemlebensdauer von ca. 20 Jahren, betragen die Kosten 5.737,84 € jährlich. Im Zeitraum des Fernwärmebetriebes können aufgrund des Leistungsengpasses 48.388 kWh (entspricht rund 68 % von 71.025 kWh, inkl. 5 % Umwandlungs- und Übertragungsverlust) in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Über die Sommermonate können zur Versorgung der Wohnobjekte 46.390 kWh (davon sind 32.314 kWh Wärmeverluste) über diese Leitungen eingespeist werden. Inklusive der zu berücksichtigenden Verluste belaufen sich die Kosten für dieses Szenario auf 6.222,55 € jährlich

Eine kWh von der nutzbaren Energie in Höhe von 62.464 kWh (48.388 kWh von Okt.-Mai und 14.076 kWh von Mai-Okt.) kostet demnach 9,19 €cent. Zusätzlich kommen noch die Stromgestehungskosten der abgeschriebenen PV-Anlagen mit 1,5 €cent/kWh hinzu, wodurch in Summe Wärmeübertragungskosten von 10,69 €cent/kWh_{th} entstehen.

Die PV-Maximalvariante wurde hier nicht behandelt, da die zusätzlichen PV-Anlagen von dem Pufferspeicher weit entfernt wären, der Wärmebedarf der Wohneinheiten über die Sommermonate mit den bestehenden PV-Anlagen leicht gedeckt werden kann und es wirtschaftlich sinnvoller ist, den Überschuss im Winter entsprechend Szenario 4 zu verwenden.

4.3.9 **Photovoltaik Szenario 6: Installation elektrischer Speicher**

4.3.9.1 Beschreibung

Um die Eigennutzung des produzierten PV Stromes zu erhöhen, kann eine Akkuspeichereinheit integriert werden, die die Firma A mit dem bei Produktionsspitzen gespeicherten Strom versorgt. Aufgrund der Größe der bestehenden PV Anlage von 936,5 kW_p sind bei einem Akku von 100 kWh_{el} rund 212 Vollastzyklen pro Jahr möglich. Ein kleinerer Speicher würde nur unwesentlich mehr Vollastzyklen schaffen und wegen des hohen Leistungsbedarfs der Firma A von durchschnittlich 150 kW schon nach kürzester Zeit entleert. Bei einer Vergrößerung der Speichereinheit würde die Anzahl der Vollastzyklen schnell stark abfallen, weshalb eine solche nicht mehr in Betracht gezogen wird. Durch die gewählte Speichereinheit können jährlich 20.162 kWh_{el} gespeichert werden

4.3.9.2 Kosten

Die Kosten pro kWh betragen 1.350,00 € netto. Die Firma A zahlt einen Strompreis in Höhe von 11,29 €cent/kWh_{el}. Würde man den Strom in das öffentliche Netz einspeisen, anstatt in den Speicher, bekommt man 3,3 €cent/kWh_{el} laut Markttarif Ökostrom. Die Differenz daraus beträgt 7,99 €cent/kWh_{el}.

Durch die Nutzung des Speichers und der Differenz zwischen Strombezugspreis und erzielbarem PV-Einspeisepreis ergibt sich eine jährliche Rendite von 1.611,00 €. Die Amortisation für den Akku liegt damit ohne Wartungskosten bei über 83 Jahren.

4.3.10 Fazit

In diesem Abschnitt werden noch einmal die erarbeiteten Varianten zusammengefasst.

Szenarien Solarthermie:

Solarthermie Szenario 1: Direkte Einspeisung von Solarthermie in das FW-Netz

Die Warmwasserversorgung der Gewerbehallen und Bürogebäude erfolgt über das ganze Jahr mittels Durchlauferhitzer, somit hat die Einbindung solarthermischer Anlagen nur bei entsprechend langfristiger Planung Sinn, was bei den notwendigen Umrüst- und Installationskosten unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht als wirtschaftlich gesehen wird.

Solarthermie Szenario 2: Solarthermie auf Wohngebäuden

Solarthermische Anlagen auf den Wohngebäuden zu errichten, macht technisch durchaus Sinn, da ausreichend Platz auf den Dächern vorhanden ist und dadurch das Brauchwasser über den Sommerzeitraum, in dem kein Fernwärmebetrieb stattfindet, nicht elektrisch bereitgestellt werden müsste. Die jährlichen Kosteneinsparungen dieser Variante berechnen sich zu 243,00 €. Die Anlage rechnet sich ohne zusätzliche Kosten in knapp 15 Jahren.

Diese Lösung ist weder für den Parkbetreiber, noch für den Vermieter wirtschaftlich attraktiv, da dadurch lediglich die Betriebskosten der Wohneinheiten gesenkt werden. Die MieterInnen, wenn dieser über eine lange Zeit in der Wohnung eingemietet bleiben, könnten über diese Anschaffung nachdenke, da sie von niedrigeren Betriebskosten profitieren.

Szenarien Photovoltaik:

Die berechneten Kosten der Szenarien sind in der nachfolgenden Tabelle nochmals zusammengefasst.

Tabelle 4.8: Zusammenfassung Kosten PV-Szenarien

Quelle: (eigene Darstellung)

Szenario	PV-Leistung [kW _p]	Installationskosten [EUR]	Energiekosten [€cent/kWh]
Basisszenario	936,5	Direktleitungen: 98.784,98 € (PV-Direktnutzung: 68,7 %)	Strom: 2,27
	1.206	Direktleitungen: 133.208,90 € (PV-Direktnutzung: 59,8 %)	Strom: 2,54
Szenario 1	936,5	Direktleitungen: 409.585,30 € (PV-Direktnutzung: 97,0 %)	Strom: 3,76
	1.206	Direktleitungen: 369.449,78 € (PV-Direktnutzung: 93,0 %)	Strom: 3,15
Szenario 2	936,5	Direktleitungen: 53.204 €	Strom: 20,40
Szenario 3	936,5	Direktleitungen: 92.342,36 €	Wärme: 10,19
	1.206	Direktleitungen: 176.904,22 €	Wärme: 10,58
Szenario 4	936,5	Direktleitungen: 75.972,84 €	Wärme: 8,65
	1.206	Direktleitungen: 142.276,70 €	Wärme: 8,80
Szenario 5	936,5	Direktleitung + Pufferspeicher: 114.756,84 €	Wärme: 13,27

Basisszenario: Direktleitung zur Versorgung der Firma A

Die Variante der Direktleitung ist aufgrund der geringen Stromkosten, die auf die große übertragene Energiemenge zurückzuführen sind, wirtschaftlich attraktiv, da der Strompreis der Firma A 12,00 €cent/kWh netto beträgt.

Photovoltaik Szenario 1: Direktleitungen zur Versorgung aller MieterInnen

Es wurde die Ausgangsvariante mit PV-Anlagen von 936,5 kW_p, sowie die Maximalpotentialvariante behandelt. Beide Varianten sind aufgrund der großen Übertragungsmengen wirtschaftlich attraktiv.

Photovoltaik Szenario 2: PV-Überschuss im Sommer zur Versorgung der Wohneinheiten

In dieser Variante wird ein Teil des PV-Überschusses verwendet, um die Brauchwasserspeicher der 15 Wohneinheiten zu beladen. Dies soll über eine Direktleitung von der am nächsten gelegenen PV-Anlage zu den einzelnen Heizpatronen erfolgen. Aufgrund der berechneten Stromkosten in Höhe von 20,40 €cent/kWh netto, besteht kein finanzieller Anreiz zur Umsetzung dieser Variante.

Photovoltaik Szenario 3: PV-Überschuss im Winter - Einspeisung in VL in Fernwärmestation

Um den PV-Überschuss über die Wintermonate nutzen zu können, wurde die Einspeisung in den Vorlauf der Fernwärme angedacht. Dies kann im Zeitraum von Oktober - Mai erfolgen. Dazu müssten von den PV-Anlagen Leitungen zur Fernwärmestation verlegt werden und in der Heizzentrale elektrische Heizregister verbaut werden. Die Wärmegegestehungskosten des Hackgutkessels betragen 4,7 €cent/kWh und die des Gaskessels 6,0 €cent/kWh. Die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung in den Vorlauf der Fernwärme ist also nicht gegeben.

Photovoltaik Szenario 4: PV-Überschuss im Winter - Einspeisung in RL der Fernwärme

Anders als in der Variante 3 soll in diesem Szenario der Rücklauf des Fernwärmenetzes durch Nutzung des PV-Überschusses angehoben werden. Die Wärmegegestehungskosten des Hackgutkessels betragen 4,7 €cent/kWh und die des Gaskessels 6,0 €cent/kWh. Bei einem berechneten Energiekostenpreis von 10,19 €cent/kWh (bzw. 10,58 €cent/kWh) ist die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung in den Rücklauf des Fernwärmenetzes nicht gegeben.

Photovoltaik Szenario 5: PV-Überschuss ganzjährig in Pufferspeicher

In diesem Szenario wird ein zentraler 15 m³ Pufferspeicher installiert, der ganzjährig mit PV-Überschuss beladen wird. Dabei wird während des Fernwärmebetriebes die Temperatur des Rücklaufes angehoben und bei Stillstand der Fernwärme von Mai - Oktober, ein Teilnetz mit 15 Wohneinheiten betrieben. Nachteilig ist, dass der Betrieb nur bei PV-Überschuss sinnvoll geführt werden kann und Wärmeverluste über das Fernwärmenetz auftreten. Die Wärmegegestehungskosten des Hackgutkessels betragen 4,7 €cent/kWh und die des Gaskessels 6,0 €cent/kWh. Durch einen berechneten Energiekostenpreis in Höhe von 8,65 €cent/kWh (bzw. 8,80 €cent/kWh) ist auch dieses Szenarios nicht wirtschaftlich.

Photovoltaik Szenario 6: Elektrischer Speicher

Durch den Einsatz eines elektrischen Speichers mit einer Speicherkapazität von 100 kWh können jährlich 20.162 kWh an PV-Strom gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden. Aufgrund der hohen Anschaffungskosten und der dadurch hohen

Amortisationsdauer von rund 83 Jahren, ist der elektrische Speicher für den Gewerbepark als Variante ausgeschieden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Versorgung der Firma A über eine Direktleitung jedenfalls anzustreben ist. Ebenfalls ist eine Versorgung aller MieterInnen des Gewerbegebietes über Direktleitungen wirtschaftlich rentabel. Des Weiteren bestehen bei den Szenarien 3 und 4 die geringsten Gestehungskosten, jedoch liegen diese über dem Wert der Wärmegestehungskosten der Feuerungsanlagen des Fernwärmenetzes.

4.4 Geschäftsmodelle

Basierend auf den im vorigen Kapitel dargestellt Kosten der unterschiedlichen Szenarien zur Nutzung der erneuerbar erzeugten Energie werden mögliche Geschäftsmodelle für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch erarbeitet. Die einzelnen Geschäftsmodelle unterscheiden sich hinsichtlich der Anbindung der Erzeugung an den/die Verbraucher und hinsichtlich der Nutzung der erzeugten Energie (Strom und/oder Wärme).

Im Gewerbepark soll der Strom, der in Photovoltaikanlagen erzeugt wird, möglichst gewinnbringend verkauft werden. Es wurde bereits gezeigt, dass die Möglichkeit besteht, die erzeugte elektrische Energie der PV-Anlagen zu 68 % durch den größten Verbraucher des Parks, die Firma A und zu 97 % durch alle MieterInnen des Parks abnehmen zu lassen. Neben der Unterscheidung hinsichtlich dessen, an wen die PV-Erzeugung verkauft wird, wird auch eine Unterscheidung bezüglich der Höhe der installierten PV-Leistung getroffen. Es wird zwischen zwei Fällen unterschieden, einer installierten Leistung von 936,5 kW_p (Ausgangslage) und einer installierten Leistung von 1.206 kW_p (Maximalpotential).

Es wird immer davon ausgegangen, dass alle installierten PV-Anlagen bereits vollkommen abgeschrieben sind. Im Gewerbepark gibt es im Wesentlichen zwei Ansätze für die Geschäftsmodelle. In beiden ist es das Ziel möglichst viel der aus erneuerbaren Quellen stammenden Energie an den/die EndkundInnen zu bringen. Die beiden besagten Fälle unterscheiden sich hinsichtlich der Art und Weise wie die elektrische Energie vom Erzeuger zum Endkunden transportiert werden soll.

4.4.1 Modell 1: Stromtransport über Direktleitung

Der Transport über eine Direktleitung sieht vor, dass von der Erzeugung zu jedem Verbraucher hin eine Leitung aufzubauen ist. Dabei muss beachtet werden, dass die Funktionalität des öffentlichen Netzes nicht in Anspruch genommen wird, d.h. die Direktleitung muss hinter dem Zählpunkt des Netzbetreibers am jeweiligen Objekt angeschlossen werden. Für den Betrieb der Direktleitung ist solange keine Verteilnetzkonzession erforderlich, solange das entstehende Netz nicht den Charakter eines Verteilnetzes annimmt und kein Antrag auf die Erteilung einer Konzession gestellt wurde. Es ist in jedem Fall nicht Sinn der Direktleitung ein

privates Netz parallel zum bestehenden öffentlichen Netz aufzubauen¹. In Abbildung 4.12 ist der schematische Aufbau für dieses Geschäftsmodell dargestellt. Der farblich hinterlegte Bereich stellt die Option für die Variante 2.1a dar. Die Erzeugung der PV-Anlage wird über die Direktleitung der Firma A zur Verfügung gestellt. Reicht die PV-Erzeugung nicht aus, um den Bedarf der Firma A zu decken, wird die benötigte elektrische Energie aus dem Netz bezogen.

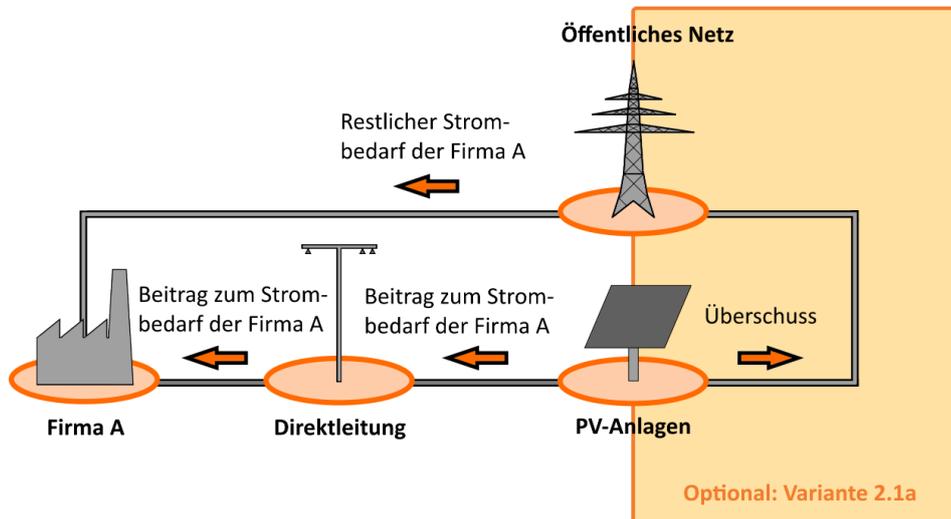


Abbildung 4.12: Schematischer Aufbau für das Geschäftsmodell 1 für das Objekt Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Der Vorteil dieser Variante liegt darin, dass das öffentliche Netz nicht für einen Stromtransport der PV-Erzeugung zur Firma A genutzt wird und daher einerseits keine Anmeldung bei einer Bilanzgruppe notwendig ist und andererseits auch keine Systemnutzungsentgelte zu bezahlen sind. Dieser Umstand bedingt, dass für den verkauften Strom ein höherer Preis verlangt werden kann, da keine Abgaben an den Verteilnetzbetreiber zu erfolgen haben. Es ist somit für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit eine Gegenüberstellung der Errichtungskosten für die Leitung und der Einnahmen durch den Verkauf der PV-Erzeugung durchzuführen. Die Kosten und Nutzen dieses Geschäftsmodells sind in Tabelle 4.9 dargestellt.

Tabelle 4.9: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für den Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kW _p	1206 kW _p
Errichtungskosten pro Jahr	€ 4.939,25	€ 6.660,45
Stromgestehungskosten pro Jahr	€ 13.991,31	€ 18.017,64
Elektrizitätsabgabe	€ 9.613,01	€ 10.651,92
Gesamtkosten pro Jahr	€ 28.543,56	€ 35.330,01
Einnahmen durch den Stromverkauf	€ 57.678,03	€ 63.911,52
Einnahmen pro Jahr	€ 57.678,03	€ 63.911,52
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 29.134,47	€ 28.581,52

¹ Telefonat e-Control Dr. Mrazek am 22.05.2015

Aus der wirtschaftlichen Analyse ist klar ersichtlich, dass die Einnahmen aus dem Betrieb der Direktleitung und dem Verkauf der PV-Erzeugung an die Firma A größer sind als die gesamten Kosten. Diese Aussage ist für beide PV-Anlagengrößen zulässig. Unter den in diesem Fall beschriebenen Randbedingungen ist die Variante mit einer PV-Anlagenleistung von 936,5 kW_p sinnvoller. Der Berechnung liegt die Annahme eines Verkaufspreises für den Strom von 9 €cent pro kWh zugrunde, dieser Preis erfüllt die Bedingung, dass für Firma A ein Anreiz gegeben sein muss, den Strom nicht vom bisherigen Lieferanten zu beziehen.

Variante 2.1a: Verkauf des PV-Überschusses an die OeMAG

Da für dieses Geschäftsmodell der Verkauf der PV-Erzeugung an die Firma A angedacht ist, diese aber nicht die gesamte PV-Erzeugung abnehmen kann, wäre eine Variante für den Umgang mit dem Überschuss der Verkauf an die OeMAG zu einem fixen Tarif. Tabelle 4.10 zeigt die wirtschaftliche Analyse der Variante 2.1a (siehe Abbildung 4.12). Diese Variante berücksichtigt weiterhin die Einnahmen aus dem Verkauf der PV-Erzeugung an Firma A.

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass der Verkauf des Überschusses an die OeMAG klare finanzielle Vorteile mit sich bringt. Damit ist ein Geschäftsmodell mit Variante 2.1a einem Modell ohne dieser Variante vorzuziehen. Unter den Annahmen die der Variante 2.1a zugrunde liegen, ist eine Anlagengröße von 1.206 kW_p vorzuziehen, da hier die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben größer ist als für eine 936,5 kW_p Anlage.

Tabelle 4.10: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt Gewerbepark unter Anwendung der Variante 2.1a

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kW _p	1206 kW _p
Errichtungskosten pro Jahr	€ 4.939,25	€ 6.660,45
Stromgestehungskosten pro Jahr	€ 13.991,31	€ 18.017,64
Elektrizitätsabgabe	€ 9.613,01	€ 10.651,92
Gesamtkosten pro Jahr	€ 28.543,56	€ 35.330,01
<hr/>		
Einnahmen durch Verkauf an Firma A	€ 57.678,03	€ 63.911,52
Einnahmen durch Verkauf OeMAG	€ 9.632,27	€ 16.204,58
Einnahmen pro Jahr	€ 67.310,30	€ 80.116,10
<hr/>		
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 38.766,74	€ 44.786,10

Sonderfall: Contracting Modell – Verpachtung PV-Anlage an Firma A (Strom über Direktleitung)

Diese Variante stellt einen Sonderfall zu Modell 1 dar, wobei hierbei nicht die technischen Aspekte zur Übertragung der erzeugten Energie betroffen sind, sondern unterschiedliche Möglichkeiten der Eigentumsverhältnisse der PV-Anlage betrachtet werden sollen. Die Übertragung der erzeugten Energiemengen erfolgt daher wiederum über eine Direktleitung, weshalb sich hinsichtlich der technischen Aspekte keine Änderungen zu Modell 1 ergeben.

Zur Übertragung des Eigentums der PV-Anlage sind unterschiedliche Varianten z.B. über individuelle vertragliche Regelungen wie etwa einen Sale-und-Lease-back Vertrag denkbar. Grundsätzlich gilt es zu klären, ob zur Errichtung einer Direktleitung die Erzeugungsanlage im Eigentum des Errichters stehen muss, oder ob die Tätigkeit des Verkaufs von Energie auch für den Besitzer möglich ist.

Es wird daher für die nachfolgenden Ausführungen von der „Verpachtung“ der Anlage an die Firma A gesprochen.

Für den hier betrachteten Fall wird davon ausgegangen, dass ein genügend hoher finanzieller Anreiz für die Firma A besteht, die bereits bestehende PV-Anlage (sobald sie aus der OeMAG-Förderung fällt), zu „pachten“ und die Direktleitung selbst zu errichten. Damit wird die Anforderung der Gesetzgebung, dass mit einer Direktleitung ein eigenes Unternehmen versorgt werden kann, auf jeden Fall Folge geleistet. Der finanzielle Anreiz ergibt sich daraus, dass durch die Eigenversorgung mit PV-Strom die Kosten für den Strombezug vom Energielieferanten sinken. Diese Kostensenkung ist den Errichtungskosten für die Direktleitung und den Kosten für die „Pachtung“ der PV-Anlage gegenüberzustellen. Da die Firma A über die Pachtung der PV-Anlage über die Stromerzeugung verfügen kann, besteht ebenfalls die Möglichkeit, die selbst nicht benötigte PV-Erzeugung an die OeMAG zu verkaufen.

Dadurch ergeben sich für diesen Sonderfall zwei unterschiedliche Varianten die hier näher diskutiert werden. Im Gegensatz zu den bisherigen Betrachtungen müssen an dieser Stelle zwei Parteien berücksichtigt werden. Auf der einen Seite die Firma A, die die PV-Anlage nutzt und auf der anderen Seite die ursprünglichen Eigentümer (im Folgenden PV-Errichter genannt). Damit eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist, müssen beide Parteien einen Gewinn erwirtschaften können. Nur so ist ein Anreiz gegeben, das Modell umzusetzen.

Tabelle 4.11 beschreibt die wirtschaftliche Analyse ohne den Verkauf des Überschusses an die OeMAG. Die jährlichen Raten sind unterschiedlich und hängen von der Größe der PV-Anlage ab. Für den Fall einer 936,5 kW_p Anlage wurde die jährliche Rate mit 25.000,00 € festgelegt. Dieser Wert liegt im Bereich der Ergebnisse aus Tabelle 4.9, damit ließen sich für den PV-Errichter in beiden Geschäftsmodellen ähnliche Differenzen aus Einnahmen und Ausgaben erzielen. Für die 1206 kW_p-Anlage wurden die jährlichen Raten entsprechend hochskaliert.

Tabelle 4.11: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Sondervariante Contracting

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kWp		1206 kWp	
	Firma A	PV-Errichter	Firma A	PV-Errichter
Errichtungskosten pro Jahr	€ 4.939,25	€ -	€ 6.660,45	€ -
Kosten Pachtung pro Jahr	€ 25.000,00	€ -	€ 32.000,00	€ -
Stromgestehungskosten	€ 13.991,31	€ -	€ 18.017,64	€ -
Elektrizitätsabgabe	€ 9.238,01	€ -	€ 10.276,92	€ -
Gesamtkosten pro Jahr	€ 53.168,56	€ -	€ 66.955,01	€ -
Ersparnis durch Nichtbezug von EVU	€ 66.009,30	€ -	€ 73.143,18	€ -
Einnahmen durch die Verpachtung	€ -	€ 25.000,00	€ -	€ 32.000,00
Ersparnis / Einnahmen pro Jahr	€ 66.009,30	€ 25.000,00	€ 73.143,18	€ 32.000,00
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 12.840,74	€ 25.000,00	€ 6.188,18	€ 32.000,00

Aus den Ergebnissen in Tabelle 4.11 ist ersichtlich, dass sich bei den gewählten Parametern eine Wirtschaftlichkeit für beide Parteien ergibt. Es zeigt sich jedoch, dass aufgrund der höheren Raten, die Verwendung einer installierten PV-Leistung von 1.206 kW_p für die Firma A nicht sinnvoll ist. Das lässt sich damit begründen, dass der zusätzliche Gewinn die Kosten der erhöhten Raten (für die Pachtung der Anlagen) nicht abdeckt.

Wie bereits erwähnt, besteht die Möglichkeit, dass Firma A die Überschusserzeugung an die OeMAG verkauft, die Auswirkungen der wirtschaftlichen Analyse dieser Variante sind in Tabelle 4.12 dargestellt.

Tabelle 4.12: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Sondervariante Contracting für das Objekt Gewerbebepark mit Verkauf des Überschusses an die OeMAG

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kWp		1206 kWp	
	Firma A	PV-Errichter	Firma A	PV-Errichter
Errichtungskosten pro Jahr	€ 4.939,25	€ -	€ 6.660,45	€ -
Kosten Pachtung pro Jahr	€ 25.000,00	€ -	€ 32.000,00	€ -
Stromgestehungskosten	€ 13.991,31	€ -	€ 18.017,64	€ -
Elektrizitätsabgabe	€ 9.238,01	€ -	€ 10.276,92	€ -
Gesamtkosten pro Jahr	€ 53.168,56	€ -	€ 66.955,01	€ -
Ersparnis durch Nichtbezug von EVU	€ 66.009,30	€ -	€ 73.143,18	€ -
Einnahmen durch die Verpachtung	€ -	€ 25.000,00	€ -	€ 32.000,00
Einnahmen durch Verkauf an OeMAG	€ 9.632,27	€ -	€ 16.204,58	€ -
Ersparnis / Einnahmen pro Jahr	€ 75.641,57	€ 25.000,00	€ 89.347,77	€ 32.000,00
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 22.473,01	€ 25.000,00	€ 22.392,76	€ 32.000,00

Wie aus den Ergebnissen ersichtlich ist, verändern sich die Einnahmen für den PV-Errichter nicht, jedoch hat die Firma A durch den Verkauf an die OeMAG zusätzliche Einnahmen zu verbuchen. Dennoch stellt sich auch hier der Fall ein, dass für die Firma A eine installierte Leistung von 936,5 kW_p sinnvoller ist. Die relevante Stellschraube bei diesen Betrachtungen

sind die jährlichen Raten, die von Firma A für die Pachtung an den PV-Errichter zu bezahlen sind. Diese müssen auf eine Höhe festgelegt werden, sodass für beide Parteien eine lukrative Situation entsteht. Gerade für den Fall einer installierten PV-Leistung von 1.026 kW_p ist fraglich, ob es nicht sinnvoller wäre, eine geringere Rate anzusetzen. Dies muss bei einer etwaigen Realisierung des Modells von den Vertragsparteien individuell festgelegt werden.

4.4.2 Modell 2: Stromtransport über das öffentliche Netz

Bei der Nutzung des öffentlichen Netzes für den Stromtransport und Verzicht auf die Errichtung und den Betrieb einer Direktleitung sind einige formelle Schritte notwendig. Bei Verkauf von Strom an einen Kunden handelt es sich um eine gewerbliche Tätigkeit, die außerdem einen Anmeldeprozess zum Stromlieferanten gemäß den Vorgaben der E-Control mit sich zieht.

Der schematische Aufbau, dem dieses Geschäftsmodell zugrunde liegt, ist in Abbildung 4.13 dargestellt. Die PV-Anlagen werden an das öffentliche Netz angeschlossen und speisen in dieses ein. Die Firma A bezieht den gesamten Strombedarf aus dem öffentlichen Netz, der Stromlieferant ist der Betreiber der PV-Anlagen.

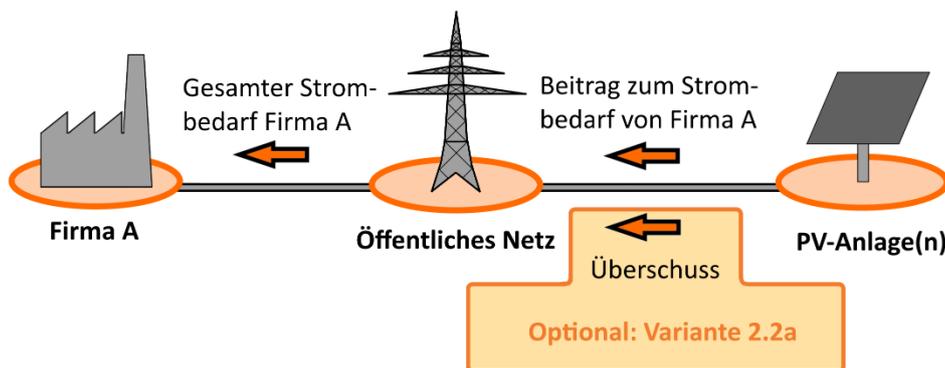


Abbildung 4.13: Schematischer Aufbau Geschäftsmodell 2 beim Objekt Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Da von dem Betrieb einer Direktleitung abgesehen wird, kann auch auf die Errichtung der selbigen verzichtet werden. Dies führt im Vergleich zum Geschäftsmodell 1 zu geringeren Kosten. Diesen Kosten sind die Kosten für die Nutzung des öffentlichen Netzes und die Kosten die aus der Anmeldung als Stromlieferant resultieren gegenüber zu stellen. Unter den Kosten für die Nutzung des öffentlichen Netzes versteht man die Systemnutzungsentgelte. Aufgrund der Gegebenheit, dass die Erzeugungsanlagen in Summe eine installierte Leistung von weniger als 5 MW_p aufweisen, sind die Kosten um den Anteil der Netznutzungs-, Netzbereitstellungs- und Systemdienstleistungsentgelte reduziert und umfassen damit lediglich:

- die Netzverlustentgelte,
- die Entgelte für Messleistungen, sowie
- die Entgeltkomponente „Sonstige Leistungen“.

Neben den Kostenkomponenten für die Nutzung des öffentlichen Netzes muss ein weiterer Punkt bei diesem Geschäftsmodell für den Gewerbepark berücksichtigt werden. Dem Umstand geschuldet, dass eine Nutzung des öffentlichen Netzes im Sinne dieses

Geschäftsmodells eine Anmeldung als Stromlieferant notwendig macht, ergibt sich die Notwendigkeit für die Firma A den Strom-Lieferanten zu wechseln. Erst durch den Anbieterwechsel wird es möglich den Strom aus den PV-Anlagen zu beziehen. Damit geht jedoch einher, dass der gesamte Strombedarf des Kunden vom Lieferanten (Besitzer der PV Anlagen) gedeckt werden muss. Der Bedarf lässt sich jedoch mit den PV-Anlagen allein nicht decken. Daraus resultiert, dass der Lieferant einen Vertrag mit einem Stromhändler oder Erzeuger eingehen muss, um die nicht aus eigenen Anlagen bereitstellbare Energiemenge liefern zu können. Eine Alternative hierzu stellt der Bezug von Regelenergie vom Regelenergiemarkt dar, eine Möglichkeit die aufgrund der hohen resultierenden Kosten auszuschließen ist. Die Kosten für die so bezogene Energiemenge müssten durch die Erlöse des Stromverkaufs an den/die Endkunden gedeckt werden.

Für die hier angestellte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit soll davon ausgegangen werden, dass der nicht durch die PV-Erzeugung gedeckt Bedarf der Firma A zu genau dem Preis eingekauft wird, zu dem er auch verkauft wird. Daraus ergibt sich, dass weder ein Gewinn noch ein Verlust daraus entsteht.

Für die erste Analyse der Wirtschaftlichkeit wird davon ausgegangen, dass die nicht von Firma A abgenommene erneuerbare Erzeugung nicht weiter genutzt wird. Damit soll ermittelt werden, welche Vorteile der Verkauf an die Firma A an sich hat. Da die Kosten für die Anmeldung und die Arbeit als Stromlieferant schwer abzuschätzen sind und unter anderem stark von der Personalstruktur des Unternehmens abhängen, werden sie bei dieser Betrachtung vernachlässigt. Die Analyse der Wirtschaftlichkeit ist in Tabelle 4.13 dargestellt.

Tabelle 4.13: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 2 für den Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kW _p	1206 kW _p
Jährl. Kosten für die Nutzung des Netzes	€ 1.394,95	€ 1.897,02
Stromgestehungskosten pro Jahr	€ 13.991,31	€ 18.017,64
Elektrizitätsabgabe	€ 9.613,01	€ 10.651,92
Kosten als Stromlieferant	k.A.	k.A.
Gesamtkosten pro Jahr	€ 24.999,27	€ 30.566,58
Einnahmen durch Verkauf an Firma A	€ 38.452,02	€ 42.607,68
Einnahmen pro Jahr	€ 38.452,02	€ 42.607,68
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 13.452,75	€ 12.041,10

Ein wesentlicher Unterschied zum Geschäftsmodell 1 ergibt sich aus dem geringeren Strompreis der verlangt werden kann. Dies lässt sich über die Bestandteile der Stromrechnung begründen. Im Geschäftsmodell 2 agiert der Eigentümer der PV-Anlagen als Stromlieferant, d.h. die Rechnung an den Kunden muss u.a. den Betrag für die Netznutzung des Kunden und die steuerlichen Abgaben etc. beinhalten. Im Geschäftsmodell 1 ist dies nicht notwendig, wodurch der Energiepreis höher gehalten werden kann.

Durch den geringeren Strompreis ergibt sich, dass das Modell 2 einen wesentlich geringeren Gewinn mit sich bringt, und damit im Vergleich zum Modell 1 unwirtschaftlicher ist. Es soll an dieser Stelle nochmals erwähnt werden, dass der Aufwand der durch die Arbeit als Stromlieferant anfällt, sich nur schwer beziffern lässt und daher in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt wurde. Dadurch ist anzunehmen, dass der Gewinn in diesem Geschäftsmodell noch geringer ausfällt.

Da bei diesem Geschäftsmodell die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben wesentlich geringer als im Modell 1 ist (etwa -117 % für eine installierte Leistung von 936,5 kW_p und - 137 % für 1.206 kW_p), wird von einer Betrachtung zusätzlicher Varianten abgesehen, da der zu erwartende Mehrgewinn keinen signifikanten Einfluss auf die Reihung der einzelnen Modelle haben wird.

Wird von einem Verkauf der Überschusserzeugung an die OeMAG, wie in Geschäftsmodell 1 Variante 2.1a abgesehen, stellt sich im Gewerbepark die Frage, wie mit der nicht abgenommenen Energiemenge umgegangen werden soll. Wird der größte Verbraucher des Gewerbeparks durch die PV-Anlagen versorgt, werden 32 % der erzeugten Energie nicht genutzt.

Es wurden unterschiedlichen Varianten zur Nutzung des Überschussstroms vor Ort (z.B. Einspeisung in das bestehende Fernwärmenetz) hinsichtlich deren technischen Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit (siehe Kapitel 4.3) berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen allerdings, dass keine dieser Varianten eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt, weshalb als einzige Möglichkeit zur weiteren Verwendung des vorhandenen PV-Überschusses der Verkauf an die OeMAG in Betracht gezogen wird.

4.4.3 Modell 3: Stromtransport über Direktleitung zu allen KundInnen des Gewerbeparks

Neben einer ausschließlichen Versorgung der Firma A mit erneuerbarer Energie aus der PV-Anlage, besteht die Möglichkeit alle MieterInnen des Gewerbeparks mit elektrischer Energie zu versorgen. Dadurch werden 97% der PV-Erzeugung direkt genutzt. Die Versorgung der Kunden soll über Direktleitungen erfolgen. Die Vorzüge daraus wurden bereits präsentiert. In diesem Fall ist es jedoch besonders wichtig, dass durch die Anbindung mit Direktleitungen kein zweites Verteilnetz aufgebaut wird. Würde diese Bedingung verletzt, müsste um eine Konzession als Verteilnetzbetreiber angesucht werden, und die Vorteile einer Direktleitung kämen nicht mehr zu tragen. Abbildung 4.14 zeigt die schematischen Grundlagen für dieses Geschäftsmodell.

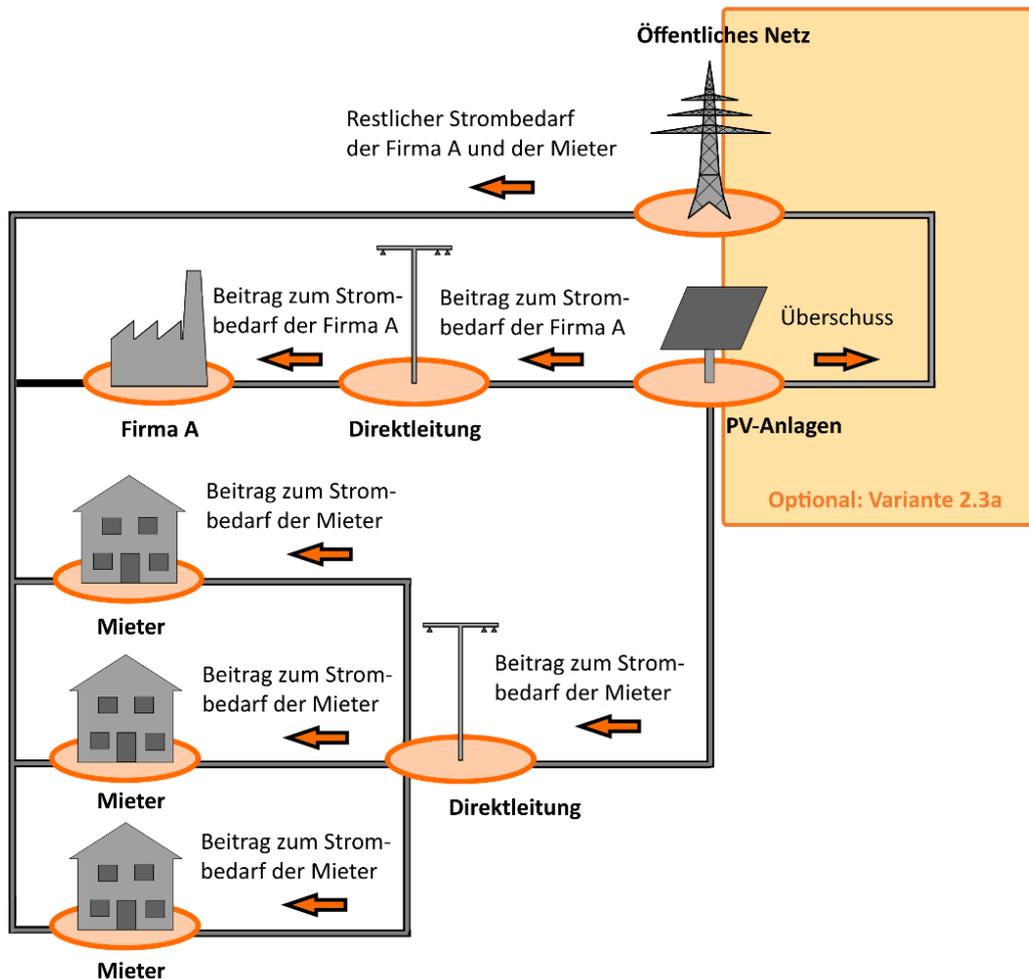


Abbildung 4.14: Schematischer Aufbau Geschäftsmodell 3 beim Objekt Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse dieses Geschäftsmodells sind in Tabelle 4.14 dargestellt. Im Vergleich zum Geschäftsmodell 1 ergeben sich hier höhere Kosten für die Errichtung der Direktleitungen, die durch die erhöhten Einnahmen durch den Stromverkauf an mehrere Kunden kompensiert werden müssen.

Tabelle 4.14: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 3 den Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kW _p	1206 kW _p
Errichtungskosten pro Jahr	€ 20.479,27	€ 18.472,49
Stromgestehungskosten pro Jahr	€ 13.991,31	€ 18.017,64
Elektrizitätsabgabe	€ 13.591,25	€ 16.827,24
Gesamtkosten pro Jahr	€ 48.061,82	€ 53.317,37
Einnahmen durch Verkauf an Firma A	€ 57.678,03	€ 57.678,03
Einnahmen durch Verkauf an die restlichen Kunden	€ 23.869,44	€ 43.285,41
Einnahmen pro Jahr	€ 81.547,47	€ 100.963,44
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 33.485,65	€ 47.646,07

Auch dieses Geschäftsmodell weist eine positive Differenz aus Einnahmen zu Ausgaben auf. Die Einnahmen aus dem Stromverkauf überwiegen die Summe der Ausgaben. Im Vergleich zum Geschäftsmodell 1 zeigt sich, dass der Verkauf des Stromes an die restlichen Kunden die zusätzlichen Kosten für den Leitungsbau aufwiegen. Als Stromverkaufspreis für die restlichen Kunden des Gewerbebereichs wird derselbe Preis wie für Firma A angenommen. Da diese Annahme als sehr konservativ angesehen werden kann, dürfte die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben weiter ansteigen. Bereits bei einer konservativen Annahme für den Strompreis ist das Modell 3 lukrativer als das Modell 1, vergleiche dazu die Ergebnisse in Tabelle 4.9 und Tabelle 4.14.

Für den Fall, dass alle KundInnen des Gewerbebereichs mit Strom aus den PV-Anlagen versorgt werden, ist eine installierte Leistung von 1.206 kW_p zu empfehlen, da hier die Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben um etwa 40 % höher ist, als bei Nutzung einer installierten Leistung von 936,5 kW_p.

Variante 2.3a: Verkauf des PV-Überschusses an die OeMAG

Da bereits ein sehr hoher Prozentsatz der PV-Erzeugung in diesem Geschäftsmodell verwendet wird, müsste nur noch ein geringer Anteil an die OeMAG veräußert werden. Tabelle 4.15 zeigt die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse für den Fall des Verkaufs der Überschusserzeugung an die OeMAG.

Tabelle 4.15: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 3 für das Objekt Gewerbebereich, Variante 2.3a

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kW _p	1206 kW _p
Errichtungskosten pro Jahr	€ 20.479,27	€ 18.472,49
Stromgestehungskosten pro Jahr	€ 13.991,31	€ 18.017,64
Elektrizitätsabgabe	€ 13.591,25	€ 16.827,24
Gesamtkosten pro Jahr	€ 48.061,82	€ 53.317,37
Einnahmen durch Verkauf an Firma A	€ 57.678,03	€ 57.678,03
Einnahmen durch Verkauf an die restlichen Kunden	€ 23.869,44	€ 43.285,41
Einnahmen durch Verkauf OeMAG	€ 880,14	€ 2.618,88
Einnahmen pro Jahr	€ 82.427,61	€ 103.582,32
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 34.365,79	€ 50.264,95

Die Ergebnisse unterscheiden sich aufgrund des geringen Überschusses nicht wesentlich von denen in Tabelle 4.14. Dennoch ist diese Variante im geringen Ausmaß wirtschaftlicher als eine Variante ohne Nutzung des Überschusses.

4.4.4 Modell 4: Stromtransport über das öffentliche Netz zur Versorgung aller KundInnen des Gewerbebereichs

Unter denselben Gesichtspunkten wie im Geschäftsmodell 3 wird hier ebenfalls der Ansatz verfolgt, dass alle MieterInnen des Gewerbebereichs Energie von der PV-Anlage beziehen. Der

Unterschied liegt darin, dass für den Stromtransport in diesem Fall das öffentliche Netz herangezogen wird. In Abbildung 4.15 ist die schematische Grundlage für dieses Geschäftsmodell dargestellt.

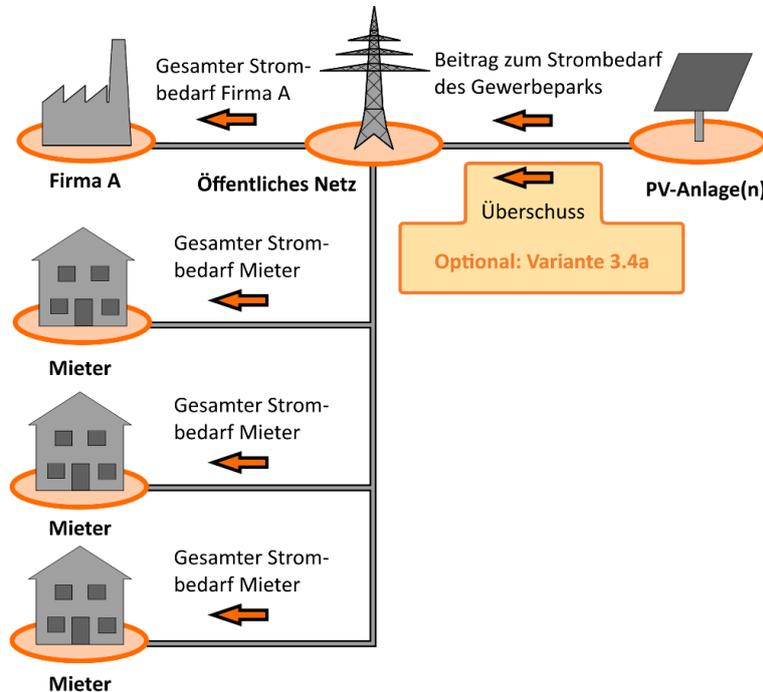


Abbildung 4.15: Schematischer Aufbau Geschäftsmodell 4 beim Objekt Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

Die wirtschaftliche Analyse, welche in Tabelle 4.16 dargestellt ist, zeigt, dass die Nutzung des öffentlichen Netzes für den Stromtransport geringere Kosten als Einnahmen verursacht. Die Differenz ist jedoch nicht so hoch wie im Fall der Verwendung von Direktleitungen, vergleiche Tabelle 4.14.

Tabelle 4.16: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 4 für den Gewerbepark

Quelle: (eigene Darstellung)

	936,5 kW _p	1206 kW _p
Jährl. Kosten für die Nutzung des Netzes	€ 1.843,12	€ 2.635,03
Stromgestehungskosten pro Jahr	€ 13.991,31	€ 18.017,64
Elektrizitätsabgabe	€ 13.591,25	€ 16.827,24
Kosten als Stromlieferant	k.A.	k.A.
Gesamtkosten pro Jahr	€ 29.425,68	€ 37.479,91
Einnahmen durch Verkauf an Firma A	€ 38.452,02	€ 42.607,68
Einnahmen durch Verkauf an die restlichen k	€ 15.912,96	€ 24.701,28
Einnahmen pro Jahr	€ 54.364,98	€ 67.308,96
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 24.939,30	€ 29.829,05

Da in diesem Fall bereits der größte Anteil der erneuerbar erzeugten Energie direkt genutzt wird, und der Verkauf des Überschusses an die OeMAG keinen großen zusätzlichen Gewinn bedeutet, wird von einer Untersuchung dieser Variante abgesehen.

4.4.5 Fazit

Die Untersuchung des Gewerbeparks hat gezeigt, dass die Errichtung von Direktleitungen zur Übertragung des PV-Überschusses technisch möglich ist. Zudem geben die berechneten Szenarien Aufschluss darüber, dass die Versorgung von Endkunden mittels Direktleitung rentabler ist, als die Nutzung des öffentlichen Netzes. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass durch die Nutzung der Direktleitung ein höherer Strompreis vom Endkunden verlangt werden kann. Der höhere Strompreis ergibt sich daraus, dass der Kunde keine Netzgebühren für den über die Direktleitung bezogenen Energiemengen bezahlen muss.

Eine Verwertung der Überschusserzeugung durch einen Verkauf an die OeMAG ist in jedem Fall sinnvoll, auch wenn bei geringem Überschuss der zusätzliche Gewinn klarerweise geringer ausfällt.

Die Gegenüberstellung der unterschiedlichen installierten PV-Leistungen zeigt, dass es in den meisten Fällen sinnvoll wäre, die höhere installierte Leistung auszubauen.

Anhand des Vergleichs der ausschließlichen Versorgung der Firma A mit der Versorgung aller Mieter des Gewerbeparks ist ersichtlich, dass eine Versorgung aller Kunden bessere wirtschaftliche Ergebnisse liefert.

5 Ergebnisse Untersuchungsobjekt Kommune

Die Kommune liegt in Niederösterreich und hat 1.240 EinwohnerInnen. Die Siedlungsstruktur ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Der Ortskern der Gemeinde verfügt über eine Fernwärmeversorgung.

Von den Gebäuden im Besitz der Gemeinde sind einige Nutzungsinformationen verfügbar (siehe Tabelle 5.1). Im Gemeindehaus sind neben dem Gemeindeamt eine Bankstelle (mit zusätzlichen Büroräumlichkeiten), eine Einfamilien-Wohnung, eine Arztpraxis und eine Feuerwehrwache untergebracht. Von diesen Parteien sind keine Verbrauchsdaten verfügbar.



Abbildung 5.1: Siedlungsstruktur Gemeinde

Quelle: (Google Inc., 2015)

Tabelle 5.1: Betriebs- und Öffnungszeiten der öffentlichen Gebäude

Quelle: (eigene Darstellung)

Gebäude	Nutzung	
Gemeindehaus	Ganzjährig	Gemeindeamt: 7 – 12 und 13 - 17 Uhr (Mo – Fr) Bankstelle Schalterbereich: 8 – 12 Uhr (Mo – Fr) und 13:30 – 17 Uhr (Fr) Bankstelle Büro: 8 – 18 Uhr (Mo – Fr) Gemeindearzt: 16:00 - 18:30 Uhr (Mo und Do) 8:00 - 11:00 Uhr (Di) 8:00 - 10:00 Uhr (Fr und Sa)
Kindergarten	Ganzjährig (in den Sommermonaten Juli und August jeweils eine Woche geschlossen)	7 – 15 Uhr (Mo – Do) 7 – 13 Uhr (Fr)
Volksschule	Zu Schulzeiten	7 – 13:30 Uhr (Schulbetrieb) 8 – 12:40 Uhr (Unterrichtsbetrieb)

5.1 Beschreibung Ist-Stand

Der kommunale Stromverbrauch der Gemeinde wurde aus der Energiebuchhaltung der Gemeinde ausgelesen. Dabei wurden alle Gebäude im Besitz der Marktgemeinde betrachtet.

Die Gemeindegebäude Gemeindeamt, Kindergarten und Volksschule verbrauchten im Jahr 2014 gesamt 22.062 kWh_{el} Strom. Es sind keine erneuerbaren Energieerzeuger auf den Dachflächen der öffentlichen Gebäude installiert. Anhand von monatlichen Stromverbräuchen und bekannten Betriebszeiten/Öffnungszeiten wurde das bestehende Lastprofil eines Bürogebäudes adaptiert. Tabelle 5.2 zeigt die monatlichen Stromverbräuche der Gemeindeobjekte.

Tabelle 5.2: Stromverbräuche der Gemeindeobjekte Kindergarten, Volksschule und Gemeindeamt (2014)

Quelle: (eigene Darstellung)

Monat	Gemeindeamt [kWh]	Volksschule [kWh]	Kindergarten [kWh]
Jänner	653	900	605
Februar	456	733	425
März	554	1.250	419
April	544	803	354
Mai	531	1.081	379
Juni	538	606	313
Juli	559	445	289
August	515	297	300
September	543	709	497
Oktober	608	971	627
November	637	955	585
Dezember	659	1.166	556
SUMME	6.797	9.916	5.349

Zur Beschreibung des Wärmebedarfes im kommunalen Fernwärmenetz, wurden von der Fernwärmebetriebgesellschaft tägliche Verbrauchsdaten pro Anschluss zur Verfügung gestellt. Der mehrere Jahre umfassende Datensatz wurde anonymisiert übermittelt. Für die Gebäude im Besitz der Kommune wurde eine Freigabe seitens der Gemeinde gegeben, die Tagesverbrauchsdaten mit Bezug zum Gebäude auszuwerten.

Das bestehende Fernwärmenetz hat lt. Fernwärme-Betriebgesellschaft eine Gesamtlänge von 1.560 m. Die verlegten Wärmerohre haben Nenndurchmesser von 20 bis 65 mm, und ein Rohrvolumen von 4,3 m³. Gespeist wird das Netz von einem 400 kW Hackgutkessel. Im Teillastbetrieb erfolgt die Versorgung über einen 117 kW Hackgutkessel.

Das Netz umfasst 22 Hausanschlüsse, die unter anderem auch das Mehrparteienwohnhaus und die Gebäude im Gemeindebesitz versorgen. Im Mehrparteienhaus sind 14 Wohneinheiten mit jeweils eigenen Wärmemengen-Messeinrichtungen untergebracht. Der maximale Wärmebedarf im Netz beträgt rund 6.000 kWh_{th}/d. In Abbildung 5.2 ist das Wärmenetz dargestellt.



Abbildung 5.2: Fernwärmenetz Kommune

Quelle: (Fernwärmegenossenschaft Kommune, 2014)

Die Messdaten vom Wärmenetz zeigen, dass in den Monaten Mai bis September (2012 und 2013) maximal 2 MWh_{th} pro Tag verbraucht wurden (siehe Abbildung 5.3).

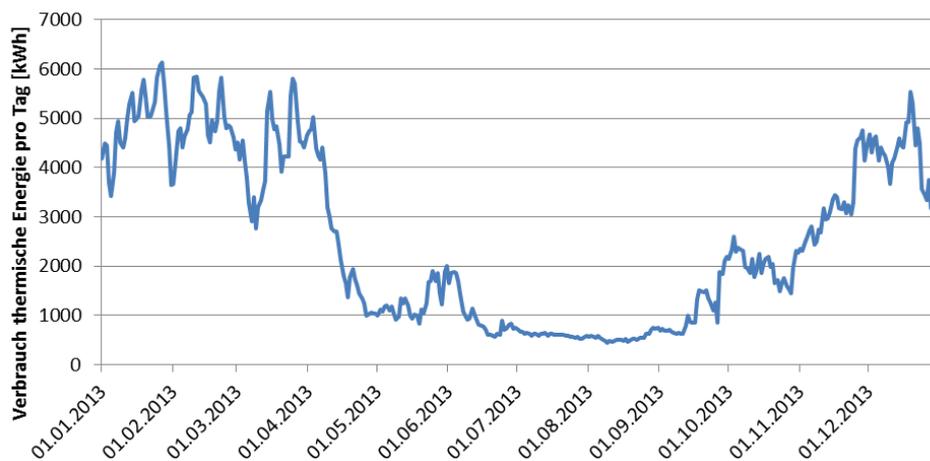


Abbildung 5.3: Einspeisung in das FW-Netz der Kommune im Jahr 2013

Quelle: (eigene Darstellung)

Die dazugehörige Jahresdauerlinie in Tagen ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

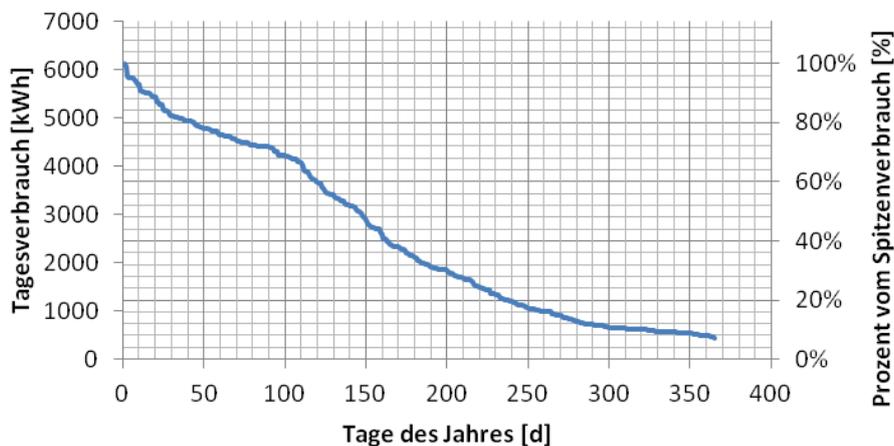


Abbildung 5.4: Jahresdauerlinie Fernwärme Kommune im Jahr 2013

Quelle: (eigene Darstellung)

5.2 Potenzial Photovoltaik und Solarthermie

Für die Kommune wurden die Einstrahlungsdaten von der Wetterstation Wiener Neustadt/Flugfeld (ZAMG, 2015) verwendet. Bei der Potentialerhebung wurde die Dachfläche vollständig mit Photovoltaik oder Solarthermie belegt.

Durch Installation einer Photovoltaikanlage könnte ein Teil des Stromverbrauches direkt abgedeckt werden. Ein Ansatz zur Auslegung der Größe einer Photovoltaikanlage ist, bei der Auslegung die abschätzbare Erzeugung an den Verbrauch der Objekte anzupassen. Bezieht man sich also auf den jährlichen Verbrauch der kommunalen Gebäude in der Höhe von 22.062 kWh und setzt 1.100 kWh/kW_p als Erzeugungswert für das Jahr an, ergibt dies eine benötigte installierte Leistung von 20 kW_p. Die 1.100 kWh ergeben sich aus den Einstrahlungswerten, dem Wechselrichterwirkungsgrad, sowie dem Modulwirkungsgrad im ersten Jahr.

Um einen Überblick über die PV-Anlagengröße, den derzeitigen Verbrauch und die Eigendeckung zu bekommen, wurde die PV-Eigendeckung der Größe der PV-Anlage gegenübergestellt (siehe Abbildung 5.5).

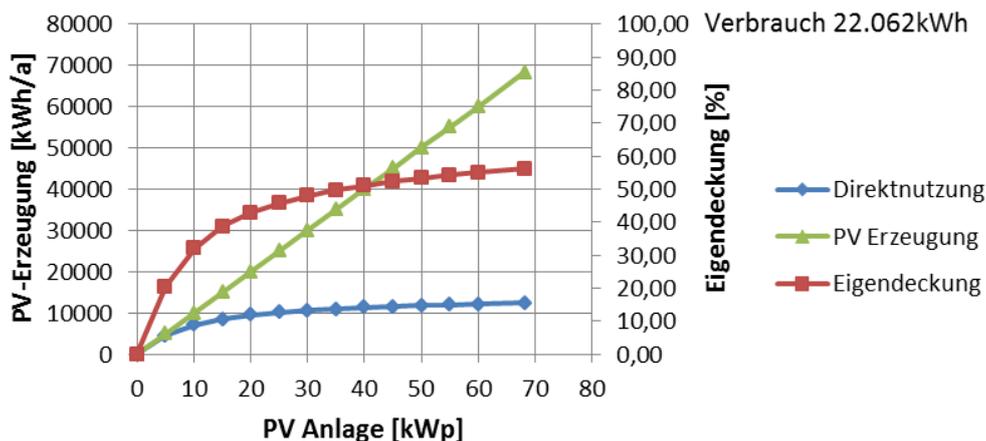


Abbildung 5.5: Vergleich von Eigennutzung zu PV-Anlagengröße

Quelle: (eigene Darstellung)

In einer Simulation wird die PV-Anlagengröße von 5 kW_p bis 68,25 kW_p variiert, um zu sehen wie sich die Eigendeckung verändert. Dabei ist erkennbar, dass bei einer kleineren PV-Anlage mehr kWh direkt genutzt werden können, jedoch ist die Eigendeckung geringer. Wird die Anlage größer ausgelegt, steigt die Eigendeckung, jedoch kann im Verhältnis die PV-Anlage weniger genutzt werden. Die 20 kW_p PV-Anlage produziert im Durchschnitt pro Jahr 19.440 kWh_{el} und es könnten rund 9.370 kWh_{el} davon direkt genutzt werden, was einer Eigendeckung von 42,5% entspricht.

Eine Übersicht zu den Berechnungen ist in Tabelle 5.3 dargestellt. Die Tabelle zeigt das Potential auf den Gemeindeobjekten. Es kann entweder die angegebene Leistung als Photovoltaik-Anlage oder als solarthermische Anlage ausgeführt werden.

Tabelle 5.3: Potential Photovoltaik und Solarthermie

Quelle: (eigene Darstellung)

Bezeichnung	Photovoltaik				Solarthermie		
	max. Anzahl Module	Leistung [kW _p]	Spez. Ertrag [kWh/kW _p]	Ertrag [kWh]	max. Anzahl Kollektoren	Spez. Ertrag [kWh/m ²]	Ertrag [kWh]
Gemeindeamt	131	32,75	923	30.241	62	400	63.736
Volksschule	65	16,25	948	15.400	35	400	35.980
Kindergarten	77	19,25	972	18.711	42	400	43.176
GESAMT [kWh]		86,25		64.352	139		142.892

Für die Berechnung der spezifischen Erträge wurde die Globalstrahlung auf kWh PV-Strom umgerechnet. Dies erfolgte mittels Berücksichtigung der Modulwirkungsgrade (gemittelter Wert mit Berücksichtigung der Degradation auf 25 Jahre) und Wirkungsgrade der Wechselrichter. Bei einer optimalen Ausrichtung der PV-Anlagen ergab sich ein spezifischer Ertragswert von 972 kWh/kW_p. Weichen die Dachflächen von Süden ab, wurde der entsprechende Faktor für die Orientierung und Neigung abgezogen.

Die Messdaten vom Fernwärmenetz von 2012 und 2013 haben gezeigt, dass in den Monaten Mai bis September maximal 2.000 kWh_{th}/d verbraucht wurden (siehe Abbildung 5.3). Um den Heizkessel in diesen Monaten abschalten zu können, müsste man diese Energie solarthermisch erzeugen und zwischenspeichern. Einen Überblick der angestellten Berechnungen zur Nutzung des solarthermischen Potenzials gibt Tabelle 5.4..

Tabelle 5.4: Berechnungen zur Nutzung des solarthermischen Potenzials

Quelle: (eigene Darstellung)

Zeitraum Abschaltung FW-Kessel	Wärmebedarf im Netz [kWh/d]	Volumen Warmwasserspeicher [m ³] *	Benötigte Kollektorfläche [m ²] **
Mai – September	2.000	74	2.260
Juni, Juli, August	1.000	28	870
Juni – September	690	20	600

* berechnet anhand von Formel 3

** Standard Modul der Firma Sonnenkraft á 2,57 m² Bruttofläche (2,30 m² Absorberfläche)

Formel zur Berechnung des Warmwasserspeichers:

$$V = \frac{Q}{c \cdot \Delta T \cdot \rho} = \frac{9,36 \cdot 10^6 \text{ kJ}}{4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \cdot 30\text{K} \cdot 1.000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 74\text{m}^3$$

Formel 2: Berechnung Speichergröße

Zusätzlich zum zuvor beschrieben Potenzial an Solarthermie besteht noch die Möglichkeit, die ans Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte mit solarthermischen Anlagen zu bestücken. Angenommen in jedem der 22 angeschlossenen Haushalte wird eine übliche Anlage mit 3 - 4 Modulen á 2,57 m² installiert, so könnten 84.000 - 106.800 kWh_{th} pro Jahr erzeugt werden.

5.3 Szenarienbetrachtung: Untersuchungen der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit

Aufgrund des vorhandenen Potenzials werden Überlegungen zur Nutzung der erneuerbaren Energie in der Kommune angestellt und unterschiedliche Szenarien erarbeitet, sowie hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit untersucht.

Die untersuchte Gemeinde wird durch den Stromversorger EVN AG zu einem Strompreis (Stand 2014) von 15,96 ct/kWh (brutto) beliefert. Die Einspeisevergütung für PV-Strom beträgt 5,25 ct/kWh_{el}.

Der Fernwärme-Netzbetreiber ist ein lokaler Fernwärmeversorger, von welchem die Kommune um 9,9 ct/kWh_{th} (brutto) die Wärme bezieht. Der Fernwärmeversorger bezieht den Schütt-raummeter Hackgut um 21,0 € netto (Stand Juni 2015). Bei einem angenommenen Heizwert von ca. 815 kWh/srm, mit einem Wassergehalt von rund 20 %, kommen die reinen Brennstoffkosten auf rund 2,5 ct/kWh_{th}. Hinzu kommen bei dem Hackgut-Heizkessel Wartungs- und Betriebskosten in Höhe von 3,5 ct/kWh_{th}, was Wärmegestehungskosten in Höhe von 6 ct/kWh_{th} bedeutet. Dieser Wert wurde in weiterer Folge auch als Basis für die Vergütung bei der Einspeisung in das FW-Netz verwendet.

Eine Übersicht der untersuchten Szenarien gibt Tabelle 5.5.

Tabelle 5.5: Überblick Szenarien Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

Nr.	Szenarien	Varianten
1	Solarthermie Szenario: Einspeisung in das Fernwärmenetz	Variante 1: 243 m ² Kollektorfläche Variante 2: 397 m ² Kollektorfläche
2	Photovoltaik Szenario 1: 20 kW _p PV-Anlage zur Stromversorgung der öffentlichen Gebäude	Variante 1: Übertragung mittels Direktleitung Variante 2: Übertragung mittels Durchleitung Variante 3: Installation elektrischer Speicher
3	Photovoltaik Szenario 2: Vollausbau PV	Variante 1: Einspeisung Überschuss Variante 2: Nutzung PV-Überschuss im Fernwärmenetz

5.3.1 Solarthermie Szenario: Einspeisung Solarthermie in das Fernwärmenetz

Für das betrachtete Szenario wird zwischen der Installation der solarthermischen Anlagen auf den Dächern der öffentlichen Gebäude und dem Vollausbau der Solarthermie, welcher auch die an das Fernwärmenetz angeschlossenen Wohngebäude miteinbezieht, unterschieden. Auf dem Dach der öffentlichen Gebäude steht Platz für eine solarthermische Anlage zur Verfügung, wobei eine direkte Einspeisung der überschüssigen Energie in das Fernwärmenetz erfolgen könnte, weshalb die Installation eines Pufferspeichers nicht notwendig wäre.

5.3.1.1 Variante 1: Solarthermie auf kommunalen Gebäuden

Auf den Dächern vom Gemeindeamt und der Volksschule haben 97 Solarmodule Platz (Gesamtfläche: 243 m²). Bei einem angenommenen spezifischen Ertrag von 400 kWh/(m²*a)

könnten durch die installierten Fläche 99.716 kWh_{th} pro Jahr erzeugt werden. Ein Vergleich von Jahresproduktion der Solarthermie bei einer installierten Kollektorfläche von 243 m² und dem Wärmebedarf im Fernwärmenetz ist in Abbildung 5.6 dargestellt.

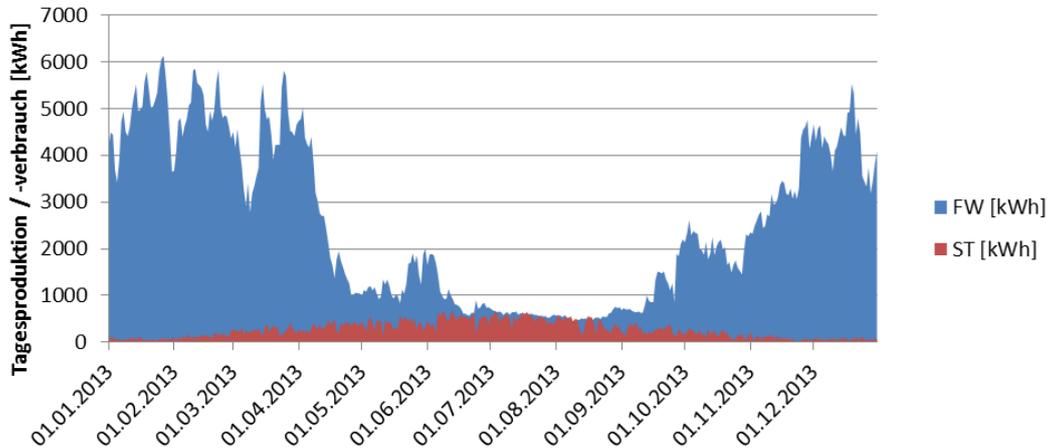


Abbildung 5.6: Vergleich von Jahresproduktion Solarthermie bei 243 m² Kollektorfläche und dem jährlichen Wärmebedarf im Fernwärmenetz

Quelle: (eigene Darstellung)

5.3.1.2 Variante 2: Vollausbau Solarthermie

Zusätzlich könnten, wie zuvor beschrieben auf den Einfamilienhäusern, die an die Fernwärme angeschlossen sind, solarthermische Anlagen installiert werden. Insgesamt könnte eine Kollektorfläche von 154,2 m² auf den Privathäusern und die 243 m² auf den öffentlichen Gebäuden installiert werden, die eine Gesamtwärmemenge von 158.880 kWh_{th} liefern könnten. Jedoch sind davon nur 142.734 kWh_{th}/a nutzbar, da im Sommer mehr thermische Energie erzeugt, als verbraucht wird. Die Differenz von erzeugter und nutzbarer Energie beträgt 16.146 kWh_{th}, was rund 11 % der gesamten Jahresproduktion entspricht. Durch den Bau dieser Anlagen würde der gesamte Bedarf im Fernwärmenetz über das Jahr gesehen zu 15 % gedeckt (von Mai bis Oktober sogar zu 63,59 %). Siehe hierzu Abbildung 5.7.

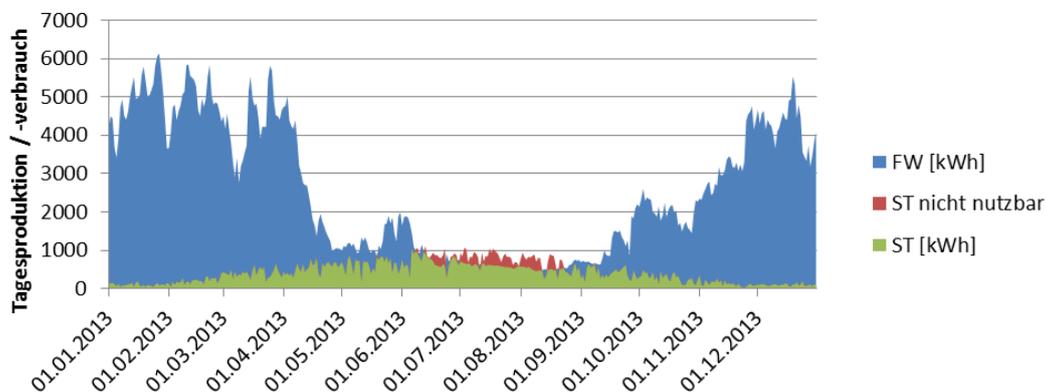


Abbildung 5.7: Vergleich Jahresproduktion der Solarthermie (ST) bei 397 m² Kollektorfläche und dem jährlichen Wärmebedarf im Fernwärmenetz (FW)

Quelle: (eigene Darstellung)

5.3.1.3 Kosten

Für die Errichtung einer thermischen Einspeisung in das Fernwärmenetz sind bei Umrüstung eines bestehenden Fernwärmeanschlusses, keine Grabungs- und Verlegearbeiten für Rohrleitungen außerhalb der Gebäude notwendig. Die Kosten, welche in Tabelle 5.6 aufgelistet sind, beziehen sich auf die Umrüstung des bestehenden Anschlusses auf Einspeisebetrieb. Nicht enthalten sind die Kosten für die Umrüstung des Wärmebezugszählers und der Umbau der Steuerung der Heizanlage. Beide Kostenfaktoren sind spezifisch für das jeweils vorhandene System zu betrachten.

Tabelle 5.6: Kosten der Einspeisung ins Fernwärmenetz in Abhängigkeit der technischen Lösung

Quelle: (eigene Darstellung)

Ausführung	Erwartete Kosten pro System
Einspeisung in den Vorlauf (Hydraulische Weiche)	2.300,00 €
Einspeisung in den Vorlauf (zwei Pumpen)	3.080,00 €
Rücklaufanhebung	250,00 €

Die Kosten für die Errichtung der Solaranlage auf den Dächern der öffentlichen Gebäude sind in Tabelle 5.7 angeführt. Da eine direkte Einspeisung der überschüssigen Energie in das Fernwärmenetz stattfinden würde, fallen keine Kosten für einen Pufferspeicher an.

Tabelle 5.7: Kosten einer solarthermischen Anlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Bezeichnung	Menge	Preis [€/m] / [€/Stk]	Kosten [€ netto]
Solkollektor 2,5 m ²	3	621,67	1.865,00
Rohrleitungen	20	19,17	383,33
Ausdehnungsgefäß 25 l	1	58,33	58,33
Solarsteuerung	1	148,33	148,33
Pumpengruppe	1	160,00	160,00
Montage, Anschluss	pa	-	1.083,33
Summe			3.698,33

Auf den Dächern vom Gemeindeamt und der Volksschule haben 97 Module Platz. Die Kosten für diese Variante belaufen sich auf rund 600,00 €/m² Kollektorfläche (entspricht ca. 1.450 €/Modul). Zudem kommen noch zwei Übergabestationen an das Fernwärmenetz hinzu, die Kosten in Höhe von 4.600,00 € verursachen. Diese beiden Anlagen sind insgesamt mit Investitionskosten von 145.250,00 € verbunden und erzeugen bei einem angenommenen spezifischen Ertrag von 400 kWh/(m²*a) rund 99.716 kWh_{th}. Diese könnte zum Energiepreis von 6,00 €/ct/kWh an den Fernwärmeeinrichtungenbetreiber verkauft werden und so 5.982,00 € pro Jahr einbringen.

Die Gestehungskosten für eine Kilowattstunde thermischer Energie belaufen sich, wenn man die gleichen Wartungs- und Re-Investitionskosten wie bei der PV-Anlage annimmt, auf

5,87 €cent/kWh. Der reine Gewinn würde sich auf 0,13€cent/kWh belaufen, was im ersten Jahr lediglich Einnahmen von 129,00 € bedeuten würde.

Wollte man alle an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude mit einer solarthermischen Anlage ausstatten, so müsste sich jeder an die Fernwärme angeschlossene Haushalt selbst für oder gegen den Bau einer Anlage entscheiden und auch deren Kosten tragen. Aus diesem Grund wird auf eine Darstellung der Kosten für dieses Szenario nicht weiter eingegangen (Ausführungen dazu können Deliverable 3.2 entnommen werden).

5.3.2 Photovoltaik Szenario 1: 20 kW_p PV-Anlage zur Stromversorgung der öffentlichen Gebäude

Auf dem Gemeindeamt oder am Dach des Kindergartens kann eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von rund 20 kW_p installiert werden. Die 20 kW_p-Anlage kann im Durchschnitt pro Jahr 19.440 kWh_{el} (972 kWh/kW_p) produzieren und es können rund 9.370 kWh_{el} davon direkt genutzt werden, was einer Eigendeckung von 42,5 % entspricht.

5.3.2.1 Beschreibung Variante 1: Übertragung mittels Direktleitung:

Die Weiterleitung des Stromes zwischen den Gebäuden könnte bei der Volksschule und dem Kindergarten direkt erfolgen, da sie auf dem gleichen Grundstück stehen und auch räumlich direkt aneinandergelagert sind. Die maximal zu übertragende Leistung zwischen den beiden Gebäuden beträgt 4 kW_{el}.

5.3.2.2 Beschreibung Variante 2: Übertragung über das öffentliche Netz (Durchleitung):

Als problematischer stellt sich die Weiterleitung zwischen Kindergarten und Gemeindeamt dar. Da diese Gebäude ca. 250 m Luftlinie voneinander entfernt sind und dazwischen bebauter Bereich ist, ist die Errichtung einer direkten Leitung unter vertretbarem Aufwand nicht realisierbar. Um dieses Problem zu umgehen, wird die Möglichkeit einer Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz betrachtet. Pro Jahr könnten rund 2.922 kWh_{el} übertragen werden.

5.3.2.3 Variante 3: Installation elektrischer Speicher

Die 20 kW_p Photovoltaikanlage kann zur Erhöhung der Eigennutzung noch mit einer Akkuspeicherstation erweitert werden. Das Verhältnis der eingesetzten Speichergröße ist in Abbildung 5.8 zu sehen. Dabei wird die PV-Anlagengröße wie zuvor beschrieben auf 20 kW_p festgelegt und in weiterer Folge die Speichergröße von 0 kWh bis 50 kWh variiert. Dabei kann die Eigendeckung von 42,5 % (ohne Speicher, 9.370 kWh) auf bis zu 64 % ansteigen (50 kWh Speicher, 14.090 kWh können genutzt werden).

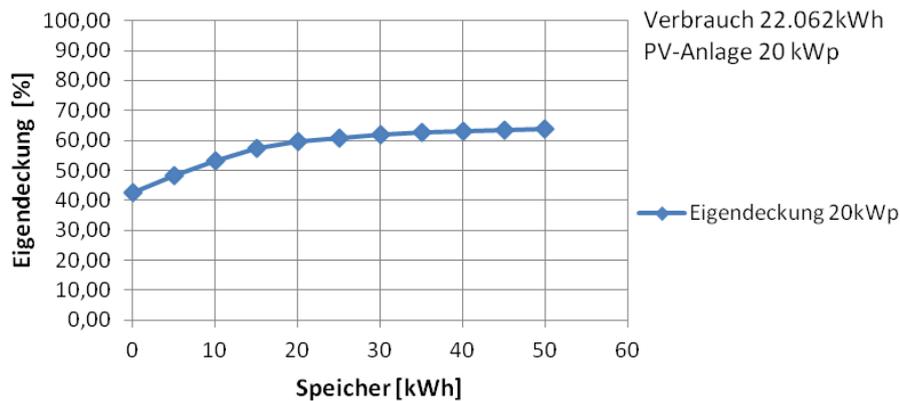


Abbildung 5.8: Darstellung der Eigendeckung bei Einsatz einer 20 kW_p PV-Anlage unter Variation der Speichergöße von 0 bis 50 kWh

Quelle: (eigene Darstellung)

Um also eine Akkuspeicherstation in das elektrische System zu integrieren, muss zuerst eine sinnvolle Größe ermittelt werden. Dazu wird angenommen, dass ein 24 kWh Akku mit einer PV-Anlage mit einer Spitzenleistung von 30 kW_{el} kombiniert werden kann. Dies ergibt pro Jahr 203 Vollzyklen. Dabei werden von der PV-Anlage 5.077 kWh_{el} pro Jahr in den Akku eingespeist und unter Berücksichtigung der Verluste 3.384 kWh_{el} wieder genutzt. Somit ergibt sich eine Deckung von 70 % des kompletten Strombedarfs.

5.3.2.4 Kosten

Die Kosten für die Errichtung einer 20 kW_p PV-Anlage auf dem Dach des Kindergartens oder dem Gemeindeamt teilen sich auf in den Anschluss an das öffentliche Stromnetz, samt Adaptierung der bestehenden Anlage und die PV-Anlage selbst auf. Insgesamt belaufen sich die Kosten auf 1.300,00 €/kW_p netto. Diese Kosten ergeben sich aus laufenden Projekte der Firma WICON Engineering.

Durch den Rückgang der Leistung der PV Module auf 80 % der ursprünglichen Nennleistung, ergibt sich für den Standort ein durchschnittlicher spezifischer Ertrag von 972 kWh/(kW_p*a) am Dach des Kindergartens und im Gegensatz dazu, ein aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung geringerer Ertrag von 923 kWh/(kW_p*a) am Dach des Gemeindeamtes. Aufgrund der Differenz im Ertrag von rund 5 % bei gleichen Investitionskosten, ist aus ökonomischer Sicht der Standort Kindergarten zu bevorzugen. Außerdem besteht die Möglichkeit eine Landesförderung in Höhe von 25 % der Investitionskosten zu erhalten, wenn die Anlage auf einem Kindergarten, oder einer Schule errichtet wird. Somit ergeben sich Investitionskosten in Höhe von 975,00 €/kW_p zzgl. USt. und Gesamtkosten von 22.523,00 € brutto.

Für die Stromgestehungskosten werden folgende Rahmenbedingungen gewählt:

- Abschreibungszeit: 25 Jahre
- Wartung der Anlage: 100,00 € alle 3 Jahre
- Keine Kosten für Versicherung
- 150,00 € Re-Investition alle 10 Jahre

- 80 % Degradation nach 25 Jahren
- Keine Entsorgungskosten

Eine Erläuterung zur Auswahl der Rahmenbedingungen kann Deliverable 3.2 entnommen werden. Bei Errichtung der Anlage fallen 1.100,00 € an Wartungskosten an, was die insgesamt entstehenden Kosten auf 23.623,00 € steigert. Bei einer jährlichen Produktion von 468°MWh fallen Strom-Gestehungskosten von 5,05 €/kWh_{el} innerhalb der ersten 25 Jahre an.

Diese Anlage könnte den Bedarf an elektrischer Energie der kommunalen Gebäude, wie in Abschnitt 5.2 gezeigt, zu 43 % decken, was 9.450 kWh_{el} bzw. 1.508,00 € an Stromkosten pro Jahr entspricht.

Kosten Variante 1: Übertragung mittels Direktleitung:

Die Weiterleitung des Stromes zwischen den Gebäuden kann bei der Volksschule und dem Kindergarten wie zuvor beschrieben, direkt erfolgen. Insgesamt belaufen sich diese Kosten für die Installation der Direktleitung auf 1.327,31 €, was bei einer jährlich übertragenen Energiemenge von 4.177 kWh_{el} und einer geplanten Einsatzzeit von 20 Jahren, Übertragungskosten von 1,5 ct/kWh_{el} ergibt.

Kosten Variante 2: Übertragung über das öffentliche Netz:

Als problematischer stellt sich die Weiterleitung zwischen Kindergarten und Gemeindeamt dar. Da diese Gebäude ca. 250 m voneinander entfernt sind und dazwischen bebautes Gebiet ist, ist die Errichtung einer Direktleitung unter vertretbarem Aufwand nicht realisierbar. Um dieses Problem zu umgehen wurde die Möglichkeit einer Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz in Betracht gezogen.

Pro Jahr könnten rund 2.922 kWh_{el} übertragen werden. Mit Hilfe der aktuellen Stromrechnung wurden die Kosten für die Durchleitung durch das öffentliche Netz berechnet (Netzebene 7). Diese setzen sich aus den Netzkosten, den gesetzlichen Abgaben (ergeben zusammen die so genannten Systemdienstleistungsentgelte) und der Mehrwertsteuer zusammen. Für diese Berechnung wurden die Kosten aus Stromrechnungen herausgelesen, verglichen und danach auf die benötigte jährliche Durchleitung umgelegt. Hinzu kommen noch die Gestehungskosten für den Strom aus der PV-Anlage.

In der folgenden Abbildung 5.9 erkennt man die Zusammensetzung der Kosten für die Durchleitung des eigens produzierten Stroms und des vom Energieversorger bezogenen Stroms. Die Kosten bei Bezug vom EVU wurden aus einer realen Stromrechnung erhoben. Die Durchleitungskosten setzten sich aus den errechneten Gestehungskosten für Strom aus der PV Anlage und den Netzkosten bzw. gesetzlichen Abgaben zusammen.

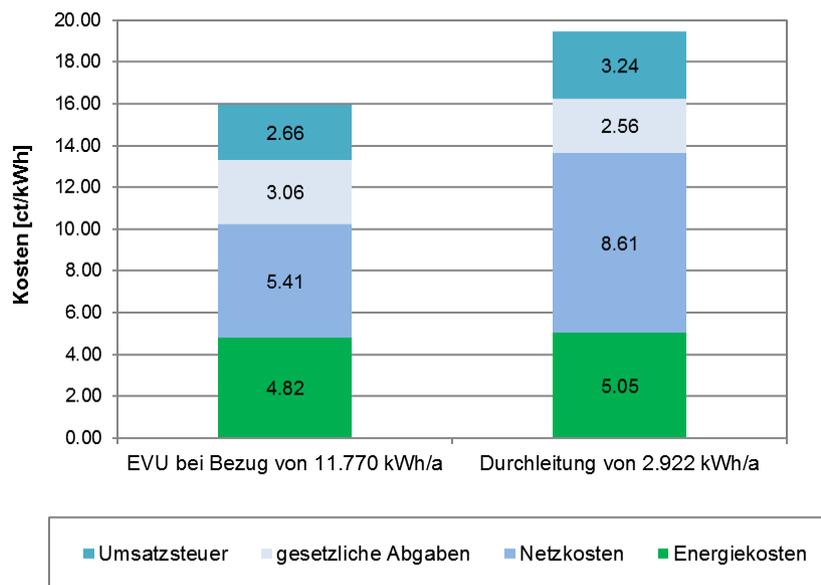


Abbildung 5.9: Vergleich der Zusammensetzung der Stromkosten bei Bezug vom EVU vs. Durchleitung
 Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten Variante 3: Elektrischer Speicher

Die Investitionskosten eines Akkus dieser Größe belaufen sich auf 1.350,00 €/kWh_{el} netto nutzbarer Kapazität. Insgesamt ergibt dies Investitionskosten in Höhe von 38.880,00 € brutto. Bei den oben genannten Zyklen und der damit verbundenen, im Vergleich zu den Anschaffungskosten, nur geringen Kostenersparnis pro Jahr, ergibt sich eine Amortisationsdauer von rund 140 Jahren. Aus diesem Grund wird der Einsatz eines Akkuspeichers in der Kommune nicht weiterverfolgt.

5.3.3 Photovoltaik Szenario 2: Vollausbau PV-Potenzial inkl. Betrachtung der Nutzung PV-Überschuss im Fernwärmenetz

5.3.3.1 Beschreibung

Eine weitere Möglichkeit wäre die gesamten Dachflächen der drei öffentlichen Gebäude mit PV-Anlagen mit einer gesamten Leistung von 68,25 kW_p zu bestücken. Diese Anlage würde den Verbrauch der Gebäude zu 56 % decken, das entspricht 12.268 kWh.

Variante Nutzung des PV-Überschusses im Fernwärmenetz

Der Überschuss (52.076 kWh/a) könnten zur Gänze für die Warmwasserbereitung (mittels Heizpatrone) und anschließende Einspeisung in das Fernwärmenetz genutzt werden, was einer Reduktion des jährlichen Wärmebedarfs um 5,6 % entsprechen würde. Den Verlauf über das Jahr hinweg kann man in der nachfolgenden Abbildung 5.10 erkennen. Von Mai bis September würde diese Lösung 26,89 % des benötigten Wärmebedarfs im Fernwärmenetz bereitstellen. Um die Effizienz der Nutzung des PV Stroms im Fernwärmenetz zu optimieren, kann man den Überschuss über eine Wärmepumpe in thermische Energie umwandeln. Bei einer Anlagengröße von 68,25 kW_p könnte man eine Wärmepumpe mit einer elektrischen Aufnahme von 60 kW_{el} einsetzen.

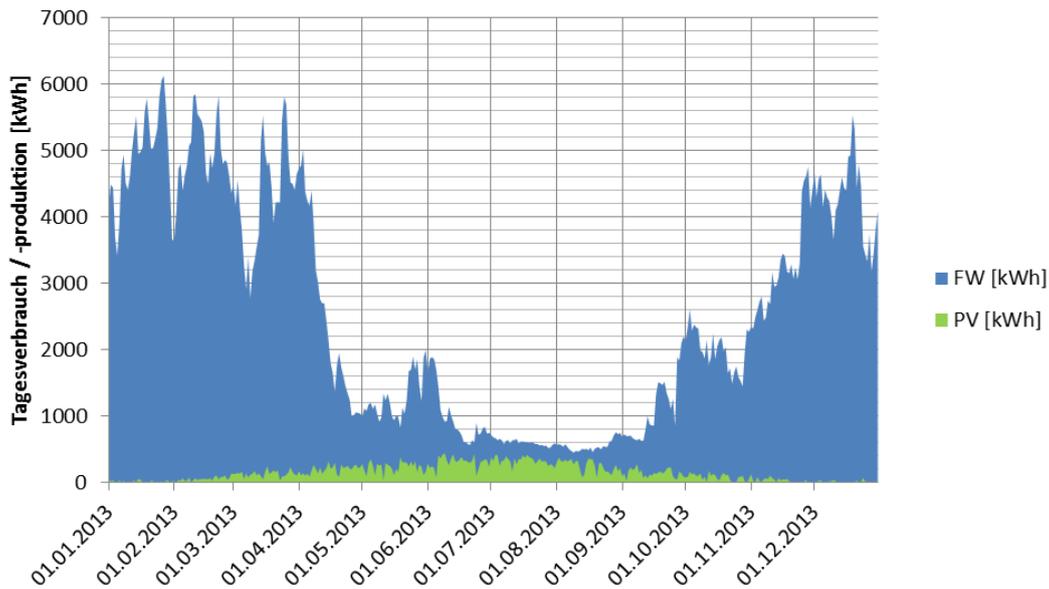


Abbildung 5.10: Vergleich PV Überschuss bei 68,25 kW_p und dem Energiebedarf im Fernwärme (2013)

Quelle: (eigene Darstellung)

5.3.3.2 Kosten

Um die Investitionskosten abschätzen zu können müssen die Dachflächen der drei Gebäude getrennt betrachtet werden (siehe Tabelle 5.8).

Tabelle 5.8: Auflistung der Kosten und Erträge der PV-Anlagen

Quelle: (eigene Darstellung)

Bezeichnung	Leistung [kW _p]	Jahresertrag [kWh]	Investitionskosten [EUR]	Stromgestehungskosten [ct/kWh]
Gemeindeamt	32,75	30.228	51.090,00	6,91
Volksschule	16,25	15.405	19.013,00	5,22
Kindergarten	19,25	18.711	22.523,00	5,04
SUMME	68,25	63.344	92.626,00	5,98

Wie man in Tabelle 5.8 erkennen kann, liegen die gesamten Stromgestehungskosten bei 5,98 €ct/kWh, weshalb eine reine Überschusseinspeisung wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Variante Nutzung des PV-Überschusses im Fernwärmenetz

Der anfallende Überschuss könnte zur Gänze ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Bei einer Vergütung von 6 €ct/kWh_{th} und Gestehungskosten von 5,98 €ct/kWh_{th} entspricht das einer Vergütung von 10,41 €/a. Bei einer eventuellen Erhöhung der Wärmekosten um 2 % pro Jahr, steigert sich die jährliche Vergütung in 20 Jahren von 6 €ct/kWh_{th} auf 8,91 €ct/kWh_{th}, somit bleiben jährlich 1.525,00 € übrig.

Die optimierte Variante sieht den Einsatz einer Wärmepumpe mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 60 kW vor. Bei einer durchschnittlichen Leistungszahl von 2,4 ergibt sich eine thermische Leistung von 144 kW. Die Investitionskosten betragen rund 60.000,00 € für die Wärmepumpe samt Übergabestation an die Fernwärme.

Bei der angesetzten Leistungszahl werden die 52.076 kWh an elektrischem Überschuss in 124.982 kWh thermischer Energie umgewandelt. Bei zusätzlichen Wartungskosten von 200,00 € pro Jahr, einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren und Kosten des Stroms aus der PV-Anlage von 5,98 €/kWh_{el} kommt die Kilowattstunde thermischer Energie auf rund 5,05 €/kWh. Insgesamt ergibt dies Einnahmen von 1.184,00 € pro Jahr aus der Einspeisung in das Fernwärmenetz. Auch hier kann eine jährliche Steigerung der Einspeisevergütung von 2 % miteinbezogen werden. Somit ergibt sich eine Steigerung der Einnahmen auf 1.724,00 € jährlich. Die gesamten Einnahmen in 20 Jahren belaufen sich demnach auf 28.768,00 €.

5.3.4 Fazit

Aus dem Vergleich der verschiedenen Varianten haben sich vom wirtschaftlichen Standpunkt aus gesehen einige Szenarien als unwirtschaftlich erwiesen. Dies soll in der nachfolgenden Zusammenfassung nochmals kurz erläutert werden.

Wirtschaftlich nicht sinnvolle Modelle

Vollausbau Solarthermie (kommunale Gebäude + Wohnobjekte)

Der Bau von solarthermischen Anlagen auf allen Dächern der an das Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte, ist auch mit höheren Gestehungskosten verbunden, als Einspeisevergütung bezahlt werden könnte.

Photovoltaik Szenario 1 – Variante 3: Akkuspeicher

Die Variante, einen Akkuspeicher zur Erhöhung der Eigennutzung in die Stromversorgung der Kommune einzubeziehen ist auch nicht sinnvoll, da die aktuellen Kosten für einen in Frage kommenden Speicher von 1.350,00 €/kWh zu hoch sind, um die Anlage in annehmbarer Zeit abzubezahlen. Laut den Berechnungen würde sich eine derartige Anlage erst in rund 140 Jahren amortisieren.

Photovoltaik Szenario 2: Direkteinspeisung PV-Überschuss

Die direkte Einspeisung des elektrischen Überschusses der PV-Anlage mit einer Größe von 68,25 kW_p hat sich als wirtschaftlich nicht zielführend herausgestellt, da aufgrund der Gestehungskosten des PV-Stroms von 5,96 €/kWh und einer angenommenen maximalen Einspeisevergütung von 6 €/kWh kein finanzieller Anreiz für den Betrieb besteht.

Wirtschaftlich sinnvolle Modelle

Photovoltaik Szenario 1: Anlage mit 20 kW_p

Bei einer PV Anlage mit 20 kW_p liegen die Stromgestehungskosten bei 5,05 €/kWh_{el}. Die Spanne zwischen der Einspeisevergütung für den Überschuss und den Gestehungskosten reicht aus, um die Anlage wirtschaftlich sinnvoll bauen und betreiben zu können.

Photovoltaik Szenario 2: Nutzung PV-Überschuss im FW-Netz durch Installation einer WP

Die höchste Effizienz könnte man erlangen, indem man den Überschuss aus den PV-Anlagen mit einer Wärmepumpe in das Fernwärmenetz einspeist.

5.4 Geschäftsmodelle

Im Falle der Nutzung der PV-Anlagen auf Gemeindegebäuden muss grundsätzlich, ungeachtet des Stromtransports, in erster Linie zwischen einer Bereitstellung des Stromes für andere Gemeindegebäude und zwischen dem Verkauf an Endkunden unterschieden werden. Dieses Unterscheidungskriterium legt fest, ob es sich bei der Bereitstellung der elektrischen Energie aus steuerlicher Sicht um eine hoheitliche, oder um eine gewerbliche Tätigkeit handelt. An dieser Stelle wird von einem Verkauf des erzeugten PV-Stromes an Endkunden abgesehen, und lediglich die Versorgung von Gemeindegebäuden näher betrachtet, es handelt sich daher also um eine hoheitliche Tätigkeit.

Auch beim Objekt Kommune kann zwischen einem Transport über Direktleitung(en), oder einem Transport über das öffentlich Netz unterschieden werden. Weiters muss zwischen der Errichtung einer 20 kW_p Anlage auf dem Dach des Kindergartens und der Errichtung von mehreren Anlagen mit einer gesamt installierten Leistung von 68,25 kW_p auf mehreren Gemeindegebäuden unterschieden werden (vergleiche Abschnitt 5.3).

Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf die in Abschnitt 5.3 als wirtschaftlich realisierbar identifizierten Szenarien. Daraus ergeben sich die drei in weiterer Folge diskutierten Geschäftsmodell und deren Sonderfälle.

5.4.1 Modell 1: PV-Leistung von 20 kW_p am Kindergarten – Transport über Direktleitung zur Versorgung anderer Gemeindegebäude

Bei diesem Fall ist darauf zu achten, dass die resultierende Netzstruktur aus Direktleitungen nicht den Charakter eines Verteilnetzes annimmt, da andernfalls eine Konzession für den Betrieb eines Verteilnetzes notwendig ist. Diese Situation kann im Fall der Kommune, wo Volksschule und Kindergarten örtlich direkt nebeneinanderliegen, vernachlässigt werden.

In diesem Geschäftsmodell wird davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge zum Teil in dem Gemeindegebäude verbraucht wird, auf dem die PV-Anlage aufgestellt wird. Die nicht im Gemeindegebäude verbrauchte elektrische Energie soll über eine Direktleitung anderen Gemeindegebäuden zur Verfügung gestellt werden.

Aus der Untersuchung der Stromerzeugung und des Strombedarfs in der Kommune geht hervor, dass bei einer Installation einer PV-Anlage mit 20 kW_p bereits etwa die Hälfte des kommunalen Strombedarfs gedeckt werden könnte. Damit sind die Kosten für die Errichtung der zusätzlichen Leitungskapazitäten und deren Betrieb, den Einsparungen durch einen geringeren Strombezug aus dem öffentlichen Netz gegenüber zu stellen.

Bei Anwendung dieses Geschäftsmodells ist zu berücksichtigen, dass nicht ausnahmslos alle Gemeindegebäude auf diese Art versorgt werden können, da die baulichen Umstände eine Direktleitung zwischen dem Gemeindeamt und dem Kindergarten zu teuer machen würden. Daher kommt nur eine Direktleitung zwischen den knapp beieinanderliegenden Gebäuden des Kindergartens und der Volksschule in Frage. Daraus ergibt sich für das Geschäftsmodell 1 der in Abbildung 5.11 dargestellte schematische Aufbau. Die farblich markierten Bereiche stellen die optionalen Varianten 3.1a und 3.1b dar, welche weiter unten beschrieben werden.

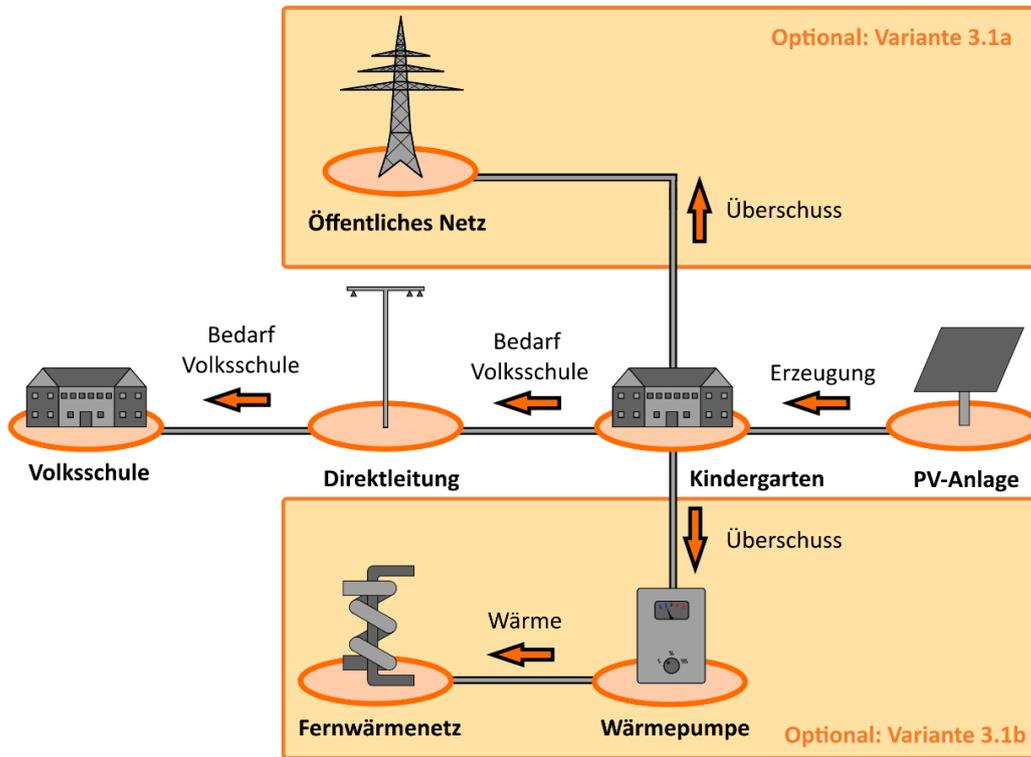


Abbildung 5.11: Schematischer Aufbau für das Geschäftsmodell 1 bei Objekt Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

Wird die PV-Anlage ausschließlich für die Versorgung von Kindergarten und Volksschule verwendet, und die Überschusserzeugung vernachlässigt, ergibt die wirtschaftliche Analyse die in Tabelle 5.9 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 5.9: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten für die Errichtung und Betrieb der PV-Anlage pro Jahr	€	944,92
Kosten für die Errichtung der Direktleitung pro Jahr	€	66,36
Gesamtkosten pro Jahr	€	1.011,28
Einsparungen durch Nichtbezug vom EVU	€	1.041,87
Einsparungen pro Jahr	€	1.041,87
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€	30,59

Anhand der Ergebnisse lässt sich erkennen, dass eine ausschließliche Nutzung der PV-Erzeugung für die Volksschule und den Kindergarten etwa 30,00 €/a an reduzierten Kosten mit sich bringt.

Variante 3.1a: Einspeisung des PV-Überschusses in das öffentliche Netz zu einem geförderten Tarif von 5,25 €cent/kWh

Eine reine Abnahme der PV-Erzeugung durch den Kindergarten und die Volksschule ist nicht sinnvoll, da ein großer Teil der Erzeugung, etwa 12.183 kWh_{el}, somit nicht genutzt wird. Eine

Variante mit diesem Überschuss umzugehen, stellt der Verkauf mit einer Einspeisevergütung dar. Der Überschuss kann zu einem Preis von 5,25 €/kWh veräußert werden. Daraus ergeben sich die in Tabelle 5.10 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 5.10: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt Kommune unter Anwendung der Variante 3.1a

Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten für die Errichtung und Betrieb der PV-Anlage pro Jahr	€	944,92
Kosten für die Errichtung der Direktleitung pro Jahr	€	66,36
Gesamtkosten pro Jahr	€	1.011,28
Einsparungen durch Nichtbezug vom EVU	€	1.041,87
Stromverkauf mit Einspeisevergütung	€	640,08
Einsparungen pro Jahr	€	1.681,95
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€	670,67

Aus der wirtschaftlichen Analyse ist klar ersichtlich, dass sich ein Verkauf der Überschusserzeugung im Vergleich zu einer Nichtnutzung des Überschusses auszahlt. Neben den reduzierten Stromkosten, kommt es zusätzlich noch zu Einnahmen.

Variante 3.1b: Verwendung des Überschusses für den Betrieb einer Wärmepumpe

Wie bereits bei der Variante 3.1a beschrieben, ist eine Abnahme des Überschusses der PV-Erzeugung sinnvoll. Für die Variante 3.1b wird davon ausgegangen, dass der Überschuss in einer Wärmepumpe zu Wärme umgewandelt und ins örtliche Fernwärmenetz eingespeist wird. Für die Wärmepumpe wird eine Leistung von etwa 20 kW angenommen und für die wirtschaftliche Analyse wird von Investitionskosten in Höhe von 20.000,00 € ausgegangen. Tabelle 5.11 zeigt die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse.

Tabelle 5.11: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Businessmodells 1 für die Kommune unter Anwendung der Variante 3.1b

Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten für die Errichtung und Betrieb der PV-Anlage pro Jahr	€	944,92
Kosten für die Errichtung der Direktleitung pro Jahr	€	66,36
Kosten für die Installation und Betrieb der Wärmepumpe pro Jahr	€	1.200,00
Gesamtkosten pro Jahr	€	2.211,28
Einsparungen durch Nichtbezug vom EVU	€	1.041,87
Wärmeverkauf an das Fernwärmenetz	€	1.755,65
Einsparungen pro Jahr	€	2.797,52
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€	586,23

Diese Variante bringt einen höheren Gewinn als das Grundmodell. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Betrieb der Wärmepumpe bei diesen Parametern mit Wärmegestehungskosten von 6,21 €/cent/kWh_{th} bei einer Vergütung von 6,00 €/cent/kWh_{th} nicht wirtschaftlich ist. Die Gesamtwirtschaftlichkeit ergibt sich erst daraus, dass im Falle vom Modell 1 ohne Nutzung

der Überschusserzeugung, ein großer Anteil der erneuerbaren Erzeugung verworfen wird, was noch wesentlich unwirtschaftlicher ist, als der Betrieb der Wärmepumpe. Damit ist auch zu begründen, dass die Variante 3.1b schlechter abschneidet als die Variante 3.1a.

5.4.2 Modell 2: PV-Leistung von 20 kW_p am Kindergarten – Stromtransport über das öffentliche Netz („Durchleitung“) zur Versorgung anderer Gemeindegebäude

Das zweite Geschäftsmodell berücksichtigt den Umstand, dass nicht alle Gemeindegebäude über eine oder mehrere Direktleitungen zur Übertragung der PV-Erzeugung verbunden werden können. Der Gedanke bei diesem Geschäftsmodell beruht darauf, den erzeugten Strom aus der PV-Anlage am Dach des Kindergartens über das öffentliche Netz dem Gemeindeamt zur Verfügung zu stellen. Das öffentliche Netz wird somit nur zur „Durchleitung“ der Energie zwischen zwei unterschiedlichen Standorten eines gemeinsamen „Betriebes“ herangezogen.

Das zweite Modell ist somit eine Erweiterung des ersten Modells bei dem zusätzlich zur Direktleitung zwischen Volksschule und Kindergarten auch noch die Einbindung des Gemeindeamtes über das öffentliche Netz erfolgt. Es muss dabei berücksichtigt werden, dass dieses Modell nur in Absprache mit dem Stromlieferanten erfolgen kann². Alternativ wäre es auch möglich, dass die Gemeinde als Stromlieferant agiert, davon wird aber aufgrund des hohen Aufwandes und der geringen Energiemengen abgesehen.

Durch den Transport eines Teils der PV-Einspeisung an das Gemeindeamt kann im Vergleich zum Modell 1 mehr Strombezug vom EVU eingespart werden. Dem gegenüber stehen die Kosten für die Nutzung des öffentlichen Netzes.

Abbildung 5.12 zeigt den schematischen Aufbau dem das Businessmodell 2 zugrunde liegt.

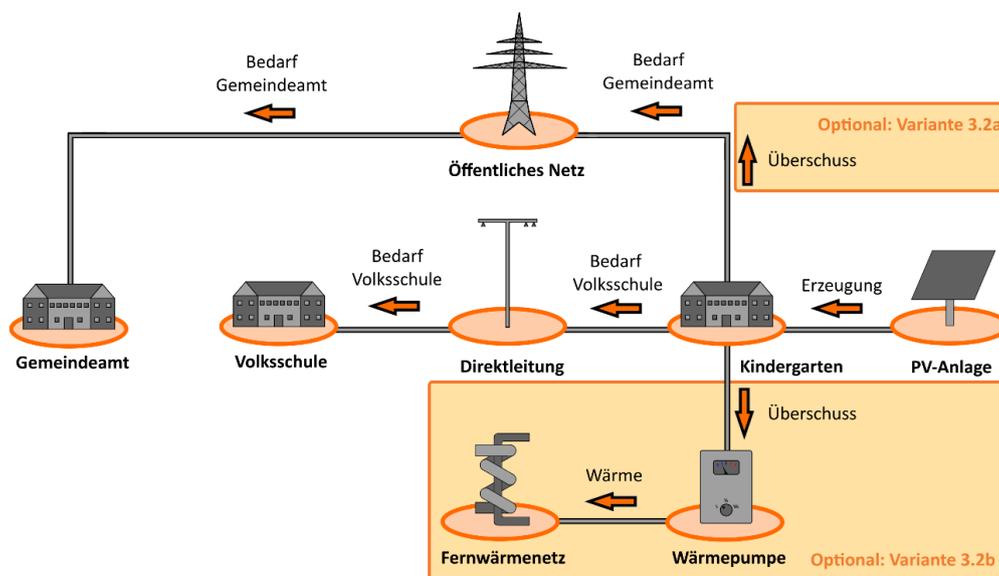


Abbildung 5.12: Schematischer Aufbau für das Businessmodell 2 bei Objekt Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

² Telefonat e-control mit Dr. Mrazek am 29.05.2015

Die Analyse der Stromgestehungskosten für die Durchleitung, zeigt klar, dass die Durchleitung keinen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringt. Abbildung 5.13 zeigt die Gegenüberstellung der Kosten für den Bezug der Energie aus dem öffentlichen Netz und der Durchleitung durch das öffentliche Netz.

Da die Variante der Durchleitung durch das öffentliche Netz höhere Stromgestehungskosten mit sich bringt, und dadurch keinen Gewinn ermöglicht, wird von einer weiteren Untersuchung dieses Modells abgesehen.

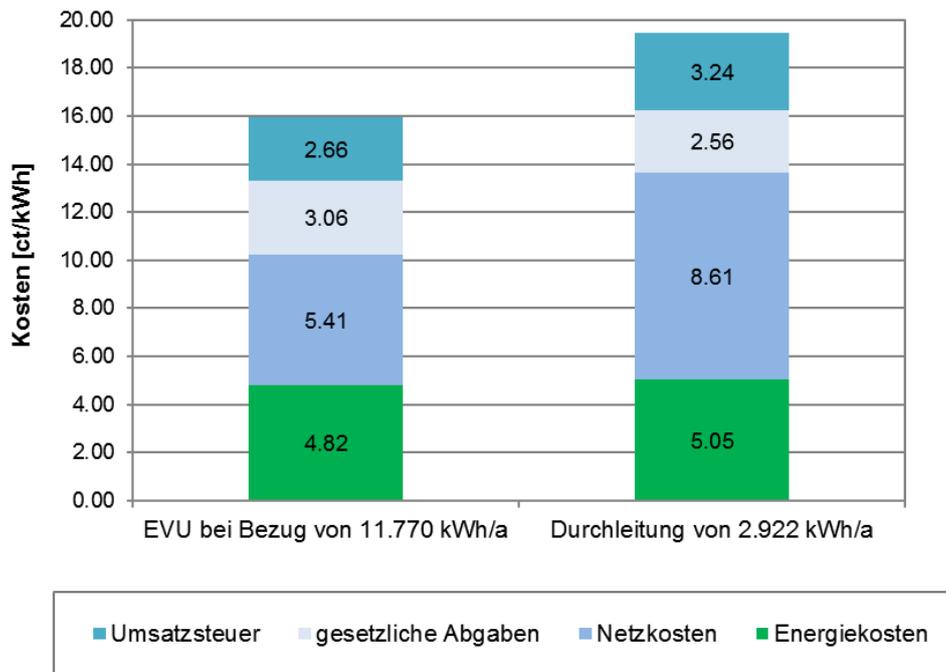


Abbildung 5.13: Vergleich der Zusammensetzung der Stromkosten bei Bezug vom EVU vs. Durchleitung

Quelle: (eigene Darstellung)

5.4.3 Modell 3: PV-Leistung von 68,25 kW_p am Kindergarten, dem Gemeindeamt und der Volksschule

Das dritte Modell behandelt den Fall, bei dem auf den drei Gemeindegebäuden Kindergarten, Gemeindeamt und Volksschule die maximal mögliche PV-Leistung installiert wird. Mit einer installierten Leistung von 68,25 kW_p und einer erwarteten Jahresproduktion von 64.344 kWh_{el} können 56 % des Strombedarfs dieser Gemeindegebäude direkt durch die PV-Anlagen gedeckt werden. Dies entspricht einer Energiemenge von 12.356 kWh_{el} und damit einem Überschuss von 51.988 kWh_{el}.

Wie bereits bei Modell 1 und Modell 2 gezeigt, besteht der finanzielle Nutzen darin, dass die PV-Anlage den Strombezug von dem EVU reduziert und damit zu einer geringeren Stromrechnung für die Gemeinde führt. Diesen reduzierten Kosten stehen die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der PV-Anlagen gegenüber. Da bei diesem Businessmodell kein Stromtransport zwischen den Gemeindegebäuden vorgesehen ist, ist es auch nicht notwendig eine Direktleitung zwischen den Gebäuden zu errichten, oder einen Stromtransport über das öffentliche Netz zu berücksichtigen. Der schematische Aufbau, der als Basis für dieses Modell dient ist in Abbildung 5.14 dargestellt.

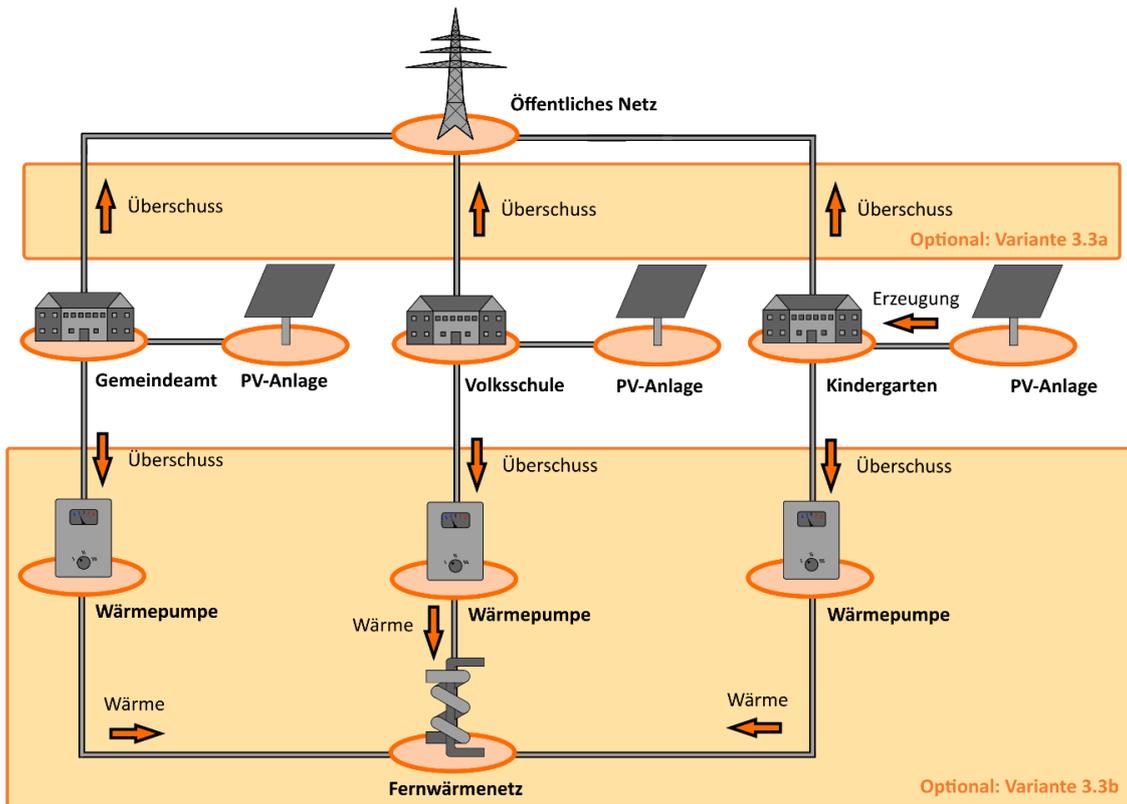


Abbildung 5.14: Schematischer Aufbau für das Businessmodell 3 bei Objekt Kommune

Tabelle 5.12 zeigt die wirtschaftliche Analyse des Businessmodells 3 ohne eine Verwendung des Überschusses aus der PV-Anlage.

Tabelle 5.12: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Businessmodells 3 für das Objekt Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten für die Errichtung und Betrieb der PV-Anlage pro Jahr	€	3.705,04
Gesamtkosten pro Jahr	€	3.705,04
Einsparungen durch Nichtbezug vom EVU	€	1.957,97
Einsparungen pro Jahr	€	1.957,97
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	-€	1.747,07

Aus den Ergebnissen der Analyse ist klar ersichtlich, dass die Errichtung der PV-Anlagen mit einer Summenleistung von 68,25 kW_p einzig zur Deckung des Bedarfs der Gemeindegebäude nicht wirtschaftlich ist. Diese Erkenntnis ist angesichts der hohen nicht genutzten Energiemenge von 51.988 kWh, das entspricht etwa 81 % der gesamten PV-Erzeugung, wenig verwunderlich.

Variante 3.3a: Einspeisung des PV-Überschusses in das öffentliche Netz zu einem geförderten Tarif von 5,25 €cent/kWh

Aufgrund des hohen nicht genutzten Anteils der PV-Erzeugung und des Umstandes, dass der Betrieb der PV-Anlage nur zur Deckung eines möglichst hohen Anteils des Verbrauchs der

Gemeindegebäude nicht wirtschaftlich ist, sollte eine Nutzung des Überschusses erfolgen. Eine Variante wäre den Überschuss mit einer Vergütung von 5,25 €cent/kWh in das öffentliche Netz zu speisen (Tabelle 5.13).

Tabelle 5.13: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Variante 3.3a für das Objekt Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten für die Errichtung und Betrieb der PV-Anlage pro Jahr	€	3.705,04
Gesamtkosten pro Jahr	€	3.705,04
Einsparungen durch Nichtbezug vom EVU	€	1.957,97
Stromverkauf mit Einspeisevergütung	€	2.733,99
Einsparungen pro Jahr	€	4.691,96
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€	986,92

Das Ergebnis zeigt, dass die Einspeisung in das öffentliche Netz zu einem Preis von 5,25 €cent/kWh auf jeden Fall sinnvoller ist, als die Nicht-Nutzung des Überschusses. Jedoch muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass die Stromgestehungskosten im Falle eines Ausbaus der PV-Leistung bei 68,25 kW_p bei 5,8 €cent/kWh liegen, also über dem Tarif der Einspeisung. Die Wirtschaftlichkeit dieser Variante ergibt sich also lediglich daraus, dass eine Überschusseinspeisung erfolgt.

Variante 3.3b: Einspeisung des PV-Überschusses in das bestehende FW-Netz der Kommune

In dieser Variante wird der PV-Überschuss über eine 60 kW Wärmepumpe in Wärme für die Einspeisung in das Fernwärmenetz umgewandelt (Vergütung 6 €cent/kWh). Ergebnisse siehe Tabelle 5.14.

Tabelle 5.14: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse der Variante 3.3b für das Objekt Kommune

Quelle: (eigene Darstellung)

Kosten für die Errichtung und Betrieb der PV-Anlage pro Jahr	€	3.705,04
Kosten für die Installation und Betrieb der Wärmepumpe pro Jahr	€	3.200,00
Elektrizitätsabgabe	€	590,16
Gesamtkosten pro Jahr	€	7.495,20
Einsparungen durch Nichtbezug vom EVU	€	1.957,97
Wärmeverkauf an das Fernwärmenetz	€	7.498,94
Einsparungen pro Jahr	€	9.456,92
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€	1.961,72

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit zeigt ganz klar, dass es sich bei diesem Modell und dieser Variante um die Version mit dem höchsten Gewinn pro Jahr handelt. Das liegt daran, dass für diesen Fall die Wärmeerzeugung mit 5,05 €cent/kWh_{th} zu Buche schlägt und für 6,00 €cent/kWh_{th} veräußert werden kann.

5.4.4 Fazit

Bei der Betrachtung der Kommune zeigt sich, dass eine Nutzung des öffentlichen Netzes für den Stromtransport (die Übertragung von PV-Überschüssen) nicht wirtschaftlich ist. Grundsätzlich zeigt sich, dass eine Eigennutzung der erneuerbaren Stromerzeugung sinnvoll ist, solange die Überschusserzeugung ebenso Verwendung und Anwendung findet. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass, um eine Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung aus erneuerbarer Überschussstromproduktion zu sichern, eine gewisse Menge an Überschusserzeugung vorhanden sein muss. Dieser Unterschied lässt sich mit den Ergebnissen der Modelle 1-3 darstellen und ist damit zu begründen, dass die Investitionskosten für die Wärmepumpe erst ab einer gewissen Menge verkaufter Wärme eingenommen werden können. Daher kann festgehalten werden, dass für geringere Überschussstromerzeugungen, die genaue Menge hängt von den Systemparametern ab, eine vergütete Lieferung der Überschusserzeugung in das öffentliche Netz sinnvoller ist, als die Wärmeerzeugung.

6 Ergebnisse Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser

Das dritte Untersuchungsobjekt besteht aus zwei benachbarten Einfamilienhäusern welche sich auf Grund ihres einfachen Aufbaus und der Lage in unmittelbarer Nachbarschaft zueinander (siehe Abbildung 6.1), besonders für die grundlegenden Untersuchungen hinsichtlich des gebäudeübergreifenden Energieaustausches eignen.

Das Haus A ist mit einer PV-Anlage, das Haus B mit einer solarthermischen Anlage ausgestattet. Beide verfügen über eine Wärmepumpe.



Abbildung 6.1: Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser
Quelle: (Google Inc., 2015)

6.1 Beschreibung Ist-Stand

Das Gebäude A ist mit zwei Photovoltaikanlagen ausgestattet. Die Wärmeerzeugung erfolgt mit einer Grundwasser-Wärmepumpe. Der elektrische Tageslastgang für das Objekt A ist in Abbildung 6.2 dargestellt. Die Verbrauchsblöcke mit einer Leistung von 3,7 kW sind dabei auf den Einsatz der Wärmepumpe zurückzuführen, welche für knapp 50 % des gesamten Energieverbrauchs im Gebäude verantwortlich ist.

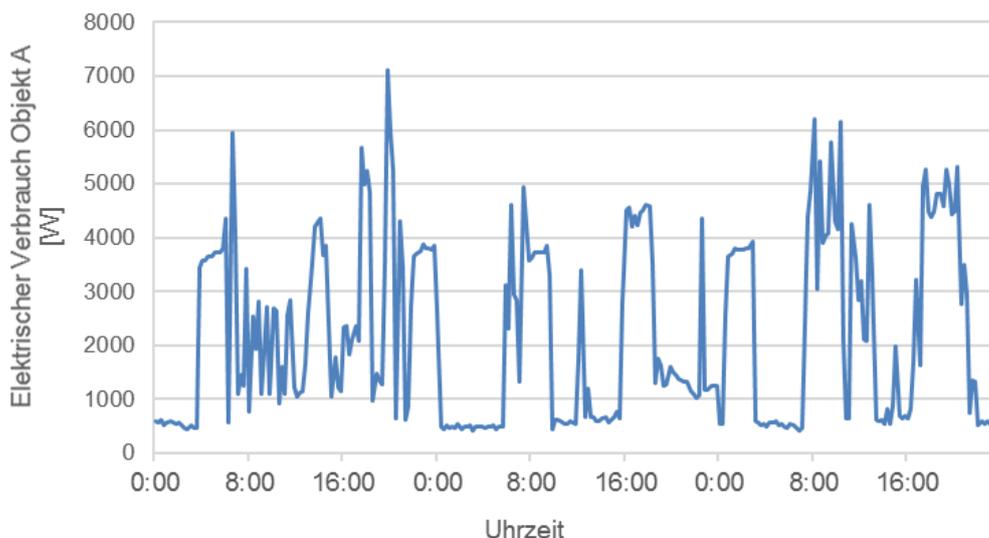


Abbildung 6.2: Lastprofil inkl. Wärmepumpe Einfamilienhaus A
Quelle: (eigene Darstellung)

Die wesentlichen Grunddaten des Objektes A sind in Tabelle 6.1 aufgelistet.

Tabelle 6.1: Grunddaten Objekt A

Quelle: (eigene Darstellung)

Objekt 1A (Einfamilienhaus)			
Baujahr	2006		
Wohnfläche	315 m ²		
Bewohner	2 Erwachsene, 3 Kinder		
Thermische Parameter			
Verbrauch			
Spez. Heizwärmebedarf	35 kWh/m ²		
Heizwärmebedarf gesamt	11.000 kWh		
Warmwasserverbrauch	4.000 kWh		
Erzeugung			
Primäres Heizsystem		Wärmepumpe	
Typ	Wasser-Wasser		
Hersteller	IVT Heat Pumps		
Modell	Greenline TH Plus E11		
Heizleistung	10,7 kW		
Wirkungsgrad	W0/55=3,4 nu=52%		
Sekundäres Heizsystem		Heizpatrone Boiler	
Heizleistung	3 kW		
Speicher			
Fassungsvermögen	300 l		
Isolation	100 mm		
Elektrische Parameter			
Verbrauch			
Durchschnittlicher Jahresverbrauch	16.000 kWh		
Erzeugung			
Module			
Hersteller	Suntech		Yingli
Modell	STP250S-20/W		YL 205C-24b
Nennleistung je Modul	250 W		205 W
Anzahl Module	10	21	13 18
Ausrichtung	Süd	Süd-West	West Süd
Neigung	30°	8°	5° 5°
Montage	Aufgest.	Integriert	Integriert
Wechselrichter			
Hersteller	SMA		SMA
Modell	STP8000TL		STP6000TL
AC- Nennleistung	8,00 kW		6,00 kW
Euro-Wirkungsgrad	97,40%		97,60%

Das Objekt B ist mit einer solarthermischen Anlage zur Wärmeerzeugung ausgestattet. Darüber hinaus besitzt das Gebäude eine Luft-Wärmepumpe. Abbildung 6.3 zeigt das Lastprofil von Objekt B, wobei hier nur der elektrische Verbrauch aufgezeichnet wurde. Man erkennt eine Grundlast von ca. 400 W mit kurzzeitigen Leistungsspitzen zu den Essenszeiten, sowie am späten Nachmittag.

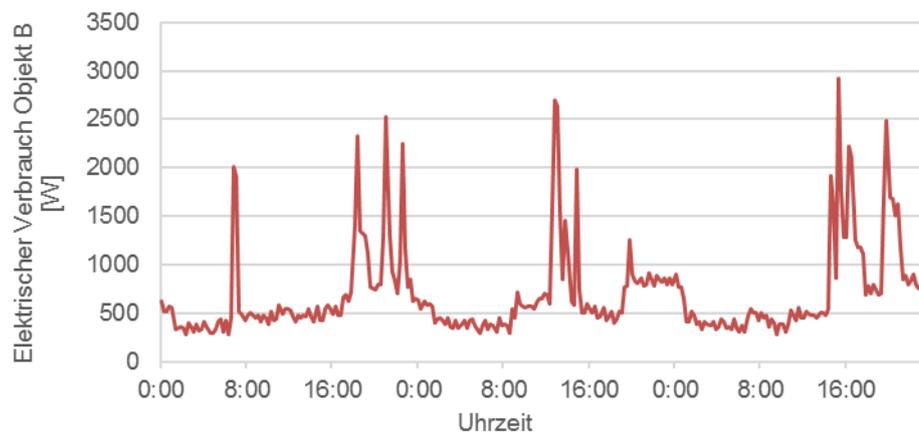


Abbildung 6.3: Lastprofil ohne Wärmepumpe Einfamilienhaus B

Quelle: (eigene Darstellung)

Die Grunddaten des Objektes B sind in der nachfolgenden Tabelle 6.2 dargestellt.

Tabelle 6.2: Grunddaten Objekt B

Quelle: (eigene Darstellung)

Objekt 1B (Einfamilienhaus)	
Baujahr	2007
Wohnfläche	200 m ²
Bewohner	2 Erwachsene, 2 Kinder Praxis im Gebäude
Thermische Parameter	
Verbrauch	
Spez. Heizwärmebedarf	45 kWh/m ²
Heizwärmebedarf gesamt	10.078 kWh
Warmwasserverbrauch	3.000 kWh
Erzeugung	
Primäres Heizsystem	Wärmepumpe
Typ	Luft-Wasser
Hersteller	Siemens
Modell	2WP3 160-2S
Heizleistung	10,6 kW
Wirkungsgrad	A7/W35 = 3,4
Sekundäres Heizsystem	Solarthermie
Kollektor	Flachkollektor
Fläche	9.5m ²
Ausrichtung	O-OS, 45° Neigung
Jahresertrag	ca. 1.300 kWh
Speicher	
Fassungsvermögen	300 l
Isolation	100 mm
Elektrische Parameter	
Verbrauch	
Jahresverbrauch 2014	15.646 kWh

6.1.1 Messungen Einfamilienhaus A

Elektrische Verbraucher: Die Objekte werden auf Verbraucher, welche einen signifikanten Anteil am Gesamtstromverbrauch haben und das Potenzial für eine Lastverschiebung besitzen hin untersucht. Die Verbrauchsprofile der folgenden Verbraucher werden in Objekt A getrennt gemessen, um das Potenzial für eine Lastverschiebung zu bestimmen.

- Wärmepumpe
- Brunnenpumpe, Gartenbewässerung
- TV Station (EG)
- Gefrierschrank 1+2
- Kühlschrank 1+2
- Klimaanlage OG
- Waschmaschine 1+2
- Wäschetrockner
- Geschirrspüler
- Lüftung (UG)
- Nachheizregister elektr. Lüftung
- Pooltechnik
- Rasenroboter 1+2
- Heizpatrone Boiler (3kW)
- Zirkulation WW

Die Messung der elektrischen Parameter erfolgt durch das von der Firma Mitterhuemer installierte Energiemanagementsystem. In Abbildung 6.4 wird der Aufbau des Energiemanagementsystems schematisch dargestellt. Dieses System führt die Leistungsmessung der einzelnen Verbraucher durch.

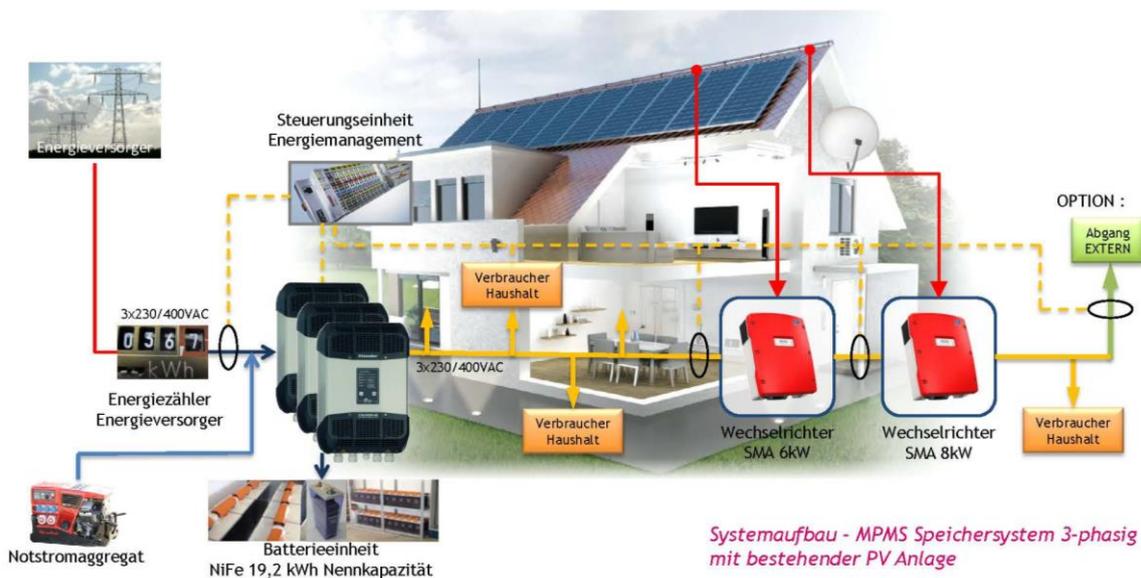


Abbildung 6.4: Aufbau des Energiemanagementsystems (Schema) mit Messsystem

Quelle: (Mitterhuemer, 2015)

Photovoltaikanlage: Die Photovoltaikanlage war bereits mit einem Datenlogger ausgestattet, weshalb Produktionsprofile auch über den Betrachtungszeitraum hinaus vorliegen. Für die Auswertung wurde daraus das Jahr 2014 extrahiert.

6.1.2 Messungen Einfamilienhaus B

Die elektrische Leistungsmessung bei Objekt B wird mittels Strommesswandler in Form von Strommesszangen durchgeführt. Die Spannung wird dabei konstant mit 230 V angenommen. Die Aufzeichnung erfolgt mittels spezieller auf die Anwendung zugeschnittenen Datenloggern, hergestellt von der Firma LASCAR electronics.

Da im Gebäude zwei tariflich getrennte und voneinander unabhängige elektrische Installationen existieren (Haupt- und Zweitarif-Installation), wird der Zweig des Haupttarifes durch die Messung abgedeckt. Dies ermöglicht eine Aussage darüber, wie sich die Verbräuche im Haus verhalten. Der Zweitarifzähler misst nur den Leistungsteil der Wärmepumpe und somit die Wärmezeugung durch die Wärmepumpe.

6.1.3 Erhebung von Realdaten der thermischen Systeme

Da Messungen im thermischen Teilsystem aufwendiger zu realisieren sind, wurde versucht die Anzahl der zu messenden Größen möglichst gering zu halten und eine Abschätzung aus vorhandenen Kenngrößen vorzunehmen. Dies reicht für die Untersuchungen aus, da man im Zuge des Projektes, im Gegensatz zu vielen anderen Simulationen, nicht an einer Prognose des Jahresverbrauchs interessiert ist, sondern der zeitliche Verlauf der Leistungen von Interesse ist. Der Energiebedarf ist aus den Aufzeichnungen der vergangenen Jahre relativ gut bekannt. Die wichtigsten Kennwerte kommen dabei von den Energieausweisen der Gebäude. Für den Verbrauch von Warmwasser wurde ein Verbrauch von 2 kWh pro Person und Tag angesetzt. Dabei wurde ein Verbrauch von 2/5 des Tagesverbrauchs um 7:00 Uhr, sowie um 19:00 Uhr und 1/5 des Verbrauchs um 12:00 Uhr angenommen.

6.2 Erläuterung Simulationsmodell

Für das Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser wurde ein Simulationsmodell erstellt, das unter Berücksichtigung der erhobenen Realdaten für Optimierungsmaßnahmen in Objekt A und Objekt B herangezogen wurde. Ebenso wurden anhand des Modells Berechnungen zum gebäudeübergreifenden Energieaustausch durchgeführt.

Das mathematische Modell in MATLAB/Simulink ist mit Hilfe von Funktionen des CARNOT-Blocksets erstellt. Der Gesamtaufbau des Modells ist in Abbildung 6.5 dargestellt.

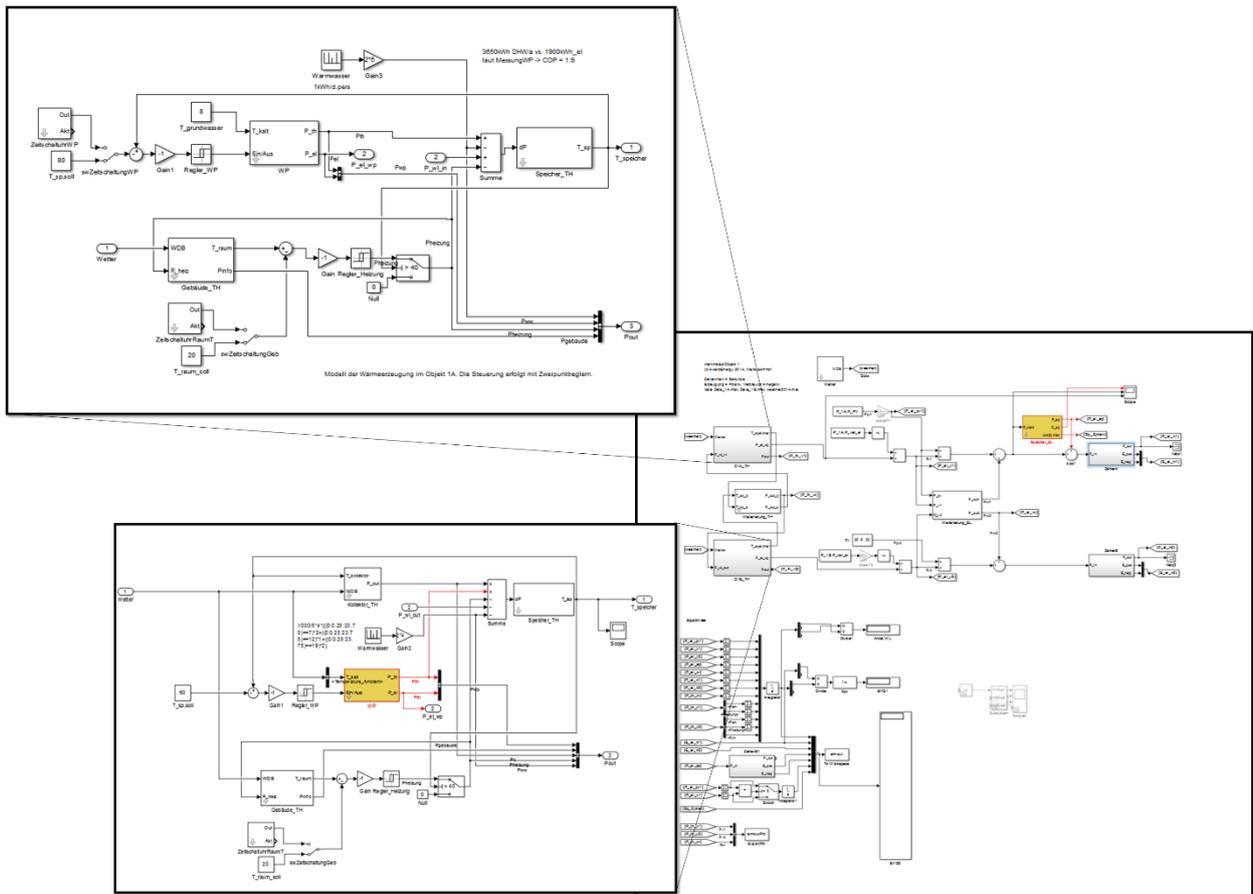


Abbildung 6.5: Aufbau Simulationsmodell in MATLAB/Simulink

Quelle: (eigene Darstellung)

Das Modell basiert auf den Energiebilanzen der Gebäude. Dabei werden das thermische und elektrische System jeweils in getrennten Subsysteme betrachtet (siehe Abbildung 6.6).

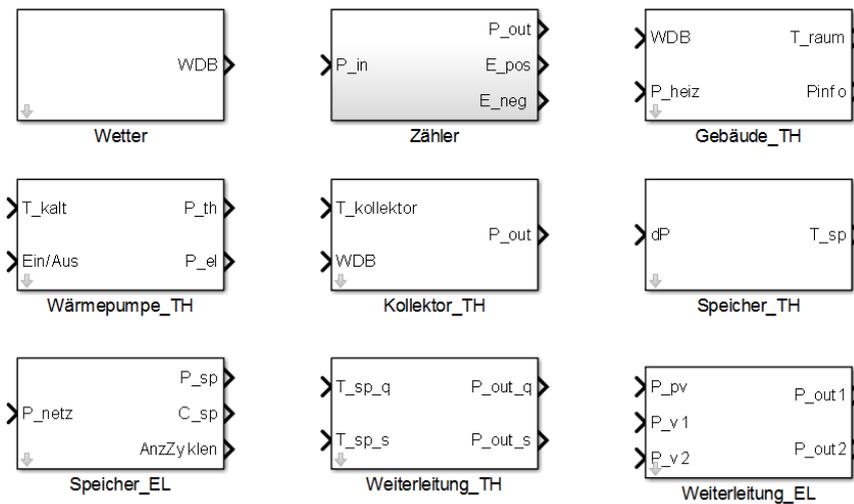


Abbildung 6.6: Subsysteme für die Simulation

Quelle: (eigene Darstellung)

Die Funktion der einzelnen Blöcke ist im Folgenden kurz beschreiben:

- **Wetter:** Lädt die Messdaten für Temperatur sowie Globalstrahlung und berechnet daraus Sonnenstand sowie direkte und diffuse Strahlung. Die Messdaten stammen dabei von einer nahegelegenen Messstation der ZAMG.
- **Zähler:** Bestimmt die Summe der verbrauchten bzw. eingespeisten Energie.
- **Gebäude_TH:** Ein Modell eines Gebäudes bestehend aus einer Temperaturzone. Es werden Transmissionsverluste, Lüftungsverluste, lineare Gewinne sowie passive Solargewinne berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt dabei in Anlehnung an die Vorgaben zur Berechnung des Energieausweises.
- **Wärmepumpe_TH:** Ein Modell einer Wärmepumpe mit konstanter thermischer Leistung. Dabei wird ein konstanter Gütegrad angenommen, welcher aus den Werten des Datenblatts bestimmt wird. Mit Hilfe eines zusätzlichen Faktors kann zusätzlichen Verlusten (z.B. von Leitungen und Wärmetauschern) Rechnung getragen werden.
- **Kollektor_TH:** Ein Modell eines Solarkollektors mit Berücksichtigung von Ausrichtung und der thermischen Verlustkoeffizienten der eingesetzten Kollektoren.
- **Speicher_TH:** Ein Modell eines durchmischten thermischen Speichers mit einer Temperaturzone, inklusive Berücksichtigung der Transmissionsverluste.
- **Speicher_EL:** Ein Modell eines elektrischen Speichersystems inklusive der Betriebslogik. Es wird die minimale bzw. maximale Lade- bzw. Entladeleistung, der Wirkungsgrad des Gesamtsystems sowie die Selbstentladung der Speicherzellen berücksichtigt.
- **Weiterleitung_TH:** Die Logik der thermischen Weiterleitung in Abhängigkeit der Temperatur der beiden Speicher.
- **Weiterleitung_EL:** Die Logik der elektrischen Weiterleitung in Abhängigkeit der PV-Produktion sowie des Verbrauchs der beiden Gebäude.

Als Untersuchungszeitraum wurde das Jahr 2014 festgelegt. Die Zeitauflösung beträgt 15 min. Die zuvor beschriebenen Teilsysteme wurden dementsprechend so konfiguriert und parametrisiert, dass sich ihr Verhalten möglichst gut mit dem gemessenen Verhalten deckt. Dazu wurden z.B. Jahresverbräuche bestimmt und mit den realen Daten abgeglichen.

6.3 Ergebnisse der Eigenbedarfsoptimierung

6.3.1 Simulationsergebnisse (theoretisches Optimierungspotenzial)

Anhand des Simulationsmodells wurden Möglichkeiten zur Optimierung des Energiebezugs der beiden Einfamilienhäuser berechnet. Die nachfolgenden Abschnitte enthalten die Ergebnisse der Simulation zu den Auswirkungen ausgewählter Optimierungsmaßnahmen des Eigenbedarfs im Gebäude A. Konkret wurden dabei folgende Maßnahmen betrachtet:

1. Nachtabsenkung der Solltemperatur auf 18 bzw. 16°C
2. Wärmepumpe als verschiebbare Last: PV-Strom zum Betrieb bevorzugen
3. Kühltruhe als verschiebbare Last
4. Speichereinsatz: Pufferung der Erzeugungsspitzen aus der PV-Anlage

6.3.1.1 Nachtabsenkung der Solltemperatur

Die Erzeugung und Bereitstellung von thermischer Energie in Wohngebäuden ist in den meisten Fällen an den Einsatz eines Wärmespeichers entkoppelt. Dadurch entstehen Freiheitsgrade mit denen der Gesamtwirkungsgrad des Systems gesteigert werden kann. Für die Regelung kommen meist Zweipunktregler zum Einsatz. So wird die Umwälzpumpe der Heizung eingeschaltet, wenn die Raumtemperatur um mehr als 1 °C vom Sollwert (20 °C) abweicht. Die Heizleistung der Anlage wird dabei bis zu einer Speichertemperatur von 40 °C als konstant angenommen. Auf dieselbe Weise erwärmt die Wärmepumpe den Speicher, wenn seine Temperatur um mehr als 20 °C vom Sollwert (80 °C) abweicht. Die Umwälzpumpe des Solarkollektors ist bis zu einer Speichertemperatur von 90 °C aktiv. Eine Produktion über diese Temperatur hinaus entfällt und kann somit nicht mehr genutzt werden.

Im Jahr 2014 gab es in Wiener Neustadt 2.603 Heizgradtage (HGT) was um 25.6 % unter dem Normwert nach ÖNORM B 8110-5 von 3501 HGT/a (Kunze, 2016) liegt. Somit war das Jahr besonders mild. Die Simulation ergibt für Objekt A einen Stromverbrauch von 6.700 kWh/a für die Bereitstellung von Raumwärme sowie Warmwasser, wovon 6 % mit Strom aus der PV-Anlage abgedeckt wurde. Eine einfache Möglichkeit den Energieverbrauch zu senken, besteht in einer Nachtabsenkung der Temperatur. Dabei wird die **Solltemperatur zwischen 23:00 Uhr und 6:00 Uhr auf 18 °C bzw. 16 °C herabgesetzt. Bei dem vorliegenden Gebäude bring dies lt. Berechnungen eine Reduktion des Energiebedarfs um 2 % bzw. 3 %.**

6.3.1.2 Wärmepumpe als verschiebbare Last

Da Gebäude A mit einer PV-Anlage ausgestattet ist, macht es Sinn, die Wärmepumpe als verschiebbare Last in das Energiemanagementsystem zu integrieren um somit den

verbrauchten Anteil von PV-Strom zu steigern. Die einfachste Möglichkeit besteht darin, die Wärmepumpe mit Hilfe eines Zeitplans zu gewissen Uhrzeiten zu sperren. Durch eine Blockierung der Anlage in den Stunden vor einer Produktionsspitze wird das Abfallen der Speichertemperatur bewusst in Kauf genommen. Gibt man die Wärmepumpe dann bei einer Überproduktion der PV-Anlage frei, wird diese versuchen den thermischen Speicher wieder an die Solltemperatur heranzuführen. Dabei verwendet sie v.a. den günstigeren PV-Strom.

Diese Herangehensweise hat den Nachteil, dass während der Sperrzeit die Temperatur im Speicher nicht erhöht werden kann. Dadurch kann die Temperatur des Gebäudes mitunter weit abfallen, was i.a. nicht vertretbar ist. Wenn die Wärmepumpe ab 23:00 Uhr gesperrt und zwischen 6 und 12 Uhr wieder freigegeben wird, erhält man die in Abbildung 6.7 dargestellten Ergebnisse.

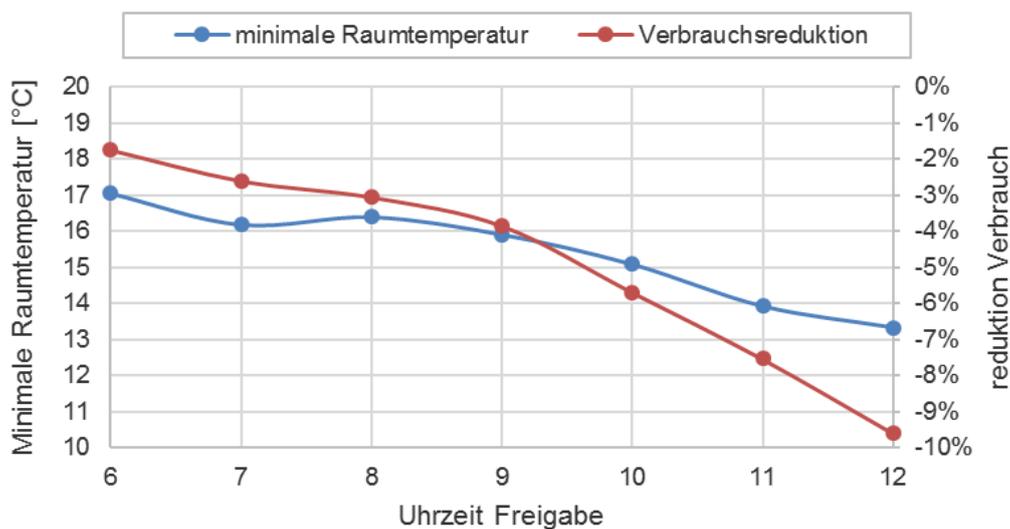


Abbildung 6.7: Minimale Raumtemperatur und Reduktion des thermischen Verbrauchs bei Sperrung der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Freigabezeit

Quelle: (eigene Darstellung)

Man erkennt, dass bei einer Freigabe nach 9 Uhr die Raumtemperatur unter 16°C sinkt, was nicht vertretbar ist. **Durch die Absenkung der Raumtemperatur kommt es insgesamt zu einer Reduktion des Energieverbrauchs. Einen ähnlichen Effekt kann man jedoch auch mit einer Nachtabenkung auf eine definierte Solltemperatur erzielen.**

Eine weniger radikale Variante ist das Herabsetzen der Speicher-Solltemperatur. Dadurch kann die Mindesttemperatur des Gebäudes sichergestellt werden, solange die Speichertemperatur über 40 °C gehalten wird. Diese Variante hat keine Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs zur Folge, ermöglicht jedoch eine verstärkte Nutzung von PV-Überschussstrom (siehe Abbildung 6.8).

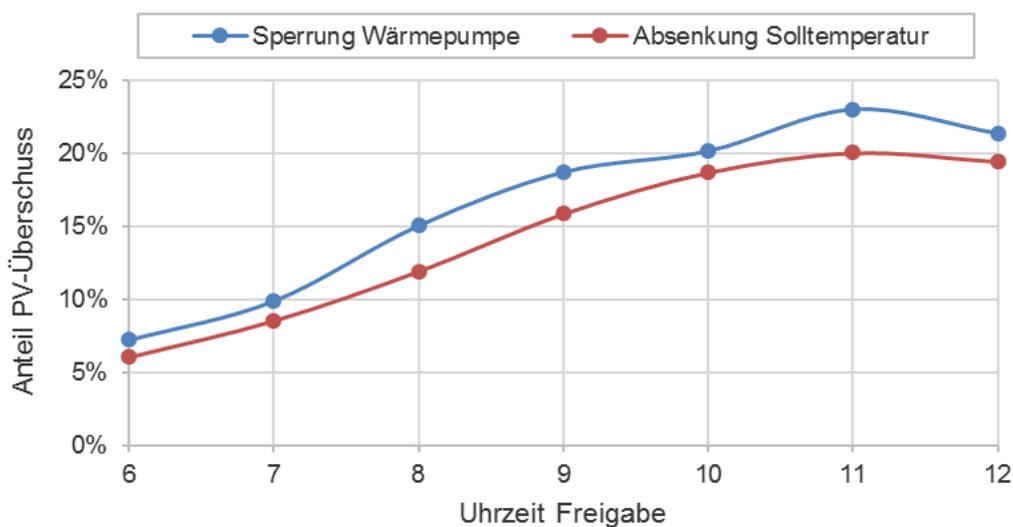


Abbildung 6.8: Anteil von PV-Strom am Verbrauch der Wärmepumpe (WP) bei Sperrung bzw. Absenkung der Solltemperatur in Abhängigkeit der Freigabezeit

Quelle: (eigene Darstellung)

Bei einer **Erhöhung der Speichersolltemperatur von 60 °C auf 80 °C um 11:00 Uhr kann der Anteil von PV-Strom für die Raumheizung von 6 % auf 20 % erhöht werden.**

Eine weitere untersuchte Möglichkeit ist es, die Solltemperatur des Speichers für die Wärmepumpe in Abhängigkeit der aktuellen Netzleistung zu wählen. Da man die Bezugsleistung der Wärmepumpe nur schwer variieren kann, ist die minimale Überschussleistung, ab welcher die Solltemperatur erhöht wird, ein wichtiger Parameter:

- Wählt man eine zu geringe Mindestleistung, wird der Großteil der WP-Leistung aus dem Netz bezogen und der relative Anteil an Solarstrom bleibt gering.
- Wählt man die Leistung zu hoch, erreicht man den geforderten Wert an einem schwachen Tag ggf. nicht (siehe Abbildung 6.9).

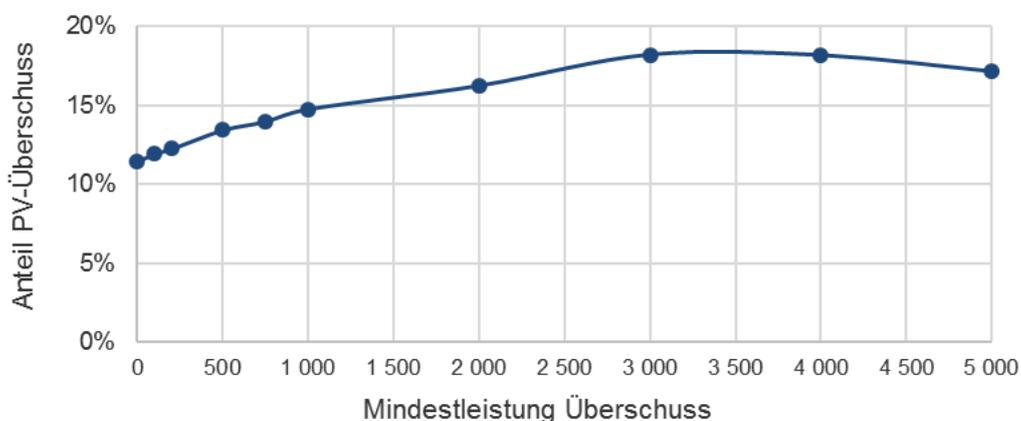


Abbildung 6.9: Anteil von PV-Strom am Verbrauch der Wärmepumpe bei Freigabe im Falle einer Überproduktion in Abhängigkeit der Mindestleistung

Quelle: (eigene Darstellung)

Das Optimum von 18 % PV-Anteil im Verbrauch erzielt man mit einer Mindestleistung von 3 kW_P. Dieses Verfahren schneidet somit schlechter ab, als das Verfahren mit einer zeitabhängigen Sollwertvorgabe und wird daher nicht weiterverfolgt.

Eine Umwandlung von elektrischer in thermische Energie mit variabler Leistung kann durch eine Heizpatrone im Wärmespeicher realisiert werden. Erfolgt die Ansteuerung der Elektroheizung z.B. mit Hilfe einer Phasenanschnittsteuerung, so ist eine einfache und kosteneffiziente Realisierung möglich.

Für die Abstimmung von Wärmepumpe und Heizpatrone ist folgende Herangehensweise vorgesehen: Der Einsatz der Wärmepumpe erfolgt wie zuvor beschrieben mit einem Zweipunktregler. Die Heizpatrone wird aktiviert, wenn nach der Berücksichtigung der Wärmepumpe immer noch ein Produktionsüberschuss besteht und die Temperatur des Wärmespeichers unter einem Maximalwert liegt.

Die Ergebnisse der Simulation sind in Abbildung 6.10 dargestellt. Bleibt die Grenztemperatur unterhalb des Sollwerts der Wärmepumpe (80 °C im Vorlauf) bleibt der Anteil der Heizpatrone gering. Liegt die Maximaltemperatur darüber, steigt der Anteil der Heizpatrone deutlich an. Da der **Wirkungsgrad der Heizpatrone geringer ist als jener der Wärmepumpe, steigt der insgesamt Energieverbrauch um etwa 50 %, wobei dieser Zuwachs nur durch PV-Strom gedeckt wird.**

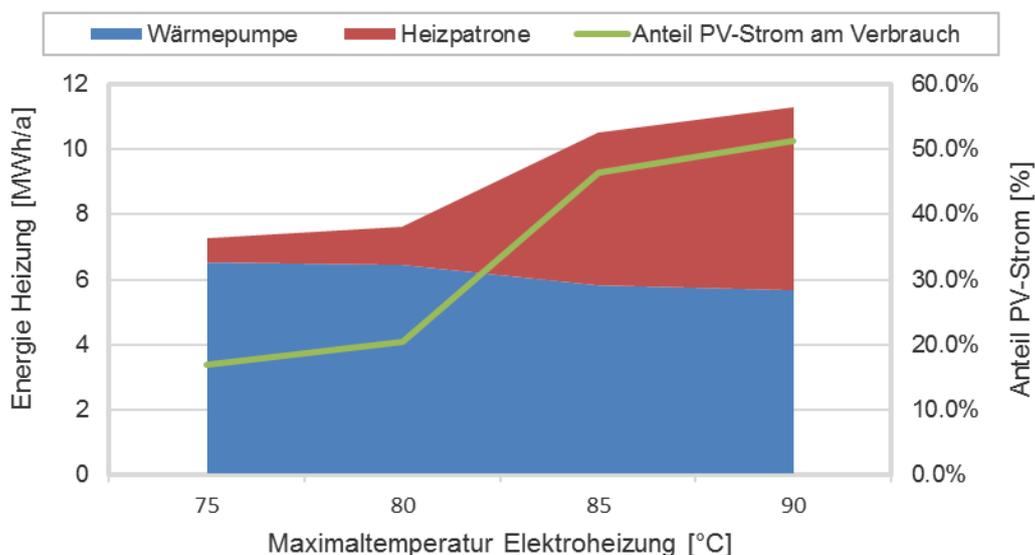


Abbildung 6.10: Jahresenergieverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone sowie Anteil von PV-Strom an dem Gesamtverbrauch für unterschiedliche Maximaltemperaturen

Quelle: (eigene Darstellung)

Für eine Maximierung des Nutzens der Anlage müssen darüber hinaus noch weitere Parameter berücksichtigt werden:

- **Bezugs- und Einspeisepreis für Strom**
- **COP der Wärmepumpe (ggf. in Abhängigkeit der Außentemperatur)**
- **Einfluss der Laufzeit der Wärmepumpe auf Wirkungsgrad und Lebensdauer**
- **Möglichkeit der Einbindung von Wetterprognosen**

6.3.1.3 Kühltruhe als verschiebbare Last

Neben der bereits zuvor beschriebenen Optimierung der Wärmepumpe wurde eine Kühltruhe als geeignete Last für eine Anpassung an die PV-Erzeugung identifiziert. Sie besitzt das unten dargestellte Verbrauchsprofil (siehe Abbildung 6.11). Es kommt zu Verbräuchen mit einer Leistung von ca. 90 W mit einer Dauer von 4 - 6 Stunden in einem Abstand von 24 - 30 Stunden. Da eine Verschiebung der Kühlzeit um einige Stunden die Qualität der Kühlung nicht signifikant beeinträchtigt, kann eine **Lastverschiebung** durchgeführt werden. Dabei macht es Sinn, die Kühltruhe und die Wärmepumpe zu unterschiedlichen Zeiten freizugeben. Aktuell befindet sich das Freigabefenster zwischen 10 und 16 Uhr.

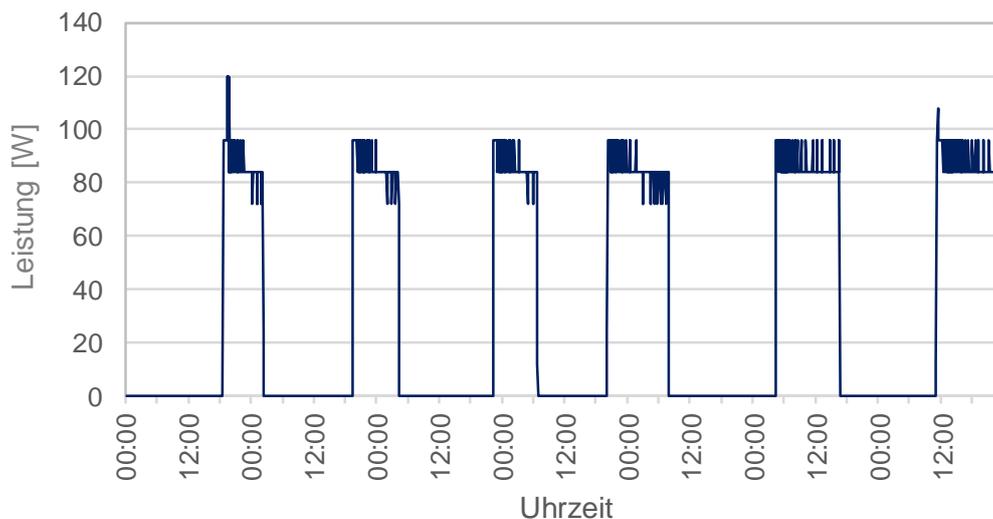


Abbildung 6.11: Lastprofil Kühltruhe

Quelle: (eigene Darstellung)

6.3.1.4 Speichereinsatz

Eine signifikante Steigerung des Eigennutzungsgrades der PV-Anlage ist durch das Hinzufügen eines chemischen **Stromspeichers** zu erzielen. Nicht benötigter Strom kann in den Akkuzellen gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen werden. Ein NiFe-Akku wird als Speichertechnologie ausgewählt (Details siehe Abschnitt 6.3.2.6). Der effektive Wirkungsgrad des Gesamtsystems wurde dabei mit 60 % angesetzt.

In nachfolgender Abbildung 6.12 ist der Einfluss der Speichergröße auf den nutzbaren PV-Stromanteil zu sehen.

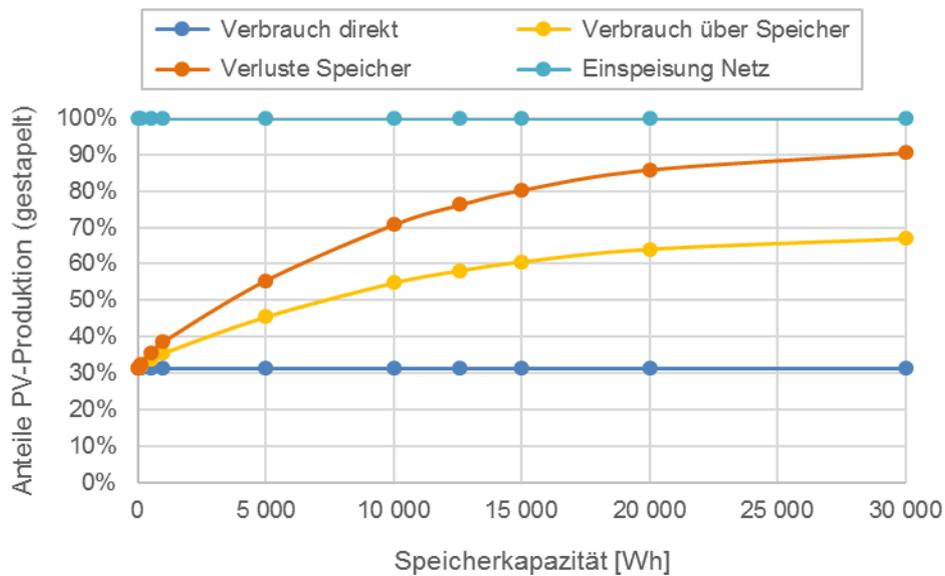


Abbildung 6.12: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Speichergrößen

Quelle: (eigene Darstellung)

Der Nutzen je kWh nimmt mit steigender Speichergröße ab, weshalb es i.a. nicht sinnvoll ist, den Speicher auf einen Eigenverbrauch von 100 % auszulegen. In Abstimmung mit den Speicherherstellern hat sich eine Größe von 12,6 kWh als sinnvoll herauskristallisiert. Mit der gewählten Kapazität können 27 % der PV-Produktion über den Speicher genutzt werden, wodurch sich der Eigenverbrauchsanteil auf 58 % erhöht. Dabei werden 207 Speicherzyklen pro Jahr durchlaufen.

Negativ wirken sich dabei die Verluste aus, die während eines Lade- und Entladezyklus entstehen. Für die Untersuchungen wurde ein relativ konservativer Wert von 60 % angesetzt. In Abbildung 6.13 ist der Einfluss dieser Annahme zu sehen.

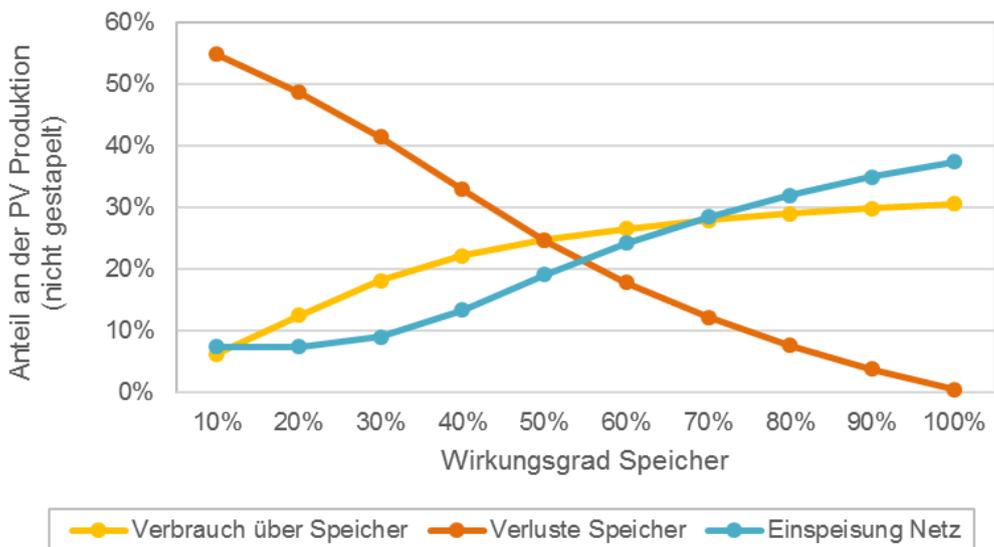


Abbildung 6.13: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Wirkungsgrade des Speichersystems

Quelle: (eigene Darstellung)

Eine Steigerung des Wirkungsgrads hat v.a. eine Abnahme der Verluste zur Folge, erhöht den nutzbaren PV-Anteil jedoch nur gering. Der tatsächliche Wirkungsgrad des Speichersystems soll durch Auswertung der Messungen im Betrieb erhoben werden. Betrachtet man den Einfluss der maximalen Leistung, die in den Speicher geladen bzw. aus dem Speicher entnommen werden kann, so zeigt sich, dass eine Leistung von 5 kW ausreichend ist (siehe Abbildung 6.14).

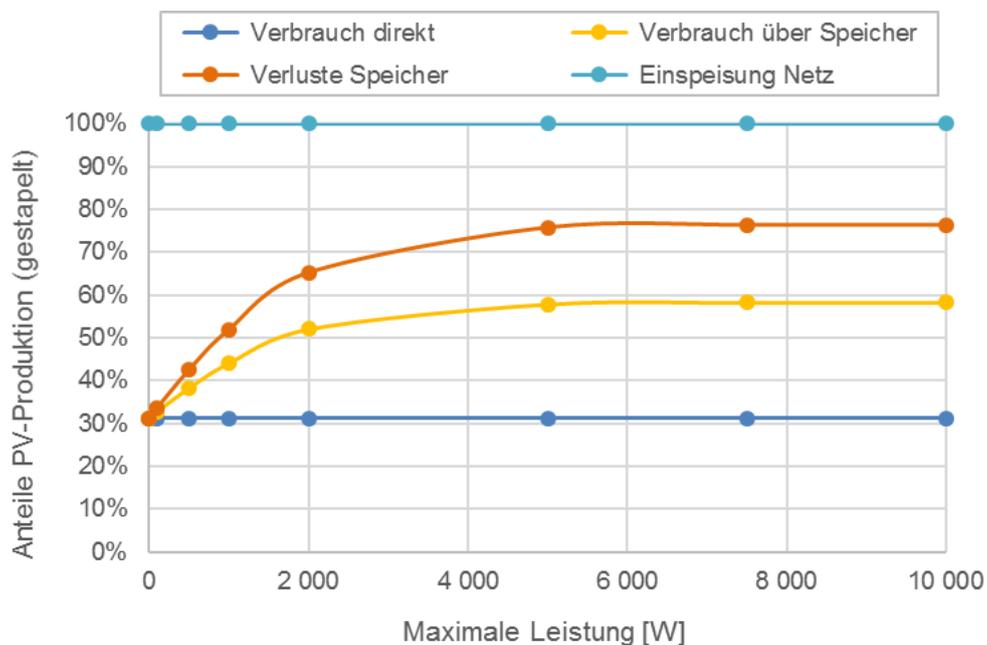


Abbildung 6.14: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Maximalleistungen des Speichers

Quelle: (eigene Darstellung)

In Speichersystemen wird oft ein minimaler Überschuss bzw. Netzbezug gefordert, damit das System aktiv wird. Dadurch lassen sich die schlechten Wirkungsgrade bei sehr geringen Leistungen vermeiden. Wie in der unteren Abbildung 6.15 zu erkennen ist, kann diese Minimalleistung auf bis zu 100 W erhöht werden, ohne wesentliche Leistungseinbußen in Kauf nehmen zu müssen.

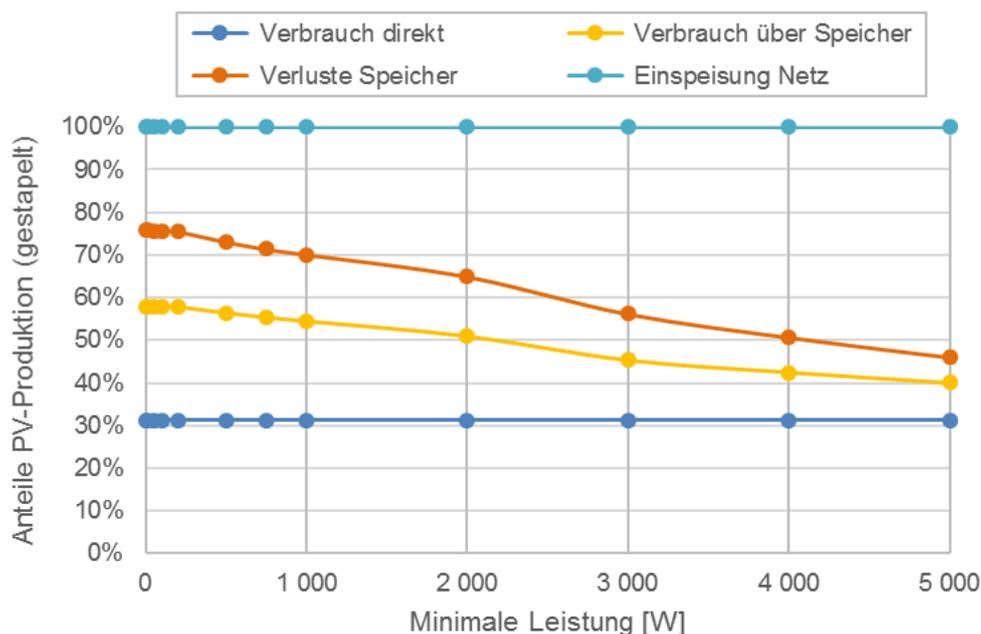


Abbildung 6.15: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Mindestleistungen

Quelle: (eigene Darstellung)

6.3.2 Eigenbedarfsoptimierung im Praxistest

Auf Basis der Simulationsergebnisse und den vorherrschenden Rahmenbedingungen bei den Einfamilienhäusern, wurden im Rahmen des Projektes folgende Optimierungsmaßnahmen in Haus A durchgeführt:

- **Erhöhung COP der Wärmepumpe**
- **Tausch der Heizungspumpe**
- **Taktung der Wohnraumlüftung**
- **Ansteuerung von Verbrauchern durch das Energiemanagementsystem**
- **Umrüstung der PV-Anlage auf Einzelmodulregelung**
- **Installation eines Batteriespeichers**

Die Auswirkungen der umgesetzten Anpassungs- und Optimierungsmaßnahmen auf den Energiebedarf von Gebäude A sind in den nachfolgenden Abschnitten näher beschrieben.

6.3.2.1 Erhöhung COP Wärmepumpe

Die Erhöhung des COP der Wärmepumpe erfolgte in Zusammenarbeit mit dem Wärmepumpenhersteller, durch Anpassung der Druckverhältnisse im Arbeitskreislauf der Wärmepumpe. Ein optimierter Betrieb erfolgt seit 12.05.2015.

Vor der Anpassung erfolgte ein Aufheizversuch des Warmwasserspeichers von einer gemessenen Anfangstemperatur auf eine Endtemperatur. Durch die bekannte Wassermenge ergab dies eine in den Warmwasserspeicher eingespeicherte thermische Energie. Gleichzeitig wurde während des Aufwärmvorgangs die elektrische Energie gemessen (siehe Abbildung 6.16).

Aufheizen mit Wärmepumpe - abgelesene Werte							
	Punkt	Uhr Zeit	Versuch Zeit min	Temperatur Boiler WP Sensor °C	Zähler WP Arbeit kWh	Temperatur Warmwasser Schauglas °C	el. Arbeit in kWh abgelesen
Versuchs Anfang	1	20:15	0,00	35,50	3.469,92	34	0
	2	20:20	5,00	35,70	3.470,18	38	
	3	20:25	10,00	37,20	3.470,50	39	
	4	20:30	15,00	38,50	3.470,74	40	0,82
	5	20:35	20,00	39,60	3.471,10	41	
	6	20:40	25,00	41,00	3.471,32	43	
	7	20:45	30,00	42,30	3.471,61	44	
	8	20:50	35,00	43,90	3.471,92	45	2,00
	9	20:55	40,00	45,10	3.472,26	46,5	
	10	21:00	45,00	46,20	3.472,57	48	
	11	21:05	50,00	47,40	3.472,91	49,5	
	12	21:10	55,00	48,70	3.472,95	50	3,03
Versuchs Ende	13	21:23	68,00	50,00	3.474,01	55	4,09

Abbildung 6.16: Haus A - Aufheizen mit Wärmepumpe vor der Optimierung

Quelle: (eigene Darstellung - Screenshot Energiemanagementsystem Haus A)

Aus den gemessenen Werten kann das Verhältnis thermische Energie zu elektrischer Energie (entspricht COP) berechnet werden. Bei einer Wärmeerzeugung von 10,69 kWh_{th} und einer Stromaufnahme von 4,09 kWh_{el} ergibt sich vor der Optimierung ein **COP von 2,61** für die Wärmepumpe. Nach Abkühlen des Warmwasserspeichers und Anpassen der Druckverhältnisse im Arbeitskreis der Wärmepumpe wurde der gleich Versuch nochmals gestartet (siehe Abbildung 6.17).

Aufheizen mit Wärmepumpe - abgelesene Werte							
	Punkt	Uhr Zeit	Versuch Zeit min	Temperatur Boiler WP Sensor °C	Zähler WP Arbeit kWh	Temperatur Warmwasser Schauglas °C	elektische Arbeit in kWh abgelesen
Versuchs Anfang	1	10:47	0,00	36,00	3.555,22	33	0
	2	10:52	5,00	37,40	3.555,57	41	
	3	10:57	10,00	38,10	3.555,80	42	
	4	11:02	15,00	39,60	3.556,08	43	0,86
	5	11:07	20,00	41,00	3.556,36	45	
	6	11:12	25,00	42,60	3.556,66	46	
	7	11:17	30,00	44,00	3.556,97	48	
	8	11:22	35,00	45,20	3.557,28	49	2,06
	9	11:27	40,00	46,50	3.557,61	50,5	
	10	11:32	45,00	47,80	3.557,96	52	
Versuchs Ende	11	11:34	47,00	49,20	3.558,04	52,5	2,82

Abbildung 6.17: Haus A – Aufheizen mit Wärmepumpe nach Optimierung

Quelle: (eigene Darstellung - Screenshot Energiemanagementsystem Haus A)

Auf diesem Wege konnte die Verbesserung des COP ermittelt werden. Nach der Anpassung wurde ein **COP von 3,5** erreicht. Umgerechnet auf den durchschnittlichen Wärmebedarf des Gebäudes bedeutet dies ein Ersparnis von etwa 3.000 kWh_{el} pro Jahr.

6.3.2.2 Tausch der Heizungspumpe

Die vorhandene zentrale Heizungspumpe wurde im April 2015 durch eine neue effizientere Pumpe ersetzt. Die Ersparnis wurde durch Messung des Leistungsbezuges der eingebauten Pumpe ermittelt. Vor dem Umbau betrug die aufgenommene Leistung der Heizungspumpe 160 W. Die Heizungspumpe neuester Technologie weist, ohne Einschränkung des Komforts, eine Leistungsaufnahme von 11 W auf. Dies ergibt ein Energieersparnis von ca. 365 kWh_{el}/a.

6.3.2.3 Taktung der Wohnraumlüftung

Die Wohnraumlüftung wurde von einem Dauerbetrieb auf einen Betrieb mit hinterlegtem Zeitprogramm umgestellt (Zeitpunkt der Umstellung: Juni 2015). Dadurch wird die Wohnraumlüftung in Zeiten geringer oder keiner Anwesenheit der BewohnerInnen zurückgeregelt bzw. komplett abgeschaltet. Die Auswirkung der Optimierung wurde anhand von Messung durch das Energiemanagementsystem erhoben. Gemäß den Aufzeichnungen werden durch die veränderte Betriebsart ca. 193 kWh/a an benötigter elektrischer Energie eingespart.

6.3.2.4 Ansteuerung von Verbrauchern durch das Energiemanagementsystem

Die Ansteuerung von Verbrauchern erfolgt unter der Prämisse, dass sich durch die Maßnahmen kein Komfortverlust für die BewohnerInnen ergibt. Einen Überblick der angesteuerten Verbraucher gibt Tabelle 6.3.

Tabelle 6.3: Liste angesteuerte Verbraucher Haus A

Quelle: (eigene Darstellung)

Wärmepumpe	Lüftung
Brunnenpumpe, Gartenbewässerung	Elektrisches Nachheizregister (Lüftung)
Gefrierschrank 1 + 2	Pooltechnik
Klimaanlage	Rasenroboter 1 + 2
Waschmaschine	Heizpatrone Boiler (3 kW)
Wäschetrockner	Zirkulation Warmwasser
Geschirrspüler	

Die Ansteuerung erfolgte dabei anhand der folgenden Strategien:

- **in Abhängigkeit der Uhrzeit**
- **in Abhängigkeit vom Produktionsüberschuss der PV-Anlage**
- **in Abhängigkeit vom Ladezustand des elektrischen Speichers**

Eine deutliche Einsparung beim Energieverbrauch kann nicht erzielt werden, da der Einsatz des Energiemanagementsystems hauptsächlich auf eine Lastverschiebung abzielt. Dies bedeutet, dass Verbräuche in Zeiten der Produktion von PV-Strom gelegt werden. Die Steigerungen hinsichtlich des Eigenverbrauchs kann nicht gemessen werden, da die Erfassung der Daten erst durch die Installation des Energiemanagementsystems möglich ist und somit keine Vergleichswerte vorliegen.

6.3.2.5 Umrüstung der PV-Anlage auf Einzelmodulregelung

Durch die umliegende Verbauung sowie die Bauweise des Gebäude A kommt es bei der installierten PV-Anlage zu Verschattungen (siehe Abbildung 6.18).



Abbildung 6.18: Verschattungs-Problematik bei der PV-Anlage auf Haus A (Aufnahme im Jänner 2015)

Quelle: (WICON, 2015)

Bei einem konventionellen PV-System mit einem MPP-Tracker (Maximum Power Point³) pro Strang beeinträchtigt ein verschattetes Modul die Ausgangsleistung des gesamten Modulstranges. Abhilfe hierbei schafft die Aufteilung der Module in mehrere Stränge. Bei komplexen Verschattungssituationen stoßen auch diese Lösungen, sowohl wirtschaftlich als auch technisch an ihre Grenzen. Dieses Problem herrscht auch bei Gebäude A vor (siehe Abbildung 6.19).

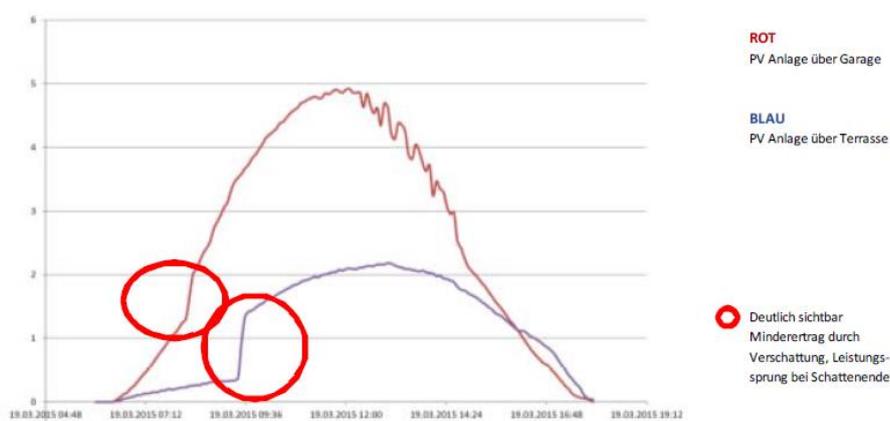


Abbildung 6.19: Tageslastgang PV-Produktion Haus A (Verschattungsproblematik)

Quelle: (WICON, 2015)

Zur Optimierung des Anlagenertrages wurde daher eine Einzelmodulsteuerung (Modultracker-System) im November 2015 nachgerüstet. Bei diesen Systemen wird jedes PV-Modul mit einem eigenen MPP-Tracker ausgestattet. Die vorhandene DC-Verkabelung wurde weiterverwendet und anstelle der beiden bisherigen Wechselrichter wurde ein geeigneter Zentralwechselrichter eingesetzt.

³ Maximum Power Point (MPP) eines Solarmoduls bzw. eine Strings ist der Punkt der Strom-Spannungs-Kennlinie, an dem das Solarmodul die höchste Leistung erbringt.

Bis zur Adaptierung betrug die jährliche PV-Produktion durchschnittlich 10 MWh_{el}. Im ersten Betriebsjahr nach dem Umbau wurden gemäß Aufzeichnung des Wechselrichters 11,6 MWh_{el} produziert. Dies entspricht einem Plus von 16 %.

6.3.2.6 Installation Batteriespeicher

Bei der Auslegung des Speichersystems werden für das Projekt InEnmasys die folgenden Kriterien festgemacht:

- Verbesserte Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Stromqualität
- Spitzenlastmanagement
- Flexibilität bei der Erreichung des Nutzerbedarfs
- Erhöhung der Eigennutzung von PV Anlagen
- Notstromfähigkeit

Die ausgewählte Speichertechnologie wird in Gebäude A in Zusammenarbeit mit einem Energiemanagementsystem betrieben. Dieses Energiemanagementsystem soll zu einer Maximierung des Eigenverbrauchs aus der hauseigenen PV-Anlage führen.

Die Ergebnisse zur Recherche der unterschiedlichen Speichersysteme und Angebote sind in Deliverable 3.1 dargestellt. Für die Pilotanlage wurde ein Ni-Fe Akku mit den in Tabelle 6.4 gelisteten technischen Parametern installiert.

Tabelle 6.4: Technische Parameter Speicher

Quelle: (eigene Darstellung anhand von Datenblättern)

Akku	Kapazität / Nutzkapazität [kWh]	Kapazitäts-nutzungsgrad [%]	Vollzyklen	Wirkungsgrad Laderegler / Wechselrichter [%]	Wirkungsgrad Akkuzelle [%]	Wirkungsgrad Anlage [%]
Mitterhuemer NiFe	19,2 / 16,8	88	4.000	96	k.A.	92

Grundlegend ist ein Nickel-Eisen-Akku mit dem später entwickelten Nickel Cadmium Akku vergleichbar. Allerdings ist in NiFe Akku das giftige Schwermetall Cadmium nicht enthalten, für die Anode wird Eisen eingesetzt, das während der Entladung zu Fe(OH)₂ oxidiert wird.

Die Bauform von Nickel Eisen Akkus ähnelt stark dem Aufbau von klassischen Blei-Säure Batterien (also Autobatterien). Hier werden ebenfalls entsprechend viele Zellen in einem geschlossenen Kunststoffgehäuse mit einem Überdruckventil oder auch in der offenen Variante mit Schraubverschlüssen an jeder Zelle zum möglichen Nachfüllen von destilliertem Wasser bei Bedarf eingesetzt. Neben diesen Blockgehäusen sind aber auch vereinzelt NiFe-Akkus in klassischer Batterieform wie z.B. Mignon oder Micro Format für Elektrokleingeräte im Handel erhältlich.

Die größten Vorteile der Nickel-Eisen Akkus sind zum einen die lange Lebensdauer und die Unempfindlichkeit gegen Überladung oder Tiefentladung. So halten bei entsprechender Pflege Nickel-Eisen-Akkus auch bei sehr intensivem Einsatz problemlos 10, 20 oder 40 Jahre.

Ein Nachteil der Technologie ist die nicht sonderlich hohe Energiedichte. Sie liegt bei etwa $0,15^{\circ}\text{MJ/kg}$. Das ist im Vergleich mit einigen anderen Akkuarten relativ niedrig (z.B. NiMH Akku $0,35^{\circ}\text{MJ/kg}$). Das heißt, der Akku ist bei großen Kapazitäten schwer und groß. Nachteilig ist auch das grundsätzlich schlechte Temperaturverhalten, wobei es im Vergleich zu anderen Speichertechnologien besser zu beurteilen ist (bei 0°C nur mehr 50% der Kapazität, unter -20°C kaum mehr brauchbar).

Zusammengefasst sind Nickel-Eisen-Akkus vor allem im Bereich der Solarstrompufferung oder auch im Bereich der Windenergiespeicherung eine interessante Alternative zu anderen Akkuarten. Für seltenen Gebrauch und langfristige Speicherung von Energie eignet sich der Akku dagegen aufgrund seiner hohen Selbstentladerate nicht. Auch durch die relativ teure Herstellung sind den Einsatzgebieten sicherlich Grenzen gesetzt. Bei langfristiger Planung von ca. 15 - 20 Jahren punktet das System wieder durch Langlebigkeit und wenig Wartungsaufwand. Zudem kann das System einfach wiederverwertet werden.

Abbildung 6.20 zeigt Fotos der installierten Anlage im Gebäude A.



Abbildung 6.20: Installiertes Speichersystem (NiFe Akku) in der Pilotanlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Das Batteriesystem wurde gemäß der Darstellung in Abbildung 6.21 in Gebäude A eingebunden. Die Wechselrichter des Systems stellen die Verbindung zwischen öffentlichem Netz und Gebäudeinstallation dar. Dadurch wird ermöglicht, dass das Batteriesystem bei Ausfall des öffentlichen Netzes als Notstromsystem fungiert. Die Messung der Parameter des Stromnetzes am Netzanschlusspunkt erfolgt durch die interne Messschnittstelle der Batteriewechselrichter.

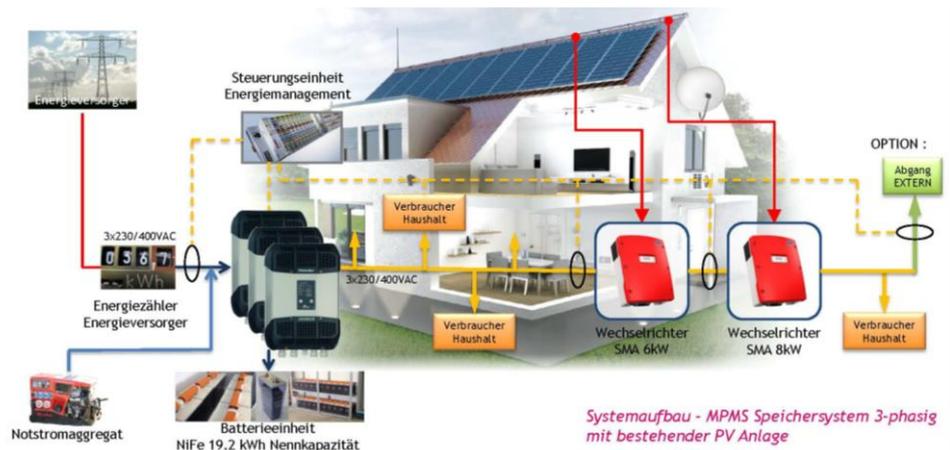


Abbildung 6.21: Schematische Darstellung Gesamtanlage

Quelle: (Mitterhuemer, 2014)

Das Speichersystem wird elektrisch zwischen dem Anschluss an das öffentliche Netz und der Hausinstallation situiert. Dargestellt wird dies in Abbildung 6.21. Aufgrund dieser Anordnung stellt das verbaute Batteriewechselrichtersystem der Firma Studer Innotec eine Brücke zwischen den beiden Netzen dar. Alle Verbraucher im Haus A, als auch die PV-Anlage werden hausintern angebunden. Somit ist es möglich direkt über die Batteriewechselrichter eine genaue Messung und Regelung einer Vielzahl von Netzparametern umzusetzen. Ins Energiemanagementsystem werden derzeit direkt Daten über die vom Gebäude vom EVU-Netz bezogene oder in das EVU-Netz eingespeiste Leistung ermittelt. Hierfür wird vom Energiemanagementsystem mittels RS485 aus den Wechselrichtern je Außenleiter Wirk-, Blind-, und Scheinleistung sowie Phasenwinkel und Leistungsfaktor ausgelesen. Auf Basis dieser Daten wird das Batteriespeichersystem geregelt. Die Regelung von Ein- bzw. Ausspeicherung von elektrischer Energie erfolgt nach Wirkleistung.

Als weiterer Vorteil kann betrachtet werden, dass das System der Firma Studer Innotec die Einbindung eines Notstromaggregats bei Netztrennung (z.B. Aufgrund des Ausfalls des EVU-Netzes) ermöglicht und somit die Versorgung des Gebäudes über längere Zeit aufrechtgehalten werden kann. Für kürzere Unterbrechungsdauern (bis zu 24 Stunden abhängig vom Verbrauch im Haus) kann das Batteriespeichersystem als Stand-alone-Notstrom-Lösung fungieren.

Die Installation des Speichers erfolgte Anfang 2015, weshalb für den Betrieb des Speichers Messwerte für das Jahr 2015 und 2016 vorliegen. Dabei muss festgehalten werden, dass sich der Betrieb des Speichers sehr problembehaftet gestaltete, da beim Installationsunternehmen keine ausreichende Erfahrung mit der eingesetzten NiFe-Technologie vorhanden war und die Sublieferanten keine Unterstützung zur Behebung der Probleme boten. Über den gesamten Zeitraum des Speicherbetriebs traten Performance-Probleme auf, die schließlich im August 2016 in einer Explosion einiger Akku-Packs gipfelten. Eine ausführliche Darstellung der Probleme, der notwendigen Anpassungsmaßnahmen und Erläuterungen möglicher Ursachen für die Explosion des InEnmasys Speichers wurden in eigenständigen Berichten dokumentiert.

Nichtsdestotrotz können aufgrund der vorhandenen Messwerte für das Jahr 2016 Aussagen über die Auswirkungen des Speichers zur Eigenbedarfsoptimierung des Gebäudes A getroffen werden. Wie aus Abbildung 6.22 ersichtlich, kann durch die Installation des Speichers die

Eigenbedarfsdeckung im Gebäude A erhöht werden. Bei einer Betrachtung ohne Speicher kann eine Eigenbedarfsdeckung von 56 % erzielt werden. Durch den Speichereinsatz kann die Eigenbedarfsdeckung im Jahresmittel auf 82 % erhöht werden.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass durch die Explosion des Speichers im August keine Daten im Zeitraum September bis November vorliegen. In dieser Zeit wurde einer Ersatzlösung gearbeitet und schließlich im November 2016 eine Li-Akku im Pilotgebäude installiert. Durch den deutlich höheren Wirkungsgrad der Li-Akku-Speichers werden im Dezember wesentlich höhere Werte für die Eigenbedarfsdeckung erreicht als im restlichen Jahr.

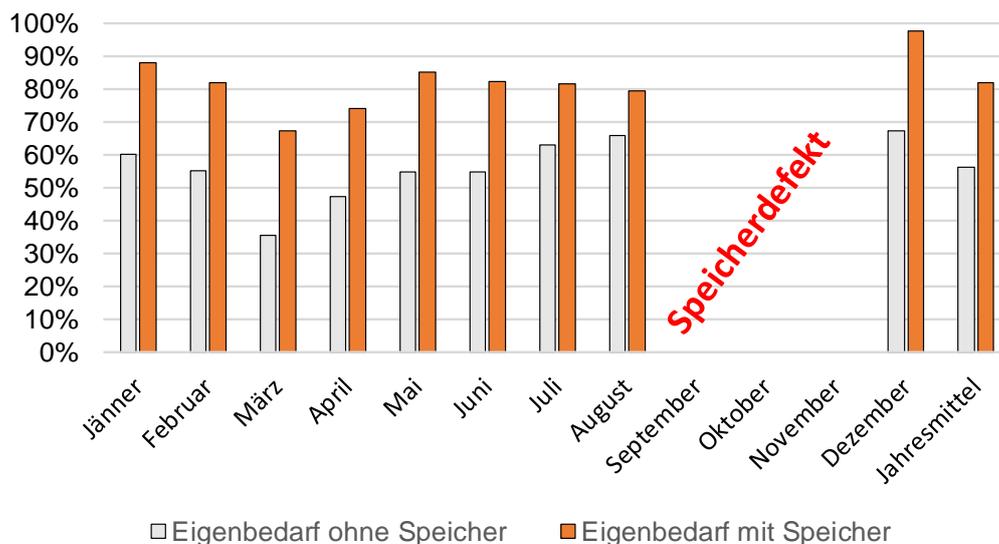


Abbildung 6.22: Auswirkungen auf die Eigenbedarfsnutzung durch Installation des Batteriespeichers

Quelle: (eigene Darstellung)

6.4 Thermische Weiterleitung

Für das Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser wird auch die thermische Weiterleitung von solarthermischem Überschuss zwischen zwei Gebäuden näher behandelt.

6.4.1 Technisches Grobkonzept

Die thermische Direktleitung ist in der folgenden Variante eine Erweiterung der bestehenden solarthermischen Anlage. Dabei wird die Direktleitung über einen Wärmetauscher an die bestehende Anlage eingebunden. Dieser trennt die Direktleitung und die Bestandsanlage und ermöglicht eine unabhängige Auslegung der Systeme. Auf der Seite des wärmeabnehmenden Gebäudes wird die Direktleitung ebenfalls über einen Wärmetauscher in die bestehende Heizungsanlage eingebunden. Die hydraulische Verbindung zwischen den beiden Gebäuden wird über ein erdverlegtes isoliertes Rohrsystem hergestellt (siehe Abbildung 6.23).

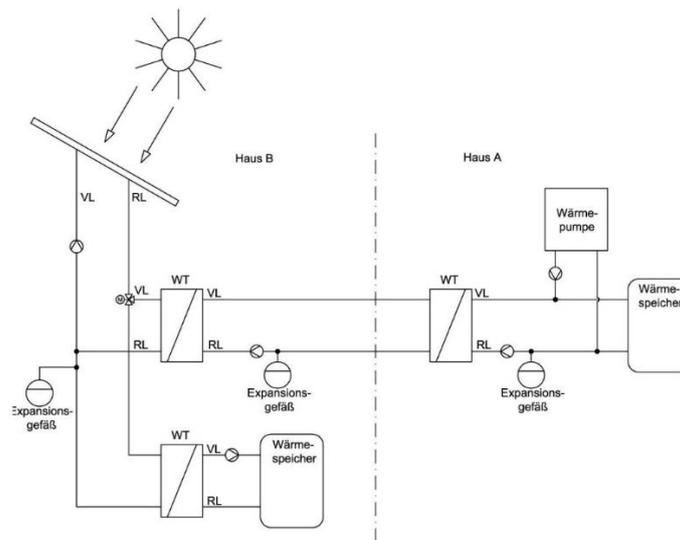


Abbildung 6.23: Prinzip der thermischen Direktleitung

Quelle: (eigene Darstellung)

Wie aus der Skizze ersichtlich ist, erscheint die Direktleitung für die solarthermische Anlage im Haus B wie ein Wärmespeicher. Die Auswahl zwischen den Wärmetauschern für Direktleitung und für Pufferspeicher erfolgt über ein Dreiwegeventil. Aus Sicht des Hauses A erscheint die Direktleitung wie eine weitere Wärmequelle.

Bei anfallender Überschusswärme und gleichzeitigem Wärmebedarf im Haus A, wird zwischen dem Wärmespeicher und der Direktleitung in Haus B umgeschaltet. Die anfallende thermische Leistung wird über den Wärmetauscher in Haus B an die Leitung übertragen, welche wiederum über den zweiten Wärmetauscher in Haus A den Wärmestrom in die Heizanlage einspeist.

Die limitierenden Faktoren bei dieser Lösung sind der maximale Wärmebedarf in Haus A und die maximale thermische Belastbarkeit der erdverlegten Rohrleitung. Letzteres ist besonders bei der Verwendung von Fertigsystemen (Heizwasserrohre mit Isolierung im Schutzrohr) zur Erdverlegung zu beachten, da die Temperaturniveaus einer solarthermischen Anlage über jenen einer konventionellen Heizanlage liegen. Der maximale Wärmebedarf kann bei Gebäuden mit PV-Anlage stark limitiert sein, wenn diese über ein elektrisch betriebenes Heizregister im Wärmespeicher verfügen. Wird ein Teil des Produktionsüberschusses als Wärme gespeichert, so kann dies über den Tag betrachtet dazu führen, dass kein weiterer Bedarf an thermischer Energie besteht. Dies führt dazu, dass die thermische Direktleitung weniger als gewünscht ausgelastet wird.

Für die Auslegung der Versuchsanlage wurden dabei eine Mindestübertragungsleistung von 3 kW angenommen. Dies entspricht lt. Berechnung einem Volumenstrom in der Übertragungsleitung von 0,21 m³/h bei einer angenommenen mittleren Temperaturspreizung, zwischen Vor- und Rücklauf im Übertragungssystem, von 20 K. Für die erdverlegte Leitung wird nach obiger Angabe des Volumenstromes ein Druckverlust von 2,4 mbar/m (Gesamtverlust von 64,8 mbar) erhoben. Für die Einbindung der Leitung in die Heizsysteme der beiden Gebäude müssen noch rund 30 m Rohrleitung im Innenbereich einbezogen werden. Für diese Strecke wurde ein Druckverlust von 11,43 mbar errechnet.

Die entsprechenden Wärmetauscher auf beiden Seiten der Direktleitung haben für den oberhalb angegebenen Betriebsbereich einen Druckverlust von 15 kPa (0,15 bar) pro Wärmetauscher. Aus diesen Daten wurden die Auslegungsparameter für die Umwälzpumpe erhoben. Diese wurde mithilfe eines Pumpenauslegungsprogrammes (welches von den Herstellern üblicherweise online kostenlos zur Verfügung gestellt wird) ausgelegt.

Da im System aus Sicherheitsgründen ein Expansionsgefäß eingebracht werden muss, wurde dieses anhand des Füllvolumens des Systems (ca. 265 l), dem maximalen Betriebsdruck im System (5 bar) und dem notwendigen Mindestdruck für die Pumpe (2 bar) ausgelegt. Für diese Parameter wurde ein notwendiges Auslegungsvolumen von 19 l errechnet.

6.4.2 Simulationsergebnisse

Im Falle von Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser erzeugt die solarthermische Anlage auf Gebäude B in den Sommermonaten einen Überschuss, welcher zurzeit nicht genutzt werden kann (siehe Abbildung 6.24).

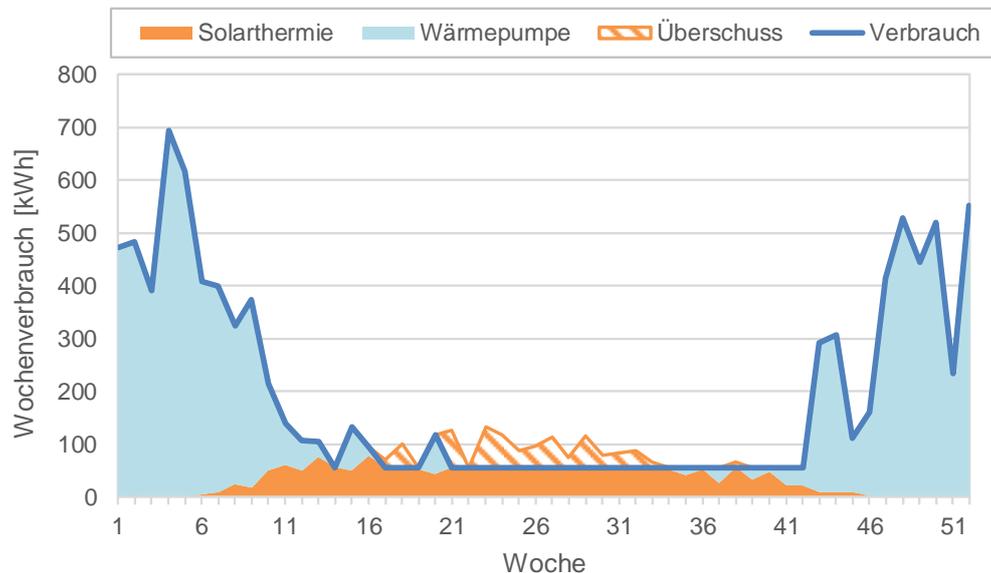


Abbildung 6.24: Anteile von Solarthermie und Wärmepumpe an der Deckung des thermischen Lastgangs

Quelle: (eigene Darstellung)

Durch eine Verbindungsleitung kann Wärmeenergie zwischen beiden Gebäuden ausgetauscht werden. Die Regelung erfolgt dabei durch die Betrachtung der Speichertemperaturen. In Objekt B liegt die Solltemperatur des Speichers bei $T_{spB,soll} = 60\text{ °C}$. Sinkt die Temperatur um mehr als 20 °C ab, beginnt die Wärmepumpe die Temperatur wieder anzuheben. Die solarthermische Anlage belädt den Speicher bis zu einer Temperatur von $T_{spB,max} = 90\text{ °C}$. Um sicher zu stellen, dass nur Überschusswärme weitergeleitet wird, beginnt die Weiterleitung erst ab einer Speichertemperatur von mindestens 65 °C , wobei zwischen den beiden Speichertemperaturen eine Minstdifferenz von 10 °C vorhanden sein muss. Für die Übertragungsleistung wurden 3 kW angesetzt. Mit diesen Randbedingungen können im untersuchten Jahr 775 kWh an thermischer Energie übertragen werden, wodurch sich der thermische Energieverbrauch des Gebäudeverbunds um $2,7\%$ reduziert.

In Abbildung 6.25 ist die relative Änderung des Gesamtjahresverbrauchs an elektrischer Energie der Wärmepumpen als Funktion der Übertragungsleistung dargestellt. In Objekt A sinkt der thermische Bedarf um 3,8 %, da die notwendige Energie in den Sommermonaten von der solarthermischen Anlage von Objekt B gedeckt werden kann. Im Gegenzug steigt der Gesamtstromverbrauch um 1,8 %, an.

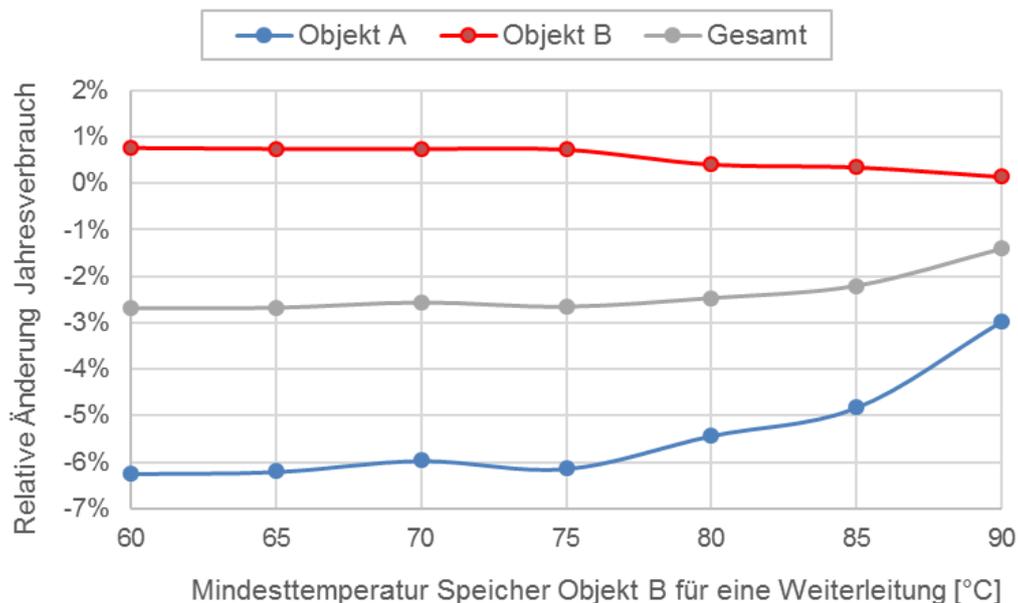


Abbildung 6.25: Relative Änderung des Jahresenergieverbrauchs der Wärmepumpen bei Variation der Übertragungsleistung der thermischen Leitung

Quelle: (eigene Darstellung)

Bei Betrachtung der Mindesttemperaturen, ab welchen mit der Übertragung der Energie begonnen werden soll, sieht man, dass sich Werte zwischen 65 °C und 75 °C gut eignen (siehe Abbildung 6.26).

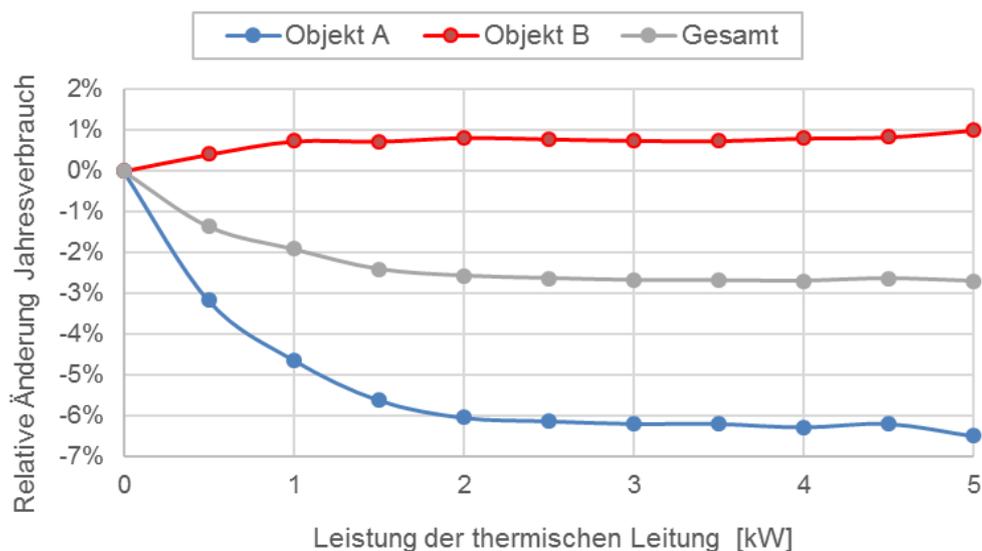


Abbildung 6.26: Relative Änderung des Jahresenergieverbrauchs der Wärmepumpen bei Variation der Mindesttemperatur des Speichers von Objekt B

Quelle: (eigene Darstellung)

Mit den gegebenen Rahmenbedingungen ist eine Weiterleitung von thermischer Energie kaum sinnvoll, da die übertragbare Leistung zu gering ist. Variiert man die installierte Kollektorfläche und betrachtet den Jahresenergieverbrauch beider Wärmepumpen, also jener Energie, welche nicht durch die solarthermische Anlage gedeckt werden kann, erhält man die in Abbildung 6.27 dargestellten Ergebnisse. Dabei sind die Einsparungen relativ zu einem Objekt ohne Solarthermie zu sehen.

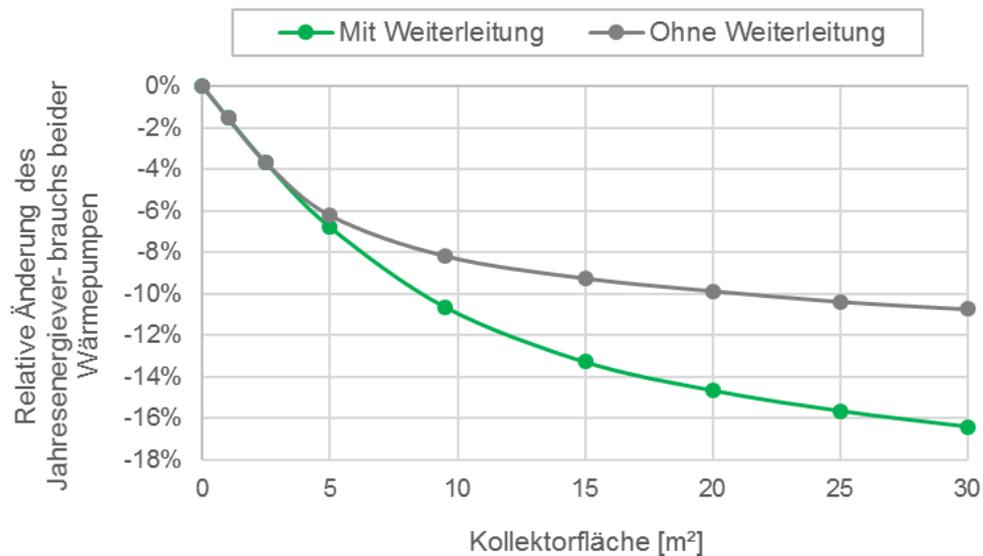


Abbildung 6.27: Reduktion des Jahresenergieverbrauchs der Wärmepumpen bei unterschiedlichen Kollektorflächen mit und ohne Weiterleitungssystem

Quelle: (eigene Darstellung)

Ohne die Möglichkeit einer thermischen Überschussweiterleitung nimmt der Ertrag pro m² Kollektorfläche ab einer Anlagengröße von 5 m² signifikant ab, da ein immer größerer Anteil der Produktion nicht mehr genutzt werden kann. Ermöglicht man den Energieaustausch, so reduziert sich dieser Effekt, wodurch auch eine größere Anlage ökonomisch sinnvoll werden kann. Wo genau sich das Optimum für den Gebäudeverbund befindet, hängt von der Kostenstruktur der Anlage ab.

6.4.3 Kostenabschätzung und Wirtschaftlichkeit

Bei der thermischen Direktleitung zum Nachbargebäude muss eine Aufteilung der Kosten in die Leitung zwischen den Gebäuden und die notwendige technische Infrastruktur gemacht werden. Für die erdverlegte isolierte Heizwasserleitung mit dazugehöriger ebenfalls erdverlegter Steuerleitung werden pro Laufmeter Kosten (für Material und Arbeit) in Höhe von 115,62 €/lf veranschlagen (Details siehe Deliverable 3.2). Dies entspricht auf der erwarteten erdverlegten Länge von 27 m einen finanziellen Aufwand von 3.121,74 €.

Für die Anbindung der Direktleitung an die Heizsysteme in beiden Gebäuden, muss mit ca. 30 m neu verlegter Rohrinstallation gerechnet werden. Für Material und Arbeit ist mit Kosten in Höhe von 41,00 €/lfm und somit einem Gesamtaufwand in Höhe von 1.229,00 € zu rechnen.

Für die Erfassung und Abrechnung der übertragenen Wärmemenge muss eine Wärmemengenmessung installiert werden. Diese ist, für ein geeichtes Messwerk, mit 130,00 € in die Kostenberechnung aufzunehmen.

Für die Weiterleitung der Wärme fallen zudem Kosten für Pumpen, Expansionsgefäß, Wärmetauscher sowie Ansteuerungs- und Sicherheitskomponenten enthalten. Nicht berücksichtigt sind die Kosten für das Energiemanagementsystem, welches die Vorgabe erteilt, wie viel Energie durch das System weitergegeben werden darf. Bei einer angenommenen maximalen thermischen Übertragungsleistung von 11 kW ergeben sich für die Installation der thermischen Direktleitung in Höhe von 1.179,14 €.

In der nachfolgenden Tabelle 6.5 sind die Kostenstellen für die Gesamtinstallation der thermischen Direktleitung zusammengefasst, die Gesamtkosten belaufen sich demnach auf 5.659,88 €.

Tabelle 6.5: Aufstellung der Gesamtkosten der thermischen Direktleitung

Quelle: (eigene Darstellung)

Position	Kosten
Erdverlegte Direktleitung	3.121,74 €
Installation in den Gebäuden	1.229,00 €
Messeinrichtung	130,00 €
Leistungsabhängige Anlagenteile	1.179,14 €
Gesamtkosten	5.659,88 €

Gemäß den Simulationsergebnissen wird für die weiteren Betrachtungen mit einer Übertragung von jährlich 930 kWh/a solarthermischer Energie gerechnet. Für die Kostenberechnungen wurden mit einer Lebensdauer der thermischen Direktleitung von 40 Jahren gerechnet. Die thermische Direktleitung in der geplanten Form benötigt keine regelmäßigen Wartungsarbeiten, welche Kosten verursachen würden. Daher wurde das anfälligste Bauteil, in diesem Fall die Pumpe als bestimmendes Bauelement betrachtet. Für die Lebensdauer der Anlage wurde angenommen, dass die Pumpe einmal in dieser Zeit auszutauschen ist. Diese Kosten sind mit 320,00 € in der Kostenberechnung berücksichtigt.

Aufgrund der obigen Parameter ergeben sich Kosten für die Weiterleitung thermischer Energie in Höhe von 19,12 ct/kWh. Verglichen mit den Erzeugungskosten thermischer Energie im Haus A mit 5,58 ct/kWh, ist die reine Weiterleitung der Energie als nicht wirtschaftlich zu erachten. Im Hinblick auf zusätzliche Kosten durch die schwierige rechtliche Situation (Betriebsanlagengenehmigung, usw.), muss davon ausgegangen werden, dass die Übertragungskosten den genannten Wert von 19,12 ct/kWh nicht unterschreiten können.

Die reinen Weiterleitungskosten für thermische Energie sind also im Vergleich dreimal höher, als die Gestehungskosten für Wärme im Haus A. **Die Investition für eine thermische Direktleitung ist damit keinesfalls wirtschaftlich, weshalb von der Umsetzung einer thermischen Direktleitung bei der Pilotanlage Abstand genommen wurde.**

6.5 Elektrische Direktleitung

Auf Basis der vorangegangenen rechtlichen Analyse (siehe Kapitel 3) kommt für die Übertragung von PV-Überschüssen zwischen zwei Objekten nur die Installation einer elektrischen Direktleitung in Frage.

Für die Untersuchungen hinsichtlich der Realisierung einer elektrischen Direktleitung wird auf Basis der erhobenen Realdaten der vorhandenen Erzeuger und Verbraucher in weiterer Folge auf die Ergebnisse der Analysen der notwendigen Funktionalitäten (inkl. Regelungsstrategien) des Gesamtsystems für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch, sowie die Simulationsergebnisse eingegangen. Ebenso erfolgt eine Darstellung der Ergebnisse der Pilotanlage.

6.5.1 Technisches Grobkonzept Regelungsstrategie

Für eine Weiterleitung von elektrischer Energie zu einem anderen Gebäude sind technische Einrichtungen notwendig, um eine Steuerung/Schaltung des Energieflusses zu ermöglichen. In einem ersten Schritt werden technische Grobkonzepte ausgearbeitet.

Stark vereinfacht lässt sich das Problem auf die Struktur in Abbildung 6.28 reduzieren. Dabei werden in einer ersten Näherung alle Verluste mit Ausnahme der Lade-/Entladeverluste des Speichers (Wirkungsgrad 60%) im System vernachlässigt.

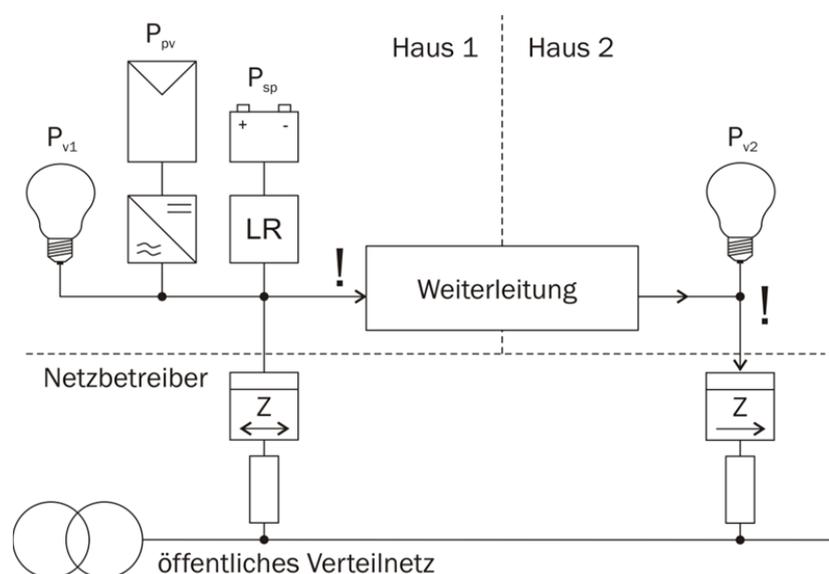


Abbildung 6.28: Prinzipskizze Weiterleitung elektrische Energie zwischen zwei Einfamilienhäusern

Quelle: (eigene Darstellung)

Grob kann die elektrische Direktleitung also in zwei Teile aufgeteilt werden: die Leistungsflusssteuerung und die elektrische Verbindung zwischen den Gebäuden mit Sicherheitseinrichtungen. Gemäß den rechtlichen Anforderungen (siehe Kapitel 3) wurden für die elektrische Direktleitung und den derzeit gültigen Netzanschlussverträgen folgende Randbedingungen festgelegt:

1. Keine Übertragung von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz über die Direktleitung
2. Keine Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Netz über die Direktleitung
3. Keine Rückwirkungen auf das öffentliche Netz

Abbildung 6.29 zeigt die Stromflüsse im System für einen zulässigen Betrieb der elektrischen Direktleitung.

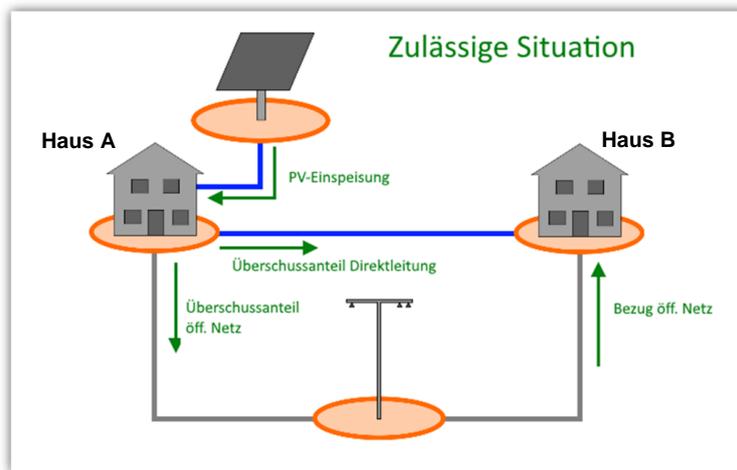


Abbildung 6.29: Darstellung der Energieflüsse im System für einen zulässigen Betrieb der Direktleitung
Quelle: (eigene Darstellung)

Die Punkte 1 und 2 verlangen auf beiden Seiten der Direktleitung eine genaue Messung am Netzübergabepunkt vom EVU zu den Kunden und eine schnelle Regelung des Leistungsflusses oder eine zumindest einseitige Auftrennung der Verbindung EVU-Kunde.

Punkt 3 ist eine sehr allgemeine Formulierung welche im Zuge der Erarbeitung als EMV-Rückwirkungen auf das Netz verstanden wurden und somit beim Entwurf der Leistungsflusssteuerung berücksichtigt werden mussten. Eine Verschiebung des Leistungsfaktors beim Bezug und der Einspeisung von elektrischer Energie unter die vom EVU geforderte Grenze durch die Leistungssteuerung ist nicht zu erwarten.

Aus den zuvor genannten Anforderungen heraus wurden fünf mögliche Varianten zum Steuern des Leistungsflusses der PV-Erzeugung zwischen den zwei Einfamilienhäusern betrachtet:

- A. Umschalten der Gebäudeversorgung zwischen EVU und Direktleitung
- B. Umschaltung der Versorgung von Lasten zwischen EVU und Direktleitung
- C. Leistungsflusssteuerung mittels Regeltransformator
- D. Leistungsflusssteuerung über eine DC-Kurzkupplung
- E. Zusätzlicher Batteriewechselrichter bei Verwendung eines Speichersystems

In allen Varianten ist es möglich jede Phase unabhängig von den anderen oder alle drei Phasen gemeinsam anzusteuern. Allen Konzepten, mit Ausnahme der Lastumschaltung, ist die Notwendigkeit gemein, jederzeit über die aktuellen Leistungsflüsse der beiden, über die

Direktleitung miteinander verbundenen, Gebäude Bescheid zu wissen. Daher muss jeweils am Beginn der Hausinstallation eine dreiphasige Leistungsmessung installiert werden, um diese Forderung erfüllen zu können.

Der Aufbau und die Anforderungen der einzelnen Varianten sind im Anhang Abschnitt 10.2 dargestellt. Die nachfolgende Tabelle 6.6 gibt einen kompakten Überblick der wesentlichen Eigenschaften der unterschiedlichen Varianten.

Tabelle 6.6: Übersicht Varianten Leistungsflusssteuerung

Quelle: (eigene Darstellung)

	Variante A Umschalten	Variante B Umschalten	Variante C Regeltrafo	Variante D DC- Kurzkupplung	Variante E Batterie- wechselrichter
Komplexität Komponenten	Gering	Gering	Hoch	Gering	Mittel
Komplexität Software	Mittel	Mittel	Hoch	Gering	Mittel
Regelungsmöglichkeit	Mittel	Mittel	Hoch	Gering	Hoch
Entwicklungsaufwand	Mittel	Mittel	Hoch	Gering	Mittel
Installationsaufwand	Gering	Gering	Mittel	Hoch	Mittel
Preis	Gering	Gering	Mittel	Hoch	Hoch

Für die Regelung der elektrischen Verbindung zwischen den beiden Gebäuden muss berücksichtigt werden, dass ein Großteil der Verbraucher die in privaten Haushalten zum Einsatz kommen, einphasige Lasten sind. Dadurch entsteht ein Gesamtlastprofil, das sehr unsymmetrisch sein kann. Es kann daher zu Betriebszuständen kommen, in denen z.B. auf einer Phase Energie bezogen, auf den anderen Phasen eingespeist wird. Für die Abrechnung mit dem Energielieferanten spielt dies keine Rolle, da dort eine saldierende Zählung erfolgt, also nur die Summe der Leistungen über die Zeit verrechnet wird. Für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch und die dafür aus dem rechtlichen Gutachten hervorgehenden einzuhaltenden Bedingungen wird jedoch davon ausgegangen, dass diese Bedingungen für jede Phase zu erfüllen sind. Dies macht eine Einzelbetrachtung der Phasenleistungen notwendig.

Die entwickelten technischen Grobkonzepte des Übertragungssystems können in unterschiedlicher Weise ausgeführt werden (z.B. kann ein Regeltransformator mit drei Einphasentransformatoren oder einem Dreiphasentransformator aufgebaut werden). Dadurch gibt es für jede Lösung mehrere Ausführungsvarianten, welche sich in ihrer Funktionalität und damit im potenziellen Nutzen unterscheiden. Für die Simulation erfolgte eine abstraktere, von der konkreten Lösungsvariante losgelöste Betrachtung. Dabei wird unterschieden in:

- **Schaltende Systeme:** Darunter sind alle Systemarchitekturen zusammengefasst, bei denen nur diskrete Systemzustände existieren. Damit ist keine Regelung der übertragenen Energie möglich. Die Möglichkeiten beschränken

sich darauf das zweite Haus aufzuschalten oder nicht. Dabei kann man nochmals unterscheiden zwischen:

- *Vollständig trennende Systeme:* Dabei werden im Falle einer Versorgung des zweiten Gebäudes, beide Gebäude vom Netz getrennt. Es besteht somit keine Verbindung mehr zum öffentlichen Netz und das System wird während dieser Zeit zu einem Inselnetz. Dies ist nur mit einem Speicher im Netz möglich und wenn min. einer der Wechselrichter inselnetzfähig ist. Dieser übernimmt dann die Netzführung und leitet ggf. die Synchronisation mit dem öffentlichen Netz wieder ein.
 - *Teilweise trennende Systeme:* Dabei wird immer nur eines der beiden Gebäude vom Netz getrennt. Das Andere bleibt mit dem Netz verbunden und bezieht die fehlende Leistung bzw. speist einen Überschuss in das Netz ein. Da immer eine Verbindung zum Netz besteht, ist kein Speicher und inselnetzfähiger Wechselrichter notwendig.
- **Regelnde Systeme:** Darunter sind alle Systemarchitekturen zusammengefasst, die eine kontinuierliche Regelung der übertragenen Leistung ermöglichen. Dabei kann man unterschiedliche Ausführungsstufen der Regelungsfähigkeit unterscheiden:
 - (1) *Ausführung als 3-Phasen System*
 - (a) Alle Phasen sind unabhängig voneinander regelbar
 - (b) Die Phasen sind nur gemeinsam regelbar, d.h. die Leistung ist in jeder der drei Phasen stets gleich
 - (2) *Ausführung als 1-Phasen System*
 - (a) Die Phase ist vom System beliebig wählbar
 - (b) Die Phase wird bei der Installation ausgewählt.

Darüber hinaus muss noch unterschieden werden, ob eine Verschiebung der Phasenleistung möglich ist. In Abbildung 6.30 ist ein Beispiel für einen Betriebspunkt dargestellt. Der Verbrauch von Haus A wurde dabei als Null angenommen. Die 9 kW DC-Leistung der PV-Anlage wird vom dreiphasigen Wechselrichter gleichmäßig auf alle Phasen verteilt. Der Verbrauch von Haushalt 2 ist sehr unsymmetrisch. Entscheidend ist nun, ob das Übertragungssystem 4 kW von den Phasen V und W aufnehmen, und an die Phase U von Haushalt B weitergeben kann. Ist dies nicht möglich, so können nur die 3 kW von Phase 1 weitergeleitet werden, wodurch sich der Nutzen des Systems reduziert.

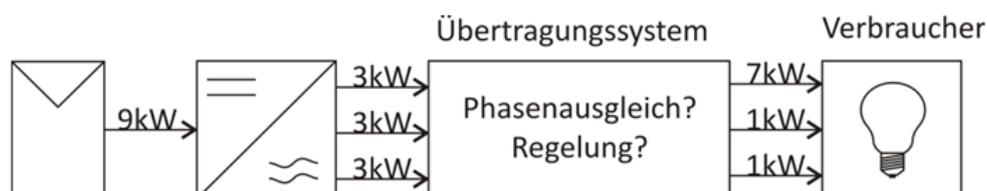


Abbildung 6.30: Beispiel eines Betriebspunktes bei 3-phasiger Betrachtung

Quelle: (eigene Darstellung)

Für einen Vergleich der unterschiedlichen Ausführungsvarianten wurden alle Profilkombinationen simuliert und der Median aus allen Ergebnissen bestimmt.

6.5.2 Simulationsergebnisse

Der Anteil der PV-Produktion, welcher laut Simulation über ein Übertragungssystem weitergeleitet werden kann, ist in Abbildung 6.31 dargestellt.

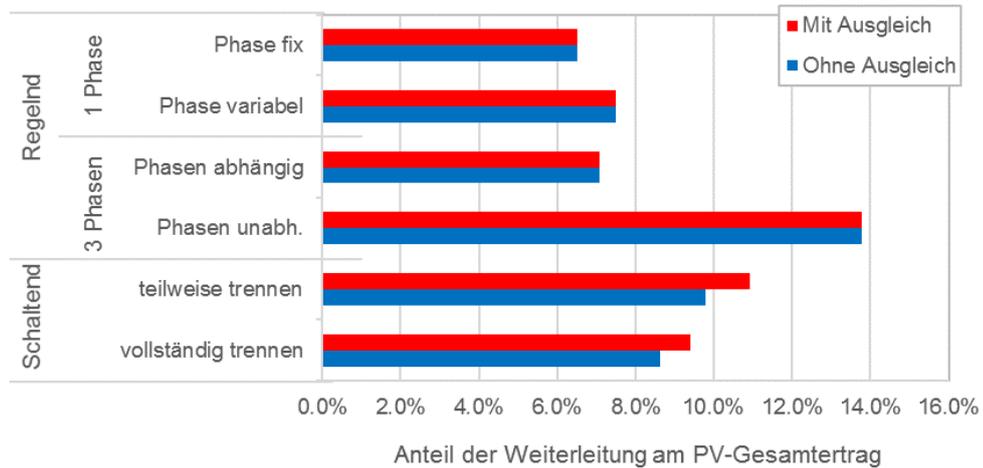


Abbildung 6.31: Anteil der an Objekt B weitergeleiteten Energie für verschiedenen Systemkonfigurationen
Quelle: (eigene Darstellung)

Der größte Nutzen ist mit einem 3 Phasensystem mit unabhängiger Regelung zu erzielen, da hierbei in jeder Phase der gerade benötigte Energiefluss eingestellt werden kann. Dies ist jedoch auch das System mit der größten Gesamtkomplexität, den größten Investitionskosten sowie dem größten Entwicklungsaufwand. Die schaltende Variante, welche die Gebäude nur teilweise trennt, erzielt das zweitbeste Ergebnis. Dabei kann durch einen Ausgleich der Phasenleistungen an Objekt A der Anteil der weitergeleiteten Energie von 9,8 % auf 10,9 % gesteigert werden. Da es sich dabei um die Variante mit der geringsten Komplexität, sowie sehr geringen Kosten handelt, wird diese Variante weiter verfolgt.

Für die Umsetzung des elektrischen Übertragungssystems wird also die Umschaltung der Gebäudeversorgung zwischen EVU und Direktleitung (zuvor beschriebene Variante A) gewählt. Da bei der angestrebten Systemlösung keine Regelung der übertragenen Leistung möglich ist, müssen im Falle einer Überlast die beiden Gebäude wieder getrennt werden. Für das untersuchte Objekt ist eine Dauerleistung von mindestens 2 kW je Phase anzusetzen (siehe Abbildung 6.32).

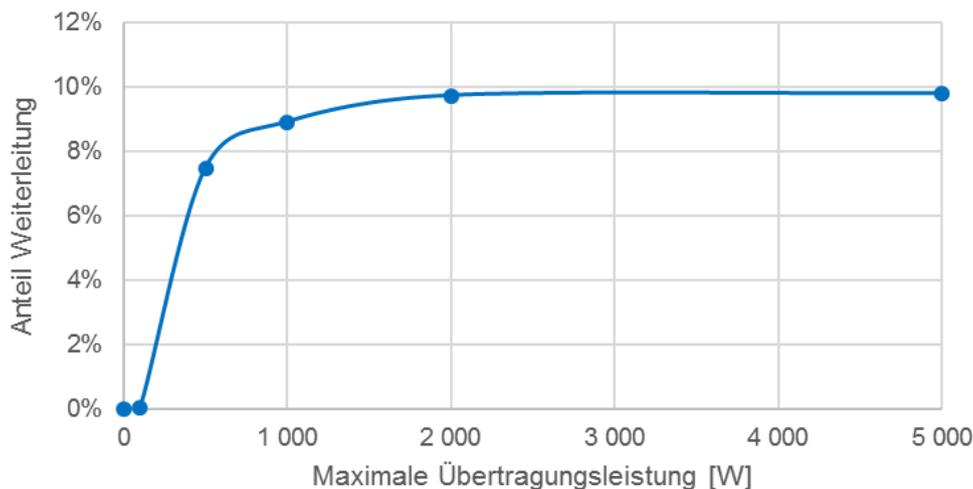


Abbildung 6.32: Anteil der weitergeleiteten PV-Produktion bei unterschiedlicher max. Übertragungsleistung

Quelle: (eigene Darstellung)

Befindet sich das System in einem Zustand, in dem sich Erzeugung und Verbrauch von Objekt A fast exakt aufheben, wechselt der Energiefluss zwischen minimalem Netzbezug und minimale Einspeisung sehr schnell hin und her. Ohne weitere Vorkehrungen hätte dies ein kontinuierliches Verbinden und Trennen der Objekte zur Folge, was sich negativ auf die Lebensdauer der Komponenten auswirkt. Da der Überschuss jedoch gering ist, wird dabei keine signifikante Energie übertragen. Durch die Einführung eines minimalen Überschusses, ab welchem das System aktiv wird, kann dieses Problem umgangen werden. Die Abhängigkeit des Systems auf diese minimale Übertragungsleistung ist in Abbildung 6.33 dargestellt. Wie man erkennen kann, reagiert das System sehr empfindlich auf diesen Parameter. Das System sollte daher eine Mindestleistung von 20 W je Phase nicht überschreiten. Eine geringe Mindestleistung erhöht jedoch die Anforderungen an die Dynamik des Systems, da dies weniger Zeit hat die Gebäude im Falle eines Produktionsabfalls zu trennen und somit sicherzustellen, dass nur PV-Strom über die Direktleitung übertragen wird.

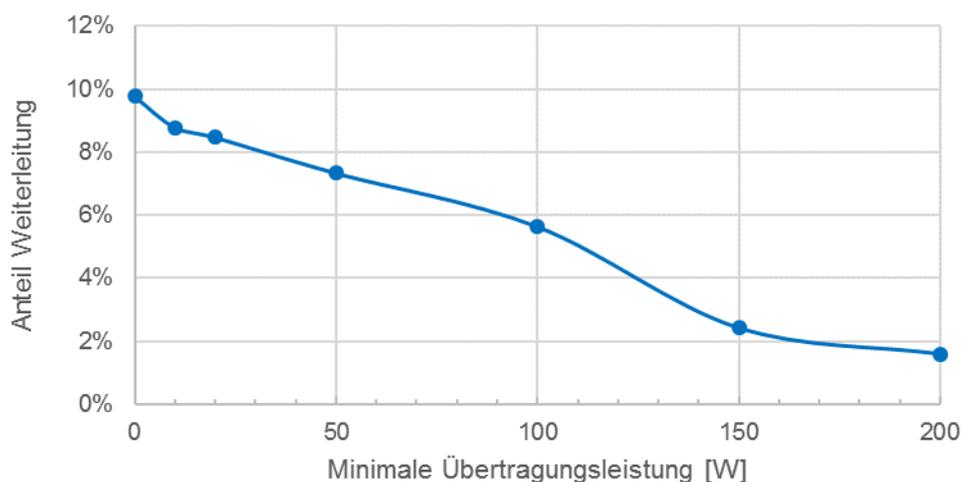


Abbildung 6.33: Anteil der weitergeleiteten PV-Produktion bei unterschiedlicher min. Übertragungsleistung

Quelle: (eigene Darstellung)

Wird das beschriebene System durch einen Stromspeicher erweitert, so entstehen neue Optimierungsmöglichkeiten. Der Leistungsfluss des Speichers kann vom Energiemanagementsystem gesteuert werden, wodurch er sowohl als schaltbare Last als auch als steuerbare Energiequelle fungiert. Dabei gibt es mehrere Möglichkeiten für die Abstimmung zwischen Speicher und Weiterleitungssystem:

- Verhalten bei einer Überproduktion (Primär Weiterleitung)
 - Die Energie wird bevorzugt für das Laden des Speichers eingesetzt
 - Die Energie wird bevorzugt an Haushalt B weitergeleitet
- Verhalten bei einer Unterproduktion (Primär Akku)
 - Der Speicher wird nur zur Deckung von Objekt A eingesetzt
 - Der Speicher wird zur Deckung von Objekt A und B eingesetzt. Für diesen Fall stimmen die beiden Betriebsstrategien bei einem Produktionsüberschuss überein.

Spezialfall: Umschalten des Speichers (Umhängen Akku)

Bei diesem speziellen Betriebsfall wird der Speicher von Objekt A geladen, sobald er voll ist von Haus A getrennt und an Haus B angehängt, wo er entladen wird. Sobald er leer ist wird er wieder an Haus A angehängt, um ihn zu laden usw. Der Vorteil dieser Variante ist der geringe Investitionsaufwand (man benötigt nur einen zusätzlichen Umschalter + Logik). Ein Nachteil ist, dass die gesamte übertragene Energie in den Speicher muss, wodurch einerseits Verluste entstehen und andererseits die Lebensdauer des Speichers reduziert wird.

Ein Vergleich der Verwendung der PV-Produktion für die verschiedenen Betriebsstrategien ist in Abbildung 6.34 dargestellt.

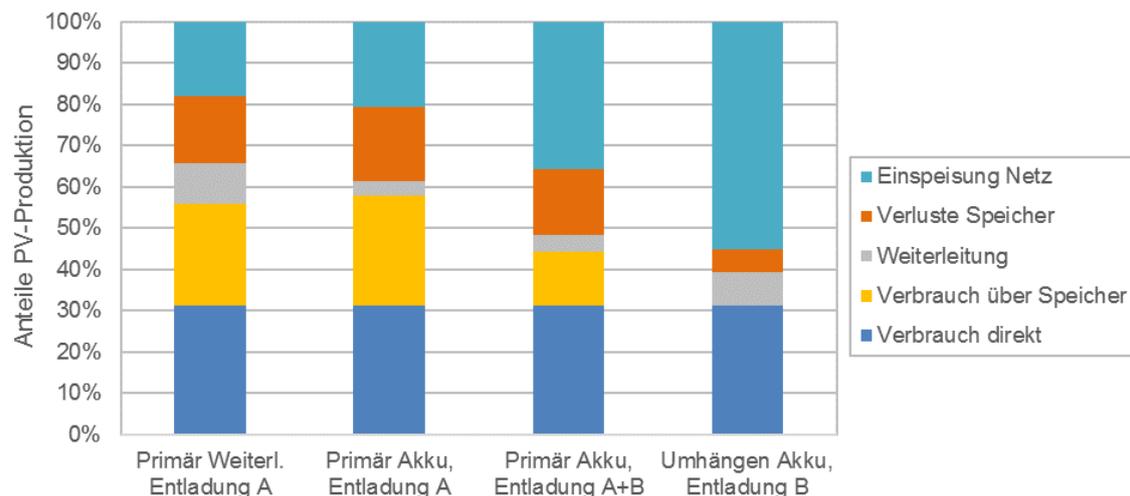


Abbildung 6.34: Verwendung der PV-Produktion für verschiedene Betriebsstrategien

Quelle: (eigene Darstellung)

Den geringsten Nutzen bringt das Umhängen des Speichers. Es können nur knapp 8 % der Energie weitergeleitet werden und der Speicher kann sein Potenzial nicht voll entfalten.

Wird primär der Akku beladen halbiert sich die Menge an weitergeleitender Energie von knapp 10 % auf 3,5 % bzw. 4,2 %.

Das beste Ergebnis erzielt man mit einer primären Weiterleitung der Energie und einer Entladung des Speichers ausschließlich von Objekt A. Dadurch lassen sich 82 % des PV-Stroms im Gebäudeverbund nutzen, wobei davon 16 % an Verlusten im Speicher anfallen.

6.5.3 Kostenabschätzung und Wirtschaftlichkeit

6.5.3.1 Stromgestehungskosten PV-Anlage

Die Stromgestehungskosten für die PV-Anlage errechnen sich zu 11,54 €cent/kWh brutto für die ersten 25 Jahre. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die folgenden Parameter verwendet (siehe Tabelle 6.7).

Tabelle 6.7: Basisdaten zur Berechnung der Stromgestehungskosten der PV-Anlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Abschreibungsdauer	25 a
Installierte Leistung	14,63 kW _p
Spezifische Jahresproduktion	683 kWh/(kW _p *a)
Moduldegradation (Basis 25 a, linearer Verlauf)	80 %
Errichtungskosten	1.580,00 €/ kW _p
Wartungskosten (3-Jahres-Intervall)	100,00 €
Reinvestitionskosten (10-Jahres-Intervall)	150,00 €
Versicherung	0 € (bereits im Standardvertrag der Haushaltsversicherung inkludiert)
Recycling, Entsorgung	0 € (da die Anlage nach Ablauf der Abschreibungszeit weiterverwendet wird)

Nach Ablauf der Abschreibungsphase betragen die Stromgestehungskosten lediglich die erwarteten Wartungskosten (regelmäßige Wartungen, sowie Tausch der Wechselrichter). Für diesen Fall wurden Stromgestehungskosten von 1,38 €cent/kWh errechnet. Dieser Anteil findet sich auch im Zeitraum der ersten 25 Betriebsjahre wieder, da davon ausgegangen wird, dass die Wartungskosten der Anlage nach dem Ende der Abschreibungsphase unverändert bleiben.

6.5.3.2 Kosten für die Errichtung einer Direktleitung

Die Kosten für die elektrische Direktleitung teilen sich in zwei Komponenten auf:

- Kosten für die Steuerung des Leistungsflusses
- Kosten für die Verlegung eines geeigneten Energiekabels und einer Mess- und Steuerleitung in der Erde.

Letzteres ist stark von den örtlichen Gegebenheiten beim Endkunden abhängig. Gemäß Abschnitt 6.5.2 wurde der Umschaltbetrieb zwischen EVU und Direktleitung als jene Variante gewählt, die für die Umsetzung der Pilotanlage in Betracht gezogen wird. Die Gesamtkosten für die Installation der elektrischen Direktleitung sind in Tabelle 6.8 dargestellt (Details zu den einzelnen Kategorien können Deliverable 3.2 entnommen werden).

Tabelle 6.8: Gesamtkosten für die Errichtung einer elektrischen Direktleitung Objekt A und B

Quelle: (eigene Darstellung)

Länge / Anzahl	Bezeichnung	Einzelpreis	Gesamtpreis
27 m	Direktleitung (Erdverlegt)	37,88 €/lfm	1.022,76 €
10 m	Direktleitung (Installation in den Gebäuden)	5,00 €/lfm	50,00 €
1 Stk	Sicherheitseinrichtungen	28,58 €/Stk.	28,58 €
1 Stk	Messeinrichtungen	245,00 €/Stk.	245,00 €
1 Stk	Leistungsteil (Auswahl gemäß D3.1)	459,73 €/Stk.	459,73 €
Summe (netto)			1.806,07 €

Für die Errichtung der elektrischen Direktleitung werden, gemäß obiger Kalkulation bei einer erdverlegten Länge von 27 m Gesamtkosten (netto) in Höhe von 1.806,07 € erwartet.

Anhand der durchgeführten Simulationen ist mit rund 10 % der Jahresproduktion der PV-Anlage als übertragene Energie über die elektrische Direktleitung zu rechnen. Dies entspricht 999,2 kWh/a. Für die Berechnung wurden die in Tabelle 6.9 gelisteten Annahmen getroffen.

Tabelle 6.9: Aufstellung der Werte zur Berechnung der Übertragungskosten und des Strompreises der übertragenen Energie

Quelle: (eigene Darstellung)

Position	
Investitionskosten (inkl. MwSt)	2.167,00 €
Übertragene Energiemenge	999,2 kWh/a
Lebensdauer der Direktleitung	40 a
Reinvestitionskosten (alle 15 Jahre)	50,00 €
Stromgestehungskosten PV-Anlage (ersten 25 Jahre)	11,54 €ct/kWh
Stromgestehungskosten PV-Anlage nach 25 Jahren (Schätzung)	1,38 €ct/kWh
Strompreis	18,96 €ct/kWh
Einspeisevergütung	5,50 €ct/kWh

In der Lastflusssteuerung sind keine Komponenten verbaut, welche einer Wartung bedürfen. Daher beziehen sich die Reinvestitionskosten hier auf den theoretischen Ausfall einer Komponente in der Steuerung. Für die Anlage wurde angenommen, dass in der Lebensdauer der Anlage zwei Schütz aufgrund von Defekten zu tauschen sind. Dies entspricht daher, über die Lebensdauer der Anlage betrachtet, Reinvestitionskosten von rund 100,00 € (Material und Arbeitszeit). Damit ergeben sich für die Übertragung mittels Direktleitung Kosten von 5,6 €cent/kWh_{el}. Mit den Stromgestehungskosten der PV-Anlage ist für die Direktleitung ein Strompreis von 17,22 €cent/kWh_{el} anzunehmen. Nach den ersten 25 Jahren Betriebszeit der PV-Anlage sinkt der Strompreis auf der Direktleitung auf 6,98 €cent/kWh_{el}.

Die Einspeisung von Überschuss in das öffentliche Netz wird derzeit bei Haus A mit 5,50 €cent/kWh_{el} vergütet. Damit ergibt sich für jede ins EVU-Netz eingespeiste kWh ein

finanzieller Verlust von 6,04 €cent/kWh_{el}. Wird ein Teil dieser Energie, wie beschrieben, zu den Stromgestehungskosten der PV-Anlage an das Nachbargebäude geliefert, ist das erwirtschaftete Einkommen der Anlage höher. Im konkreten Fall würde das Mehreinnahmen der PV-Anlage durch die Direktleitung, verglichen mit der Überschusseinspeisung, von 60,40 €/a bedeuten. Die Direktleitung verursacht jährliche Kosten von umgerechnet 56,68 €.

6.5.4 Geschäftsmodell

Für das Untersuchungsobjekt Einfamilienhaus ist anhand der in den vorherigen Kapiteln dargestellten Überlegungen und Ergebnisse für den Stromtransport nur die **Verwendung einer Direktleitung** relevant und sinnvoll.

Im Falle eines Stromtransportes liegt der Vorteil der Versorgung über eine Direktleitung darin, dass sie von sämtlichen gesetzlichen Regulierungssystemen, die das öffentliche Netz betreffen, ausgenommen ist. Bspw. sind für Strom, der über eine Direktleitung geliefert wird, keine Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten. Weiters überlässt der Gesetzgeber die Vereinbarung über den Bau, den Betrieb sowie die Nutzung der Direktleitung gänzlich den beteiligten Marktteilnehmern (Giselbrecht, et al., 2011). Eine weitere Begründung dafür eine Direktleitung für den Stromtransport des erzeugten PV-Stromes zu verwenden, liegt darin, dass für die Versorgung des/der Kunden keine Anmeldung als Stromlieferant notwendig ist. Dabei ist von technischer Seite sicherzustellen, dass der Transport des erzeugten und verkauften Stromes an den Kunden, in diesem Fall den anderen Haushalt, ausschließlich über die Direktleitung erfolgt und nicht etwa über das öffentliche Netz.

Aufgrund der rechtlichen Anforderungen wird für dieses Businessmodell ausschließlich davon ausgegangen, dass Objekt B nur dann mit PV-Strom versorgt wird, wenn die Erzeugung aus der PV-Anlage auf Objekt A beide Objekte mit Strom versorgen kann. Objekt B wird im Fall der Stromversorgung über die Direktleitung vom öffentlichen Netz getrennt.

Es erfolgt also eine Versorgung des Objektes B mit dem PV-Überschuss der Anlage am Dach des Objektes A. Dabei wird die an Objekt B gelieferte Überschusserzeugung aus der PV-Anlage keinem speziellen Zweck gewidmet und dient somit zur allgemeinen Deckung des Verbrauchs. Abbildung 6.35 zeigt den schematischen Aufbau der für das Business Modell zu tragen kommt. Die orangen Pfeile stellen dabei den Fluss des elektrischen Stromes dar.

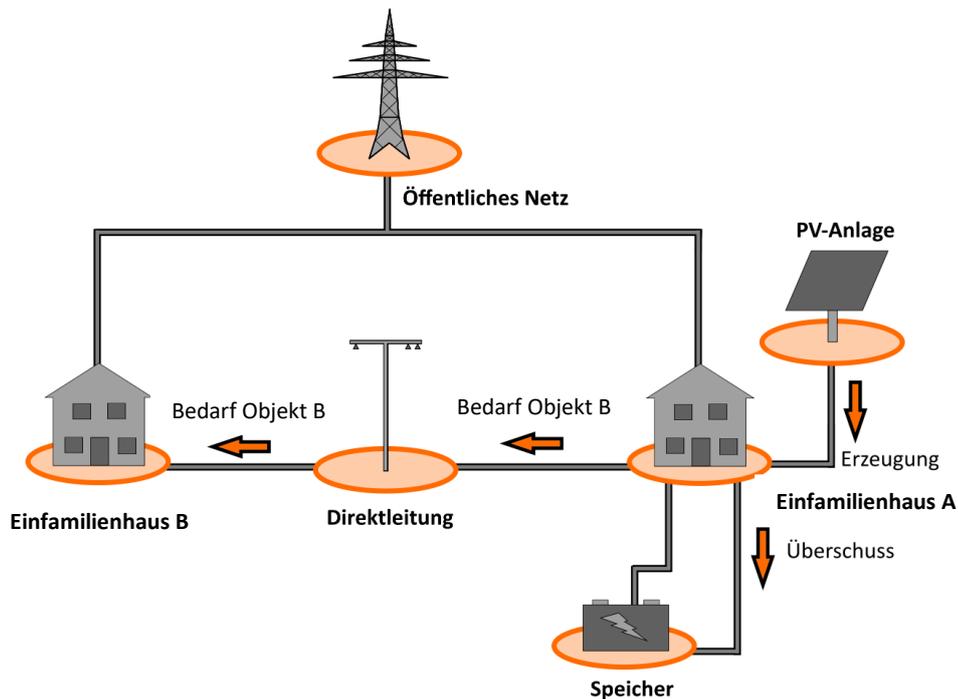


Abbildung 6.35: Schematischer Aufbau für das Businessmodell 1 bei Objekt 1

Quelle: (eigene Darstellung)

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit werden die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Direktleitung von Objekt A zu Objekt B den Einnahmen durch den Verkauf der Überschusserzeugung der PV-Anlage gegenübergestellt. Da die PV-Anlage am Dach des Objektes A installiert ist, und ein Stromverkauf von Objekt A zu Objekt B vorgesehen ist, wird davon ausgegangen, dass der Besitzer und Eigentümer von Objekt A für die Errichtung und den Betrieb der Leitung aufkommt.

Die Ergebnisse der Gegenüberstellung von Leitungserrichtungskosten und Einnahmen durch den Stromverkauf sind Tabelle 6.10 zu entnehmen.

Tabelle 6.10: Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse des Geschäftsmodells 1 für das Objekt EFH

Quelle: (eigene Darstellung)

	Ersten 25 Jahre	Nach 25 Jahren
Kosten für die Leitungserrichtung pro Jahr	€ 45,15	€ 45,15
Stromgestehungskosten	€ 115,31	€ 13,79
Elektrizitätsabgabe	€ -	€ -
Kosten pro Jahr	€ 160,46	€ 58,94
Einnahmen durch den Stromverkauf	€ 172,06	€ 172,06
Einnahmen pro Jahr	€ 172,06	€ 172,06
Differenz aus Einnahmen und Ausgaben	€ 11,60	€ 113,12

Die Ergebnisse zeigen, dass dieses Geschäftsmodell bei den gegebenen Umständen wirtschaftlich ist, da die Kosten für die Errichtung der Leitung geringer als die Einnahmen aus

dem Stromverkauf sind. Die Höhe der Differenz aus Einnahmen und Ausgaben richtet sich auch wesentlich danach, ob die Umsetzung in den ersten 25 Jahren oder danach erfolgt. Da die Anlage in den ersten 25 Jahren abgeschrieben wird, sind die Stromgestehungskosten dementsprechend höher und die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben geringer.

Wesentliche Faktoren für die Höhe der Differenz aus Einnahmen und Ausgaben sind die transportierte Energiemenge und der Strompreis. Der Strompreis wird mit 17,22 €cent/kWh festgelegt. Eine Erhöhung des Strombezuges von Objekt B würde die Einnahmen durch den Verkauf der elektrischen Energie positiv beeinflussen.

Insgesamt kann die Installation einer elektrische Direktleitung zwischen den beiden Gebäuden anhand der theoretischen Berechnungen als wirtschaftlich sinnvolles Geschäftsmodell betrachtet werden.

Aufgrund dieser Aussage wird zwischen den beiden Einfamilienhäusern eine Pilotanlage zur Übertragung der PV-Überschüsse geplant und installiert. Die Planungsschritte sowie die Ergebnisse des laufenden Betriebs sind in den nachfolgenden Abschnitt näher erläutert.

6.5.5 Detailplanung Komponenten der Pilotanlage

Die in den Gebäuden A und B vorhandene Infrastruktur ist in Kapitel 6.1 dargestellt. Details zum installierten Batteriespeicher können Abschnitt 6.3.2.6 entnommen werden. Die nachfolgenden Ausführungen geben einen Überblick über die zusätzlich für den Betrieb der Pilotanlage notwendigen Komponenten und Systeme, sowie deren Auslegung.

6.5.5.1 Detailplanung Direktleitung

Die Prototypenanlage wird mit einer veränderten Variante des Umschaltbetriebes gemäß Abschnitt 6.5.1 umgesetzt. Merkmal der Umsetzung ist der im Betrieb der Direktleitung weiterhin vorhandene Anschluss der beiden Gebäude an das öffentliche Stromnetz. Dies bedeutet, dass bei aktivierter Direktleitung sowohl Gebäude A als auch Gebäude B zugleich eine Verbindung zum EVU-Netz als auch zur Direktleitung aufweisen. Die Netztopologie aus Sicht der beiden Gebäude wird verändert und weist nach der Umschaltung keine Strahlennetz-Topologie mehr auf. Die veränderte Umsetzung bietet aus Sicht des Projektteams Kostenvorteile und reduziert das Risiko von Störungen durch kurzzeitige Unterbrechungen der Netzspannung in einem der beiden Gebäude.

Für die Auslegung der diversen Betriebsmittel der Direktleitung müssen verschiedene Einflussparameter berücksichtigt werden. So kann das verlegte Kabel durch seinen Spannungsabfall im Betrieb dazu führen, dass die weitergeleitete Energiemenge unter Erwartung, der durch Simulation ermittelten Energiemenge, bleibt. Daher müssen Last- und Produktionsszenarien erstellt und geprüft werden, welche bei der Bestimmung der geforderten Parameter zur Auslegung der Betriebsmittel herangezogen werden können. Dazu wird eine Analyse des Betriebs anhand des nachfolgenden Ersatzschaltbildes (siehe Abbildung 6.36) vorgenommen.

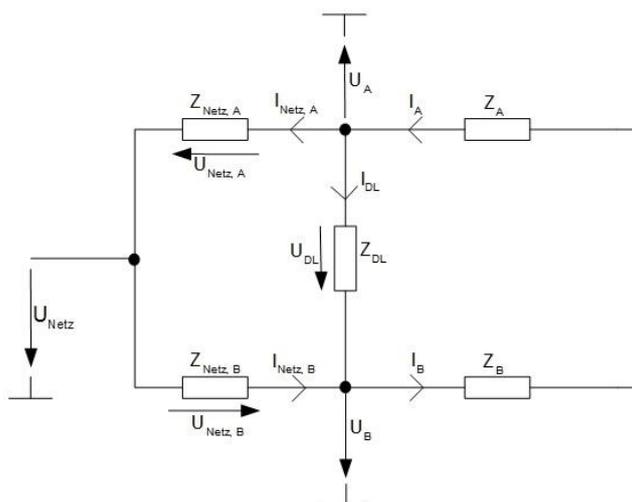


Abbildung 6.36: Netzmodell der Direktleitung im Verbund mit dem öffentlichen Netz und den beiden Gebäuden im zulässigen Betriebsmodus der Direktleitung

Quelle: (eigene Darstellung)

Die Betrachtungen müssen dabei für jeden Außenleiter getrennt erfolgen und die einzelnen Leiter können nicht vereinfacht zu einem Ein-Linien-Schaltbild zusammengefasst werden. Die Betrachtungen der Leistungen erfolgen im Verbraucherbezugssystem. Des Weiteren werden die Netzimpedanzen und Ersatzimpedanzen für den Verbrauch in den Gebäuden als konstant angesehen (weitere Details siehe Deliverable 4.1).

Die Ströme I_A und I_B stellen den Überschussstrom (Produktion der PV-Anlage minus Strombedarf) in Gebäude A bzw. den Strombedarf in Gebäude B dar. Durch die Richtung der Zählpfeile in der Grafik wird dargestellt, dass das Gebäude A aktuell eine Überschuss einspeisung aufweist.

Zunächst wird der Betriebsfall ohne aktivierte Direktleitung betrachtet, d.h. $I_{\text{Netz,A}} = I_A$ und $I_{\text{Netz,B}} = I_B$. Wenn es im Gebäude A durch die PV-Anlage zu einer Einspeisung in das öffentliche Netz kommt, steigt die Spannung U_A am Netzübergabepunkt durch die Netzimpedanz $Z_{\text{Netz,A}}$ über die Netzspannung U_{Netz} , durch den Zusammenhang $U_A = U_{\text{Netz}} + Z_{\text{Netz,A}} \cdot I_{\text{Netz,A}}$, an. Im Gebäude B erfolgt nach der Gleichung $U_B = U_{\text{Netz}} - Z_{\text{Netz,B}} \cdot I_{\text{Netz,B}}$ eine Absenkung der Spannung am Netzübergabepunkt unter die Netzspannung.

Wird die Direktleitung aktiviert, ist der Strom über diese im Netzbezug bzw. der Einspeisung zu berücksichtigen, d.h. $I_{\text{Netz,A}} = I_A - I_{\text{DL}}$ und $I_{\text{Netz,B}} = I_B - I_{\text{DL}}$. Durch die Verringerung des Stromes über das Netz sinkt gemäß $U_A = U_{\text{Netz}} + Z_{\text{Netz,A}} \cdot (I_A - I_{\text{DL}})$ die Spannung am Netzübergabepunkt gegenüber einem Betrieb ohne Direktleitung. Für die Spannung am Hausanschluss von Gebäude B gilt demnach $U_B = U_{\text{Netz}} + Z_{\text{Netz,B}} \cdot (I_B - I_{\text{DL}})$. Das bedeutet, dass ein Strom über die Direktleitung zu einer Erhöhung von U_B führt.

Aus dem obigen Ersatzschaltbild ergibt sich aus der Maschengleichung folgende Zusammenhang:

$$0 = -Z_{\text{Netz,A}} I_{\text{Netz,A}} + Z_{\text{DL}} I_{\text{DL}} - Z_{\text{Netz,B}} I_{\text{Netz,B}}$$

Durch einsetzen der bereits angeschriebenen Knotengleichungen für die Ströme über das öffentliche Netz $I_{\text{Netz,A}}$ und $I_{\text{Netz,B}}$ erhält man

$$-Z_{\text{Netz,A}} I_A + Z_{\text{Netz,A}} I_{DL} + Z_{DL} I_{DL} - Z_{\text{Netz,B}} I_B + Z_{\text{Netz,B}} I_{DL} = 0$$

Das Auflösen der Gleichung nach I_{DL} führt zu nachfolgendem Zusammenhang

$$I_{DL} = \frac{Z_{\text{Netz,A}} I_A + Z_{\text{Netz,B}} I_B}{Z_{DL} + Z_{\text{Netz,A}} + Z_{\text{Netz,B}}}$$

Dieser Zusammenhang zeigt, dass der Strom über die Direktleitung vom ans öffentliche Netz gelieferten Überschuss in Gebäude A und dem vom Netz bezogenen Restbezug von Gebäude B abhängt. Dieser Zusammenhang stellt neben dem Grundkriterium, dass $U_A > U_B$ sein muss, eine Begrenzung der Weiterleitung dar.

Weiters gilt es zu bedenken, dass im aktivierten Zustand die Direktleitung einen Einfluss auf das Verhalten der vorhandenen Sicherheitseinrichtungen in den Gebäuden hat. Durch die entstehende Maschentopologie verringert sich aus Sicht eines Fehlers in den Gebäuden bzw. auf der Direktleitung die Schleifen- und die Netzimpedanz. Dies kann zur Folge haben, dass die Fehlerströme bzw. Kurzschlussströme höhere Werte annehmen. Eine Neuberechnung der Kriterien für Fehlerstrom und Überstrom für den Fall der aktivierten Direktleitung wurden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse ebenfalls durchgeführt (siehe Deliverable 4.1).

Anhand der obigen Formel die den Strom über die Direktleitung beschreibt, ist erkennbar, dass der Strom auch von der Impedanz der Direktleitung abhängig ist.

In den folgenden Tabellen wird der Unterschied zwischen einer Leitung mit einem Querschnitt von 1,5 mm² und 10 mm² gezeigt. In den Tabelle 6.11 und Tabelle 6.12 ist der Strom über die Direktleitung, bei der gegebenen Überproduktion (PV-Leistung minus Verbrauch im Haus) im Gebäude A und gegebenen Bedarf in Gebäude B, angegeben. Die farbliche Markierung der Zellen hat dabei folgende Bedeutung:

- Rot: Zustände, bei denen mehr Strom über die Leitung geliefert wird, als im Gebäude A zur Verfügung steht.
- Blau: Zustände, bei denen über die Leitung mehr Strom geliefert wird, als in Gebäude B benötigt wird.
- Gelb: Zustände, bei denen die Ströme über die Direktleitung den maximal zulässigen Spannungsabfall von 1 % (bei empfohlener Übertragungsleistung der Direktleitung von 1,5 kW je Außenleiter) verletzen⁴.
- Weiß: Erlaubten Zustände für den Betrieb der Direktleitung.

⁴ Der zulässige Spannungsabfall von 1% über die Direktleitung wurde in Anlehnung an ÖVE/ÖNORM E8001-1 innerhalb des Projektteams festgelegt.

Tabelle 6.11: Strom über die Direktleitung bei einem Leitungsquerschnitt von 1,5°mm² (Leitungslänge 45 m)

Quelle: (eigene Darstellung)

Überproduktion Gebäude 1A		-2,0 kW	-1,0 kW	0,0 kW	1,0 kW	2,0 kW	3,0 kW	4,0 kW	5,0 kW	6,0 kW	7,0 kW	8,0 kW	9,0 kW	10,0 kW	11,0 kW	12,0 kW
Bedarf Gebäude 1B		-2,90A	-1,45A	0,00A	1,45A	2,90A	4,35A	5,80A	7,25A	8,70A	10,14A	11,59A	13,04A	14,49A	15,94A	17,39A
1,0 kW	1,45 A	-0,14 A	0,11 A	0,37 A	0,63 A	0,89 A	1,14 A	1,40 A	1,66 A	1,92 A	2,17 A	2,43 A	2,69 A	2,95 A	3,20 A	3,46 A
2,0 kW	2,90 A	0,23 A	0,48 A	0,74 A	1,00 A	1,26 A	1,51 A	1,77 A	2,03 A	2,29 A	2,54 A	2,80 A	3,06 A	3,32 A	3,57 A	3,83 A
3,0 kW	4,35 A	0,60 A	0,85 A	1,11 A	1,37 A	1,63 A	1,88 A	2,14 A	2,40 A	2,66 A	2,91 A	3,17 A	3,43 A	3,69 A	3,95 A	4,20 A
4,0 kW	5,80 A	0,97 A	1,22 A	1,48 A	1,74 A	2,00 A	2,25 A	2,51 A	2,77 A	3,03 A	3,29 A	3,54 A	3,80 A	4,06 A	4,32 A	4,57 A
5,0 kW	7,25 A	1,34 A	1,59 A	1,85 A	2,11 A	2,37 A	2,62 A	2,88 A	3,14 A	3,40 A	3,66 A	3,91 A	4,17 A	4,43 A	4,69 A	4,94 A
6,0 kW	8,70 A	1,71 A	1,96 A	2,22 A	2,48 A	2,74 A	3,00 A	3,25 A	3,51 A	3,77 A	4,03 A	4,28 A	4,54 A	4,80 A	5,06 A	5,31 A
7,0 kW	10,14 A	2,08 A	2,33 A	2,59 A	2,85 A	3,11 A	3,37 A	3,62 A	3,88 A	4,14 A	4,40 A	4,65 A	4,91 A	5,17 A	5,43 A	5,68 A
8,0 kW	11,59 A	2,45 A	2,71 A	2,96 A	3,22 A	3,48 A	3,74 A	3,99 A	4,25 A	4,51 A	4,77 A	5,02 A	5,28 A	5,54 A	5,80 A	6,05 A

Tabelle 6.12: Strom über die Direktleitung bei einem Leitungsquerschnitt von 10°mm² (Leitungslänge 45 m)

Quelle: (eigene Darstellung)

Überproduktion Gebäude 1A		-2,0 kW	-1,0 kW	0,0 kW	1,0 kW	2,0 kW	3,0 kW	4,0 kW	5,0 kW	6,0 kW	7,0 kW	8,0 kW	9,0 kW	10,0 kW	11,0 kW	12,0 kW
Bedarf Gebäude 1B		-2,90A	-1,45A	0,00A	1,45A	2,90A	4,35A	5,80A	7,25A	8,70A	10,14A	11,59A	13,04A	14,49A	15,94A	17,39A
1,0 kW	1,45 A	-0,28 A	0,22 A	0,71 A	1,21 A	1,71 A	2,21 A	2,70 A	3,20 A	3,70 A	4,19 A	4,69 A	5,19 A	5,69 A	6,18 A	6,68 A
2,0 kW	2,90 A	0,43 A	0,93 A	1,43 A	1,93 A	2,42 A	2,92 A	3,42 A	3,91 A	4,41 A	4,91 A	5,41 A	5,90 A	6,40 A	6,90 A	7,39 A
3,0 kW	4,35 A	1,15 A	1,65 A	2,14 A	2,64 A	3,14 A	3,63 A	4,13 A	4,63 A	5,13 A	5,62 A	6,12 A	6,62 A	7,11 A	7,61 A	8,11 A
4,0 kW	5,80 A	1,86 A	2,36 A	2,86 A	3,36 A	3,85 A	4,35 A	4,85 A	5,34 A	5,84 A	6,34 A	6,83 A	7,33 A	7,83 A	8,33 A	8,82 A
5,0 kW	7,25 A	2,58 A	3,08 A	3,57 A	4,07 A	4,57 A	5,06 A	5,56 A	6,06 A	6,56 A	7,05 A	7,55 A	8,05 A	8,54 A	9,04 A	9,54 A
6,0 kW	8,70 A	3,29 A	3,79 A	4,29 A	4,78 A	5,28 A	5,78 A	6,28 A	6,77 A	7,27 A	7,77 A	8,26 A	8,76 A	9,26 A	9,76 A	10,25 A
7,0 kW	10,14 A	4,01 A	4,50 A	5,00 A	5,50 A	6,00 A	6,49 A	6,99 A	7,49 A	7,98 A	8,48 A	8,98 A	9,48 A	9,97 A	10,47 A	10,97 A
8,0 kW	11,59 A	4,72 A	5,22 A	5,72 A	6,21 A	6,71 A	7,21 A	7,70 A	8,20 A	8,70 A	9,20 A	9,69 A	10,19 A	10,69 A	11,18 A	11,68 A

Aus dem Vergleich der beiden Tabellen ist ersichtlich, dass eine höhere Impedanz der Direktleitung einen größeren nutzbaren Arbeitsbereich für die Leitung ergibt. Im Fall einer sehr kurzen Direktleitung müsste ein Leistungswiderstand eingebaut werden. Dieser erhöht die Leitungsimpedanz künstlich und setzt somit die Sensitivität des Gesamtsystems auf Änderungen der Verbrauchs- und Produktionszustände in den beiden Gebäuden herab. Nach obiger Vorgabe kann auf einfachem Wege der hierbei notwendige Leistungswiderstand berechnet werden. Die künstliche Erhöhung des Leitungswiderstandes kann gemäß der Sensitivitätsanalyse Vorteile im Betrieb bringen. Diese werden durch einen Energieverlust erkauft. Dieser stellt bei den gegebenen Systemparametern mit 10 kWh/a für das ganze System (alle drei Außenleiter gemeinsam betrachtet) eine finanziell vernachlässigbare Größe dar, da dadurch die insgesamt übertragbare Energiemenge steigt.

Eine Verringerung des Leitungsquerschnittes ist gemäß den gültigen Normen nicht erlaubt, da nach ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41/A2 Tabelle 41-1 für ortsfeste Verlegung von Mantelleitungen und Kabeln von Leistungsstromkreisen ein Mindestquerschnitt je Leiter von 1,5 mm² gefordert wird.

Aus der Darstellung der erlaubten und verbotenen Zustände in Tabelle 6.11 und Tabelle 6.12 ist ablesbar, welche Überwachungseinrichtungen notwendig sind, um sicherzustellen, dass die

Direktleitung in den erlaubten Zuständen betrieben wird. Die anzuwendenden Abschaltkriterien sind in Tabelle 6.13 dargestellt.

Tabelle 6.13: Abschaltkriterien der Direktleitung

Quelle: (eigene Darstellung)

Kriterium	Beschreibung	Überprüfung
$I_{DL} > I_B$	Die übertragene Leistung über die Direktleitung darf nicht den Leistungsbedarf in Gebäude 1B übersteigen	$I_{Netz,B} > 0$
$I_{DL} > I_A$	Die übertragene Leistung über die Direktleitung darf nicht den Leistungsüberschuss in Gebäude 1A übersteigen	$I_{Netz,A} > 0$
$Q_{DL} = 0$	Über die Direktleitung soll keine Blindleistung übertragen werden (optional wenn EVU dies verlangt)	$Q_{DL} = 0$

Aufgrund der Netzimpedanzen muss keine Überwachung der Stromflussrichtung auf der Direktleitung installiert werden. Der modellmäßige Zusammenhang zeigt diesen Umstand auf. Das Kriterium des Ausschlusses der Blindleistungsübertragung folgt aus dem Problem, dass sich bei ungeregelter Verbindung der Gebäude auch der Blindleistungsbezug von Gebäude B über beide Leitungen (Netzanschluss und Direktleitung) aufteilt. Gemäß dem Prinzip, dass keine Energie aus dem öffentlichen Netz übertragen werden darf, könnte in weiterer Folge ein EVU eine Überwachung dieses Kriteriums fordern.

Eine Möglichkeit zu verhindern, dass dieses Kriterium zur Abschaltung der Leitung führt, wäre eine aktive Blindleistungskompensation. Dies kann durch Installation einer Kondensatorbatterie im Gebäude B oder durch Ansteuerung der Blindleistungseinspeisung des Wechselrichters in Gebäude A erfolgen. Erstere Lösung führt nur zu einer Minimierung des Blindleistungsbezugs in Gebäude B. Diese Lösung kann keinen Blindleistungsfluss über die Direktleitung vom öffentlichen Stromnetz über Gebäude A verhindern. Des Weiteren muss die benötigte Kondensatorbatterie regelmäßig gewartet werden. Fertige Bausteine zur stufigen Ansteuerung der Kompensationsanlage existieren auf dem Markt, bedeuten jedoch einen deutlichen finanziellen Mehraufwand.

Da das System der Direktleitung nur in Kombination mit einer PV-Anlage sinnvoll ist, kann auf die marktübliche Funktion der Ansteuerung der Blindleistungseinspeisung durch den PV-Wechselrichter über Rundsteuerempfänger zurückgegriffen werden. Dies erlaubt die Erzeugung von Blindleistung in Gebäude A. Somit wird durch die zusätzliche Erzeugung von Blindleistung die Bilanz von Gebäude A aus Sicht des EVUs nicht verändert. Der Blindleistungsbezug von Gebäude B über die Direktleitung wird vom PV-Wechselrichter in Gebäude A gedeckt. Dies kann durch eine Emulation eines Rundsteuerempfängers durch eine Steuerung erfolgen. Manche Wechselrichter-Modelle auf dem Markt sind auch bustauglich und meist über MODBUS RTU oder ähnliche Protokolle ansprechbar. Somit wäre eine feinere Blindleistungsregelung, im Vergleich zur Emulation eines Rundsteuerempfängers, möglich.

Wenn eine Steuerung zur Beeinflussung des Blindleistungsflusses verwendet wird, so kann diese auch den Stromfluss über die Direktleitung indirekt durch Ansteuerung von Verbrauchern in Gebäude A beeinflussen. In den Tabelle 6.11 und Tabelle 6.12 stellen die blauen Flächen

jene Bereiche dar, bei denen Gebäude B durch die Direktleitung über den Bedarf beliefert werden würde. Durch Erhöhen des Eigenverbrauchs in Gebäude A (Laden eines Akkus, Betrieb eines elektrischen Heizregisters, etc.) kann der ideale Betriebsbereich wieder erreicht werden. Die Steuerung der Direktleitung müsste somit das Energiemanagement in Gebäude A beeinflussen oder übernehmen können. Dadurch kann die über die Direktleitung übertragene Energiemenge gesteigert werden.

Wie bereits erwähnt führt die Direktleitung auch zu Veränderung der Netzparameter, welche die Auslegung der Sicherheitskomponenten bestimmen. Für die Auslegung der Schutzparameter Fehlerstrom und Kurzschluss wurden die in Österreich gültigen und gemäß ETG verpflichtenden Normen ÖVE/ÖNORM E 8001-1 und ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41 herangezogen. Da diese Normen keine dezidierte Auslegung für die Netztopologie bei einer im Betrieb befindlichen Direktleitung beinhalten, wurden eigene Berechnungen für die Pilotanlage durchgeführt. Details hierzu werden im Rahmen des Endberichts nicht näher ausgeführt und können Deliverable 4.1 entnommen werden.

6.5.5.2 Detailplanung Steuerungskonzept (Kontroller für die Direktleitung)

Für die Direktleitung wurde ein dezentrales Steuerungskonzept gewählt, da sich die Betriebsgrenzen der Direktleitung auf die Energieflüsse in den Hausanschlusspunkten der beiden Gebäude beziehen. Dies hat im vorliegenden Fall Vorteile da die erarbeiteten Abschaltkriterien durch Messgeräte mit Schaltfunktion erfüllt werden können. Aus den in Tabelle 6.13 genannten Abschaltkriterien ergibt sich eine UND-Verknüpfung der Parameter. Dies kann auf einfachem Wege durch eine elektrische Serienschaltung der Schaltausgänge der Messgeräte bewerkstelligt werden. Auf diesem Wege wird die Ansteuerung der Leistungsschalter einfach, schnell und robust gegen Störungen gehalten.

In Abbildung 6.37 wird die Ansteuerung der Direktleitung durch logische UND-Verknüpfung der Mess- und Steuergeräte dargestellt.

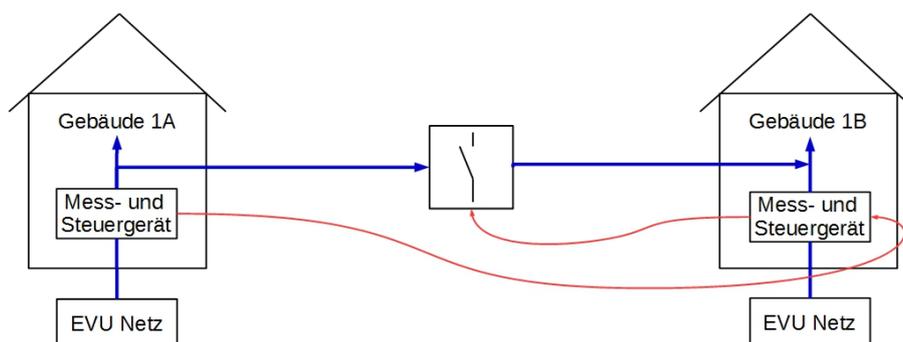


Abbildung 6.37: Prinzip der Ansteuerung der Direktleitung

Quelle: (eigene Darstellung)

Anmerkung: blau...Leistungskreis, rot...Steuerkreis

Besonders die Eigenschaften Schnelligkeit und Robustheit sind in diesem Projekt entscheidend, da die Abschaltung der Leitung in Anlehnung an die TOR D4 der E-Control in

einer Zeitspanne von maximal 200 ms ab Verletzung eines Grenzkriteriums sichergestellt sein muss.

Um eine kosteneffiziente Lösung zu ermöglichen, wird daher ein eigenes Gerät entwickelt, welches genau auf diesen Einsatzzweck zugeschnitten ist. Gemäß den bereits erläuterten Abschaltkriterien (siehe Tabelle 6.13) muss die Messung der Wirkleistung eine Bestimmung des Betriebszustandes erlauben. Daher muss das geforderte Mess- und Steuergerät die aktuelle Leistung des Gebäudes am Netzanschlusspunkt bestimmen. Ist die gemessene Leistung größer als eine definierte Mindestleistung, ist es ein erlaubter Zustand. Wenn der gemessene Wert kleiner ist, ist das Kriterium verletzt und ein Ausgang wird entsprechend gesetzt. Diese Vereinfachung wird ausgenutzt um ein Leistungsmessgerät mit schnellem Alarmausgang zur Bestimmung einer Grenzwertverletzung zu implementieren.

Die Umsetzung des Messgerätes erfolgt mittels Microcontrollerschaltung (Blockschaltbild siehe Abbildung 6.38). Diese dient als Rechen- und Steuereinheit. Die Digitalisierung der Strom- und Spannungssignale wird über einen mehrkanaligen simultan umsetzenden Analog-Digital-Converter erledigt. Auf die Microcontrollerschaltung wird zur Dokumentation und zur Implementierung weiterer Steuerungsfunktionen („Phasenschieben“ durch den Wechselrichter, Ansteuerung von Verbrauchern, etc.) ein Einplatinenrechner aufgesetzt. Dieser stellt in weiterer Folge auch eine Netzwerkschnittstelle zur Fernwartung der Steuerung zur Verfügung.

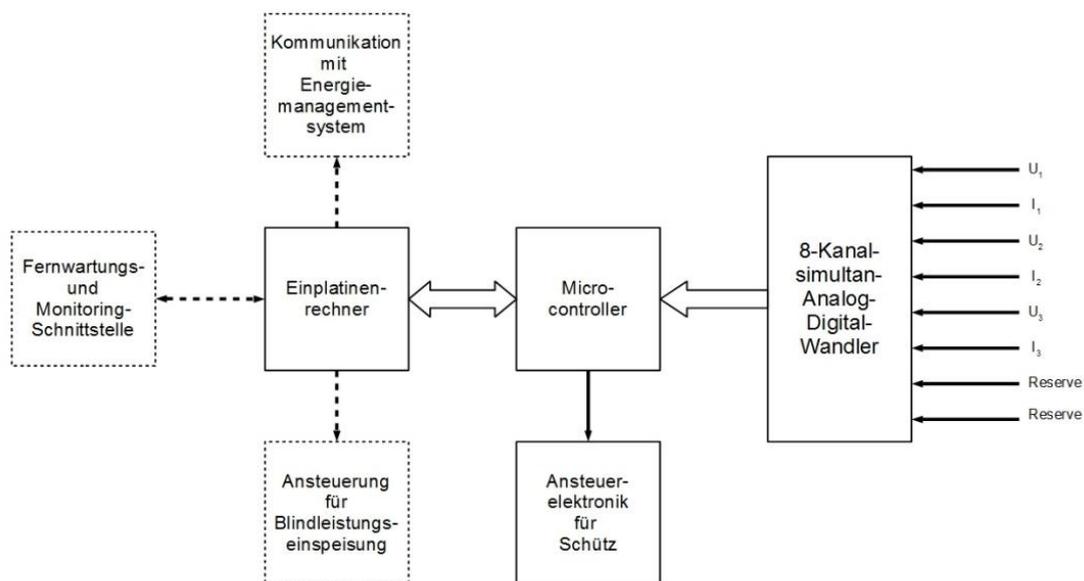


Abbildung 6.38: Blockschaltbild Mess- und Steuersystem Konzept.

Quelle: (eigene Darstellung)

Anmerkung: In strichlierten Linien dargestellt werden mögliche zusätzliche Fähigkeiten dargestellt, welche nach Bedarf entwickelt werden müssen.

Im Microcontroller wird die momentane Leistung für jeden Außenleiter entsprechend Formel 3 getrennt berechnet. Dafür wird für den Außenleiter jeweils der gemessene Momentanwert des Stromes mit dem gemessenen Momentanwert der Spannung multipliziert. Dadurch ergibt sich der Momentanwert der Wirkleistung zum Zeitpunkt. Durch Integration des zeitlichen Verlaufes

des Momentanwertes der Leistung über eine Periode wird der Effektivwert der Wirkleistung ermittelt. Dieser wird danach mit einem voreingestellten Grenzwert verglichen. Unterschreitet die Leistung eine angegebene Mindestwirkleistung, wird der Alarmausgang gesetzt.

$$P = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} u(t) \cdot i(t) dt \approx \frac{1}{n} \sum_{k=0}^n u(t_0 + \Delta t \cdot k) \cdot i(t_0 + \Delta t \cdot k)$$

Formel 3: Berechnung der momentanen Leistung je Außenleiter

Das Aktivierungskriterium der Leitung ist damit gemäß dem gewählten Modell zu $P > P_{\min}$ und damit ein rein über die Wirkleistung definiertes Kriterium. Es erfolgt keine Aktivierung nach Scheinleistung, da das Hauptziel der Direktleitung die Übertragung von Wirkleistung ist. Ein Ausgleich eines Blindleistungsbedarfes bzw. eines Blindleistungsüberschusses in einem der beiden Gebäude ist nicht zielführend, da diese Form der elektrischen Energie im Niederspannungsnetz bei Einfamilienhäusern nicht vom Netzbetreiber gemessen und abgerechnet wird. In Folge zukünftiger Entwicklungen in Richtung einer generellen Blindleistungsabrechnung von Stromkunden, wird eine Anpassung des Kriteriums und der Ansteuerungsfunktionen für Wechselrichter als sinnvoll erachtet.

Ziel der Entwicklung der Software ist also die Verkürzung der Zeit zur Bestimmung der gemessenen Wirkleistung und die daraus abgeleitete Schalthandlung. Zur Beschleunigung der Vorgänge und zur genauen Kontrolle über die Berechnungs- und Entscheidungsvorgänge wurde der Microcontroller in Assembler-Sprache anstatt einer Hochsprache programmiert.

Folgende Optimierungsschritte werden in die Programmierung aufgenommen:

- **Vorbereitung von Grenzwerten**

Divisionen sind in Microcontroller sehr zeitaufwendig und sollten sparsam verwendet werden. Um diese in der Berechnung zu vermeiden und damit Rechenzeit zu sparen, werden die Grenzwerte für eine Periode auf eine Summe von Messwerten umgerechnet. Die Abtastung erfolgt mit ca. 20 Werten pro Periode abhängig von der momentanen Frequenz. Im Mittel stellt sich ein Wert von 20 Abtastungen pro Periode ein, da die Netzfrequenz im Mittel 50 Hz aufweist. Somit kann aus dem Effektivwert eines sinusförmigen Signals mit bekanntem Abtastabstand eine Summe von Abtastwerten errechnet werden, welche im Umkehrschluss wieder dem Effektivwert entsprechen. Das bedeutet, dass der als Grenzwert gewünschte Effektivwert für einen sinusförmigen Verlauf der Momentanleistung $p(t)$ mit 50außerhalb des Gerätes auf eine Summe von Abtastwerten über eine 50periode umgerechnet wird. Dies stellt eine Vereinfachung mit einem gewissen Fehler dar. Dieser Fehler hält sich in Grenzen, da im ENTSO-E-Netz gemäß der ENTSO-E-Network-Codes die Netzfrequenz regulär zwischen 49,8 Hz ($\approx 20,325$ ms Periodendauer) und 50,2 Hz ($\approx 19,920$ ms Periodendauer) liegt. Oberhalb und unterhalb dieser Grenzwerte für die Netzfrequenz trennt sich der PV-Wechselrichter automatisch vom Netz. Damit entfällt auch das wichtigste Kriterium für den Betrieb der Direktleitung. Die Abweichung von der Nennfrequenz liegt somit bei maximal 0,325 ms, welche somit unter dem Abtastabstand des Leistungssignals liegt. Da im normalen

Netzbetrieb die Abweichung der Netzfrequenz nur bis maximal $\pm 0,150$ Hz (lt. ENTSO-E Netzstatistik) auftritt, liegt der auftretende Fehler bei wesentlich geringeren Werten.

- **Reduktion der Berechnungs- und Entscheidungsmethodik**

Gemäß vorheriger Erklärung wurde die Berechnungsgeschwindigkeit erhöht. Damit wird der eigentliche Berechnungs- und Entscheidungsprozess auf eine Summe von Werten, und ein Vergleich ob der ermittelte Wert größer oder kleiner eines definierten Wertes ist, reduziert.

- **Schaltanzahl-Begrenzung als Einschaltverzögerung**

Durch die Beschränkung der Schaltanzahl je Zeiteinheit eines mechanischen Schaltgerätes wie es die verwendeten Schütz darstellen, muss diese berücksichtigt werden. Es bietet sich an, das Schaltgerät nach dem Ausschalten eine Zeit, welche der max. Schaltfrequenz entspricht, als „Abkühlzeit“ in diesem Zustand zu erzwingen. Alternativ könnte auch eine Mindesteinschaltdauer vorgegeben werden, um die Schaltanzahl je Zeiteinheit zu reduzieren. Durch die Anwendung einer „Abkühlzeit“ ist garantiert, dass die Beschränkung der Schaltanzahl keine unzulässigen Zustände auf der Direktleitung (z.B. Übertragung von Gebäude B nach Gebäude A) erzwingt. In der Umsetzung wurde anstatt einer erzwungenen Pause nach dem Ausschalten eine erzwungene Pause vor dem Einschalten gewählt. Sinn dieser Umsetzung ist, dass bei grenzwertigen Zuständen (z.B. Durchschalten der Leitung aufgrund der Verhältnisse in Gebäude A und Gebäude B gerade noch möglich) die Einschaltung verzögert ist. In diesem Grenzbereich kommt es öfters zu einem Wechseln zwischen erlaubten und nicht erlaubten Zuständen. Da jeder Wechsel vom erlaubten in den nicht-erlaubten Zustand den Timer neu startet, wird die Anzahl der Schaltungen effektiv reduziert.

In Tabelle 6.14 sind die für die weiteren Entscheidungen herangezogenen Kriterien gemäß den Richtlinien TOR°D4 aufgelistet.

Tabelle 6.14: Einstellungen für den Entkopplungsschutz für netzparallele Erzeugungsanlagen

Quelle: (e-control, 2016)

Funktion	Einstellwerte	
	Einstellwert	Auslöseverzögerung
Überspannungsschutz $U_{eff} >>$	1,15 Un	$\leq 0,1$ s
Überspannungsschutz $U_{eff} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min Mittelwertes (Überwachung der Spannungsqualität)	1,11 Un	$\leq 0,1$ s
Unterspannungsschutz $U_{eff} <$	0,80 Un	$\leq 0,2$ s
Überfrequenzschutz $f >$	51,5 Hz	$\leq 0,1$ s
Unterfrequenzschutz $f <$	47,5 Hz	$\leq 0,1$ s
Netzausfall		≤ 5 s

Die Überwachung der Grenzwerte erfolgt einerseits durch den PV-Wechselrichter im Gebäude A, welcher gemäß den Richtlinien konfiguriert ist, andererseits durch Netzparameter-Messgeräte, welche in beiden Gebäuden verbaut sind.

Diese Messgeräte wurden in weiterer Folge auch zur Steuerung der Direktleitung herangezogen und können auf eine nicht erlaubte Situation (siehe Abschaltkriterien Tabelle 6.13) in einer Zeit < 200 ms reagieren und die Direktleitung abschalten. Eine Weiterentwicklung des Mess- und Steuergerätes mit 30 ms Reaktionszeit ist anzustreben, um für zukünftige Anforderungen gerüstet zu sein.

6.5.6 Installation und Betrieb der Pilotanlage

6.5.6.1 Installation

Die Installation der meisten Komponenten erfolgt direkt in den Hauptverteilerschränken der beiden Gebäude. Im Gebäude B muss aus Platzgründen ein eigenes Gehäuse für das Leistungsmess- und Steuergerät, sowie für die Zähleinrichtung und die Schütz eingerichtet werden. Der Leitungs- und Fehlerstromschutzschalter wird im Gebäude B im vorhandenen Hausinstallationsverteiler untergebracht. In der Abbildung 6.39 wird der ursprünglich geplante gesamte Schaltplan der Prototypenanlage abgebildet. Erkennbar ist die Aufteilung in Leistungs- und Steuerkreis. Der Steuerkreis ist im Prototyp mit 24 V Gleichspannung ausgeführt, da dies der gewählte Typ des Schütz verlangt.

Der Schaltplan zeigt die Serienschaltung der einzelnen Steuer- und Sicherheitskomponenten. Bei Verletzung einer Schaltbedingung oder bei Auslösen einer Sicherheitseinrichtung wird der gesamte Steuerkreis unterbrochen. Dies führt zum Abfallen der Schütz und damit zum Unterbrechen der Direktleitung. Das Energiemanagementsystem ist hierbei in den Steuerkreis eingebunden. Im Probetrieb wird dieser Punkt im System auf manuellen Betrieb gesetzt um die Versuchsanlage ohne Beeinflussung testen zu können.

Beim Leistungspfad wurden in der realen Umsetzung die Schaltkomponenten und der Energiezähler (zur Abrechnung) im Gebäude B untergebracht. Dadurch kann über die Direktleitung die Versorgung der Mess- und Steuerkomponenten in Gebäude B von Gebäude A aus erfolgen.

Da bei der Umsetzung versucht wurde, soweit wie möglich bestehende Leerverrohrung zu nutzen, muss aus Platzgründen auf eine eigene Versorgungsleitung der Komponenten verzichtet werden. Aus demselben Grund wird auf eine Verlegung eines Ethernetkabels verzichtet. Für die Übertragung der Mess- und Steuerdaten zwischen den beiden Gebäuden wird auf Powerline-Kommunikation zurückgegriffen.

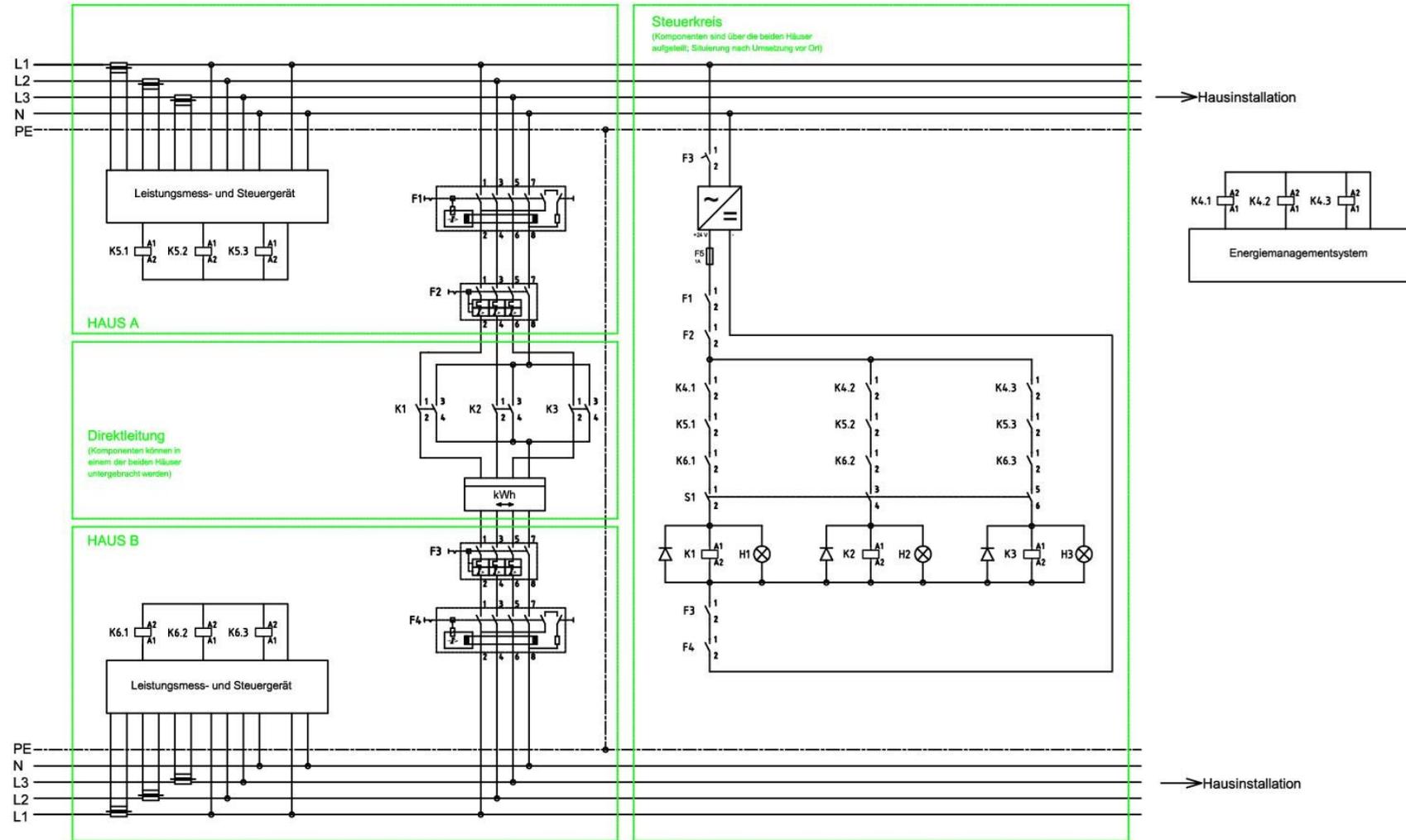


Abbildung 6.39: Schaltplan Prototyp der elektrischen Direktleitung
 Quelle: (eigene Darstellung)

Gem. dem Schaltplan wurden in der Pilotanlage folgen Komponenten verbaut (Tabelle 6.15).

Tabelle 6.15: Komponenten der Versuchsanlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Komponenten	Anzahl	Installationsort
Fehlerstromschutzschalter $\Delta I = 30 \text{ mA}$ mit Meldekontakt SCHNEIDER ELECTRIC A9Z21440 SCHNEIDER ELECTRIC A9A26924	2	Gebäude A, Gebäude B
Leitungsschutzschalter C16 mit Meldekontakt EATON PLSM-C16/3N-MW EATON Z-NHK	2	Gebäude A, Gebäude B
Mess- und Steuermodul LUMEL N43-12100E0	2	Gebäude A, Gebäude B
Stromwandler 60A/1A WAGO 855-301/060-101	6	Gebäude A, Gebäude B
Schütz 20 A (bei AC1) mit zusätzlichen Freilaufdioden und Kontrolllampen SIEMENS CP 3RT2016-1BB41	3	Gebäude B
Netzteil 24 V/60 W PHOENIX CONTACT UNO-PS/1AC/24DC/ 60W	1	Gebäude A
Energiezähler ELTAKO DSZ12D-3X65A	1	Gebäude B

Die Verlegung der eigentlichen Direktleitung (NYY-J 5x1,5 mm²) erfolgte wie bereits erwähnt zum Teil in vorhandener Verrohrung bzw. in neu gelegter Erdverrohrung. Für die neu verlegte Verrohrung wurde mit 65 mm Durchmesser ein größerer Rohrquerschnitt als notwendig gewählt. Dies ermöglicht im Testbetrieb spätere Änderungen an der Verkabelung leichter vornehmen zu können. In den Gebäuden werden zumeist Aufputzinstallationen ausgeführt. Lediglich in Gebäude B werden die letzten drei Meter vor dem Hauptverteiler in vorhandene Leerverrohrung gezogen. Abbildung 6.40 zeigt Fotos der Installationsarbeiten bei Haus B.



Abbildung 6.40: Verlegung flexibles Kabelschutzrohr und Erdverlegung der Direktleitung in Haus B

Quelle: (eigene Darstellung)

Im Rahmen der Arbeiten wurde rund 20 m neue Erdverrohrung verlegt. Das verlegte Kabel erreicht von Anfang bis Ende (von Hauptverteiler Gebäude A bis Hauptverteiler Gebäude B) eine Strecke von ca. 61 m.

6.5.6.2 Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme der Prototypenanlage erfolgte schrittweise. In der ersten Phase wurde die Leitung im Handbetrieb betrieben. Dies bedeutet, dass die Leitung unter ständiger Beobachtung der Kontrollmessungen manuell aktiviert wird. So wurde das reale physikalische Verhalten der Leitung im Vergleich zum am Modell definierten Verhalten ermittelt. Stufenweise wurde den dezentralen Steuereinheiten die Kontrolle unter Beobachtung der Messinstrumente übergeben. In dieser Phase wurde die Mess- und Steuersoftware auf Ebene der Mikrocontroller weiter angepasst. Dieser Schritt war notwendig, da im Vergleich zum Netzmodell, welches auf dem Modell der Sensitivitätsanalyse (siehe Abschnitt 6.5.5.1) basiert, Beeinflussungen existieren, die berücksichtigt werden müssen.

Im Rahmen der Inbetriebnahme wurde festgestellt, dass der Einbau von Fehlerstromschutzschaltern zu Problemen führt. Die Ursache konnte bislang nicht festgestellt werden. Vermutet wird eine ungleichmäßige Aufteilung der Ströme in den Leitern für die Außenleiter und Neutralleiter. Dies führt zu Anpassungen bei dem Aufbau der Versuchsanlage.

Anpassungsmaßnahmen

Die FI-Schutzschalter auf beiden Enden der Leitung wurden deaktiviert, um eine eingehende Untersuchung der elektrischen Situation zu ermöglichen. Im ersten Schritt wurde mittels Sichtprüfung bei Zugänglichkeit des Kabels bzw. Messung der erdverlegten Abschnitte eine Beschädigung der Isolation ausgeschlossen. Weitere Versuche mit Messungen des einstellenden Summenstromes zeigten, dass sich ein Summenstrom über alle Außenleiter und dem Neutralleiter einstellt, der in den meisten Betriebszuständen größer als die vom FI-Schalter erlaubten 30 mA ist. Der Grund dafür ergibt sich aus der durch die Direktleitung entstehenden Netztopologie. Diese bedingt, dass der Strom sowohl über die Leitungen als auch über die Neutralleiter mehrere Pfade zur Verfügung hat. Geht man davon aus, dass die Widerstandsverhältnisse der Leiter- sowie der Neutralleiterpfade gleich sind, kommt es zu keinem Problem.

Im hier untersuchten Fall stellt sich die Situation anders dar, es dürfte eine Ungleichmäßigkeit in den Widerstandsverhältnissen vorliegen. Dadurch teilen sich die Leiterströme und die Neutralleiterströme ungleich auf die vorhandenen Strompfade auf, es resultiert ein Summenstrom, der den FI-Schalter zum Auslösen bringt. Daraus lässt sich schließen, dass auch an der Übergabestelle EVU/Kunde die Summe aller Ströme ungleich null ist. Das im Abschnitt 6.5.5.1 aufgestellte Modell zeigt bei Erweiterung auf ein dreiphasiges System, dass sich die Stromflüsse auf den einzelnen Phasen nicht mit der geplanten Ansteuerung beeinflussen lassen.

Sofern die Summe aller Neutralleiter- und Außenleiterströme ungleich null ist dies als Verletzung des Verbots der Energieeinspeisung bei Gebäude B zu sehen. Mit dem

ursprünglichen Versuchsaufbau kann daher die Einhaltung der rechtlich erlaubten Betriebsgrenzen nicht sichergestellt werden, weshalb eine Anpassung der Umsetzung der Direktleitung erfolgen musste.

Als kostengünstige Lösung für die Pilotanlage wird die galvanische Trennung der beiden Gebäude umgesetzt. Der Einsatz von Trenntransformatoren führt zu einer Auftrennung der Gebäude in zwei galvanisch getrennte Bereiche. Für eine Wicklung eines Transformators gilt, dass die Summe der Ströme an den Anschlüssen der Wicklung null ist. Aus diesem Zusammenhang kann gefolgert werden, dass die Summe aller Ströme am Hausanschluss null ist.

6.5.6.3 Testbetrieb

Im folgenden Testbetrieb konnte festgestellt werden, dass mit der Variante der galvanischen Trennung alle notwendigen Kriterien für den Betrieb der Direktleitung eingehalten wurden.

Weitere Erkenntnisse für Planung und Betrieb von entsprechend großen Transformatoren ($S_N=1500$ VA) in Einfamilienhäusern wurden ebenfalls bei diesem Testbetrieb gemacht. Diese betreffen sowohl das Einschalten als auch den Leerlaufbetrieb der Transformatoren. Das Einschalten der Transformatoren verursachte teilweise Auslösungen der Leitungsschutzschalter. Dies ist auf den Magnetisierungsstrom zurückzuführen.

Zur Reduktion der Leerlaufverluste werden die Transformatoren nur zwischen 8 und 20 Uhr mittels eines 4-poligen Schütz an das Netz im Gebäude A geschaltet. Ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb der Direktleitung außerhalb dieser Zeitspanne ist ausgeschlossen, da gemäß den Datenaufzeichnungen kein ausreichender Überschuss der PV-Anlage zur Weiterleitung verfügbar ist. Daher können alle Komponenten der Direktleitung über die Nachtstunden deaktiviert werden.

Gemeinsam mit den Transformatoren werden auch die weiteren Betriebskomponenten wie die Spannungsversorgung des Steuerkreises geschaltet. Die Betriebszeit stellt jenen Zeitraum dar in dem ein nennenswerter zu übertragender Überschuss erwartet wird. Die Ansteuerung erfolgt über den bereits in dem Energiemanagement vorhandenen gesteuerten Abgang. Für einen späteren Alleinbetrieb eines Direktleitungssystems kann vereinfachend eine Zeitschaltuhr diese Funktion übernehmen. Ein Einschalten von Transformatoren mit großen Nennleistungen, wie in diesem Fall, führt zu hohen Einschaltstromstößen (Inrush-Strom). Grund für diesen Strom ist die notwendige Energie, welche ein Transformator benötigt um das Magnetfeld im Inneren aufzubauen. Abhängig vom Zeitpunkt des Einschaltens (bezogen auf die Sinusform der Netzspannung im Stromnetz) können Ströme auftreten, welche höher als der Nennstrom des Transformators sind. Übliche Absicherungen wie Leitungsschutzschalter werden dadurch unzulässig beeinflusst, wodurch diese auslösen. Dies war auch sehr häufig bei der Inbetriebnahme zu beobachten. Zur Begrenzung des Inrush-Stromes, zur Schonung der Schalt- und Schutzkomponenten durch die täglichen Einschaltvorgänge und zur Absicherung des Betriebes gegen Schutzüberfunktion werden die Transformatoren mit Einschaltstrombegrenzern auf Heißeiterbasis primärseitig ausgerüstet.

In Abbildung 6.41 ist die Abänderung des Aufbaues in der Umsetzung erkennbar. Die Versorgung aller Komponenten wird nun über die Nachtzeiten abgeschaltet. Dies reduziert die Stand-By Verbräuche der Anlage, insbesondere jene der Koppeltransformatoren.

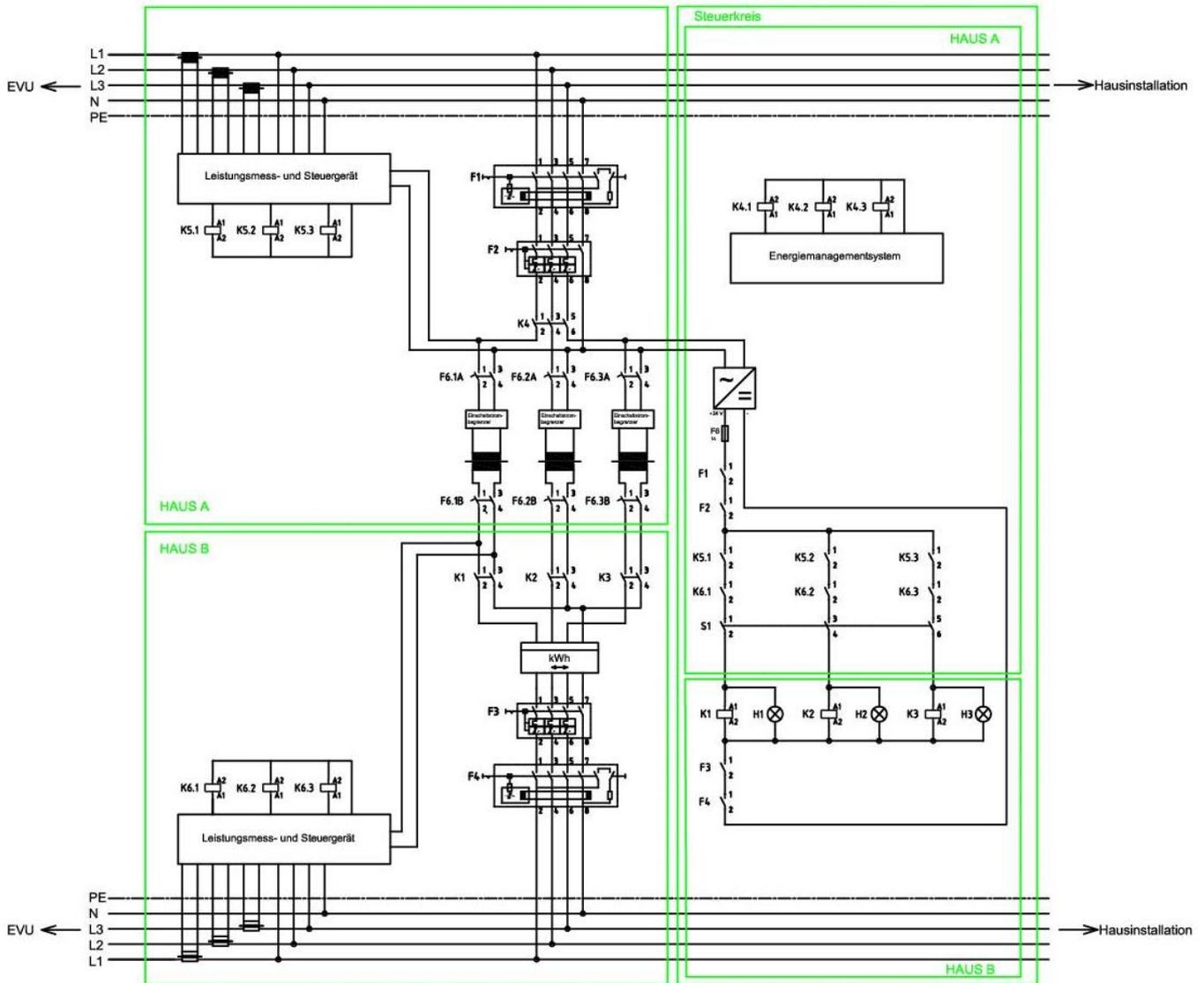


Abbildung 6.41: Schaltplan der Direktleitung nach Umbau auf galvanische Trennung

Quelle: (eigene Darstellung)

Eine weitere Erkenntnis des Testbetriebs ist die Übertragungsfähigkeit des Systems. Im Grenzbereich der Systemnutzung (niedriger Verbrauch in Gebäude B bei hohem Überschuss in Gebäude A) finden sehr schnell Überschreitungen der Systemgrenzen statt. Erklärbar ist dies aufgrund des durch die Transformatoren veränderten Übertragungsverhaltens der Direktleitung. Zur Verbesserung der Ausnutzung der Direktleitung, sollte eine bei einem Endkunden umgesetzte Direktleitung mit regelbaren Transformatoren ausgerüstet sein. Damit ergibt sich eine Verschmelzung der Konzepte „Leistungsflusssteuerung mittels Regeltransformator“ (siehe Abschnitt 6.5.1) und dem hier umgesetzten Konzept der Direktleitung. Die nachfolgende Tabelle 6.16 zeigt die verbauten Komponenten der Pilotanlage nach Abänderung des Systems.

Tabelle 6.16: Verbaute Komponenten der abgeänderten Versuchsanlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Komponenten	Anzahl	Installationsort
Fehlerstromschutzschalter $\Delta I = 30$ mA mit Meldekontakt SCHNEIDER ELECTRIC A9Z21440 SCHNEIDER ELECTRIC A9A26924	2	Gebäude A, Gebäude B
Leitungsschutzschalter C16 mit Meldekontakt EATON PLSM-C16/3N-MW EATON Z-NHK	2	Gebäude A, Gebäude B
Mess- und Steuermodul LUMEL N43-12100E0	2	Gebäude A, Gebäude B
Stromwandler 60A/1A WAGO 855-301/060-101	6	Gebäude A, Gebäude B
Schütz 20 A (bei AC1) mit zusätzlichen Freilaufdioden und Kontrolllampen SIEMENS CP 3RT2016-1BB41	3	Gebäude B
Netzteil 24 V/60 W PHOENIX CONTACT UNO-PS/1AC/24DC/ 60W	1	Gebäude A
Energiezähler ELTAKO DSZ12D-3X65A	1	Gebäude B
Transformator BREVE TUFVASSONS STM1600/230/230V	3	Gebäude A
Einschaltstrombegrenzer Thalheimer TEB 02/S	3	Gebäude A
Leitungsschutzschalter 6A ABB 2CDS211001R0064	6	Gebäude A
PLC-Modul (PowerLAN zur Messgerätenbindung) TP-LINK AV500 Nano	2	Gebäude A, Gebäude B

6.5.6.4 Standardbetrieb

Nach Beendigung der Umbau- und Konfigurationsarbeiten und Behebung mehrerer Defekte wurde die Direktleitung ab 15.09.2016 im Regelbetrieb betrieben. Die im Betrieb befindliche Direktleitung weist folgende Parameter auf (siehe Tabelle 6.17).

Tabelle 6.17: Betriebsparameter der Direktleitung im Probebetrieb

Quelle: (eigene Darstellung)

Maximal übertragbarer Strom je Außenleiter	6 A
Maximale übertragbare Leistung je Außenleiter (bez. auf Nennspannung)	1.380 W
Reaktionszeit auf nicht erlaubte Systemzustände	< 200 ms
Einschaltverzögerung (Beschränkung der Schaltvorgänge je Minute)	
Erlaubte Betriebszeit	8 – 20 Uhr

Wie im Abschnitt „Testbetrieb“ erläutert, werden die Transformatoren nur zwischen 8°-20°Uhr betrieben, um die Leerlaufverluste zu reduzieren. Ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb der

Direktleitung außerhalb dieser Zeitspanne ist ausgeschlossen, da gemäß den Datenaufzeichnungen kein ausreichender Überschuss der PV-Anlage zur Weiterleitung verfügbar ist.

Erkennbar ist auch, dass die Direktleitung durch den Einbau der Trenntransformatoren eine stärkere Beschränkung in der übertragbaren Leistung aufweist. Diese Beschränkung ist auf wirtschaftliche Gründe zurückzuführen, da die Installation größerer Transformatoren einen wesentlich höheren finanziellen Aufwand als Nutzen bedeutet hätte (siehe Deliverable 3.1).

Im Betrieb wurden die in Tabelle 6.18 dargestellten Parameter gemessen. Darin ist ersichtlich, dass die Direktleitung einen hohen Eigenverbrauch aufweist. Der Wert ist durch die verwendeten Geräte begründet. In den Aufzeichnungen des Energiemanagementsystems ist ersichtlich, dass dieses im Probetrieb nicht wie geplant über die Nachtstunden die Stromzufuhr zu den Hilfs- und Messgeräten der Direktleitung unterbrochen hat. Aus diesem Grund wurde auch in der Nacht Energie für den Betrieb der Gerätschaften verbraucht.

Tabelle 6.18: Gemessene Übertragungseffizienz der Prototypenanlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Maximale zugleich über alle Außenleiter übertragene Leistung	890 W
Schaltvorgänge je Außenleiter	~20 /d
Übertragene Energie (15.09.2016 – 19.04.2017) gemessen am Übergabepunkt in Gebäude B	14 kWh
Eigenverbrauch der Versuchsanlage (15.09.2016 – 19.04.2017)	179 kWh

Tabelle 6.19 zeigt den Verbrauch der Betriebsmittel der Direktleitung auf. Die angegebenen Werte sind Maximalwerte für die bezogene Leistung der Geräte nach deren Datenblättern.

Tabelle 6.19: Maximaler Leistungsbezug der Mess- und Steuergeräte sowie Hilfs- und Übertragungseinrichtungen der Versuchsanlage

Quelle: (eigene Darstellung)

Gerät	Anzahl	Verbrauch pro Gerät	Verbrauch gesamt
Lumel N43 Netzparametermess- und Steuergerät	2	6 VA	12 VA
TP-Link AV500 Nano Powerline-LAN-Übertragung	2	2 VA	4 VA
ELTAKO DSZ12D-3X65A Stromzähler geeicht	1	1,5 VA	1,5 VA
Chauvin Arnoux PEL 103 Netzparametermessgerät	2	30 VA	60 VA
Phoenix Contact UNO-PS/1AC/24DC/60W Hutschienen-Netzteil (Leerlauf-Verbrauch)	1	0,3 VA	0,3 VA
BREVE TUFVASSONS STM1600/230/230V Transformator	3	k.A. im Datenblatt	
Maximaler Leistungsbezug der Prototypenanlage im Leerlauf			77,8 VA

Der tatsächliche Leistungsbezug einer Komponente ist teilweise abhängig von deren Betriebszustand. Die Aufschlüsselung der Komponenten der Direktleitung zeigt den Eigenverbrauch

der Prototypenanlage. Eine genaue Betrachtung des Zeitverlaufs in der Messung am Netzanschluss von Haus B zeigt das Verhalten der Direktleitung auf (siehe Abbildung 6.42).

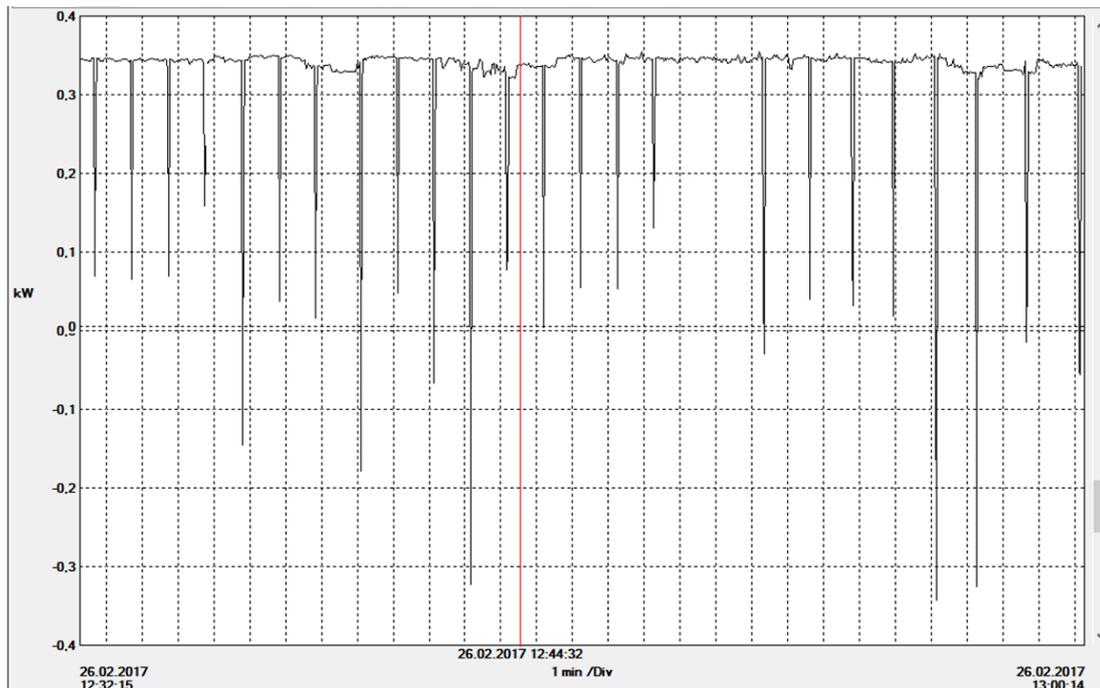


Abbildung 6.42: Verlauf der Leistung auf Leiter L1 am Netzanschluss von Gebäude B

Quelle: (eigene Darstellung – Screenshot der Auswertungssoftware des im Gebäude B installierten Messsystems)

In Abbildung 6.42 ist der beispielhafte Verlauf der Leistung am Netzanschluss von Gebäude B dargestellt. Erkennbar ist, dass die Direktleitung durch die Mess- und Steuergeräte eingeschaltet wird. Durch das Aktivieren der Direktleitung wird über diese vom Gebäude B in das öffentliche Netz eingespeist. Da hiermit ein nicht erlaubter Systemzustand vorliegt, wird die Leitung nach Detektion durch das Steuersystem sofort wieder abgeschaltet. Die Pause zwischen den „Zacken“ im Leistungsverlauf beruht auf der vorgegebenen Pausenzeit zur Reduktion der Schaltvorgänge der Schütze. Der in Abbildung 6.42 dargestellte beispielhafte Verlauf ist für den Betriebszeitraum der Direktleitung als typisch zu bezeichnen. Aufgrund des vorliegenden Verhaltens (nur sehr kurze Einschaltdauern auf der Anlage) wird nur eine geringe Menge Energie über die Leitung übertragen.

Im Betrieb der Direktleitung wurde ein Auslösen des Leitungsschutzschalters vor und nach dem Trenntransformator für den Außenleiter L3 beobachtet. Als Auslöser wird ein Strom mit einem Vielfachen des Nennstromes des Transformators vermutet. Ein Zeitpunkt oder eine Ursache für den auftretenden hohen Strom kann anhand der Messdaten nicht ausgemacht werden.

Die Aufzeichnungen des Verhaltens der Direktleitung zeigen, dass der umgesetzte Prototyp die Erwartungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens und der übertragenen Energie noch nicht erfüllt. Es ist am Ende der Projektlaufzeit nicht möglich mit dem umgesetzten System eine wirtschaftlich und technisch zufriedenstellende Lösung für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch zwischen zwei Einfamilienhäusern zu erzielen.

6.6 Gesamtbetrachtung

6.6.1 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt wird der anhand der Simulation berechnete Nutzen der in Abschnitt 6.3 (Eigenverbrauchsoptimierung), Abschnitt 6.4 (Thermische Weiterleitung) und Abschnitt 6.5 (Elektrische Direktleitung) beschriebenen Maßnahmen bei der gemeinsamen Betrachtung aller Maßnahmen dargestellt.

Zuerst wird der Gesamtenergieverbrauch der Gebäude betrachtet. Dabei wird für die thermische Energie die elektrische Leistung der Wärmepumpen herangezogen. Durch eine Nachtabsenkung auf 18 °C reduziert sich der thermische Bedarf des Gebäudeverbunds um 3 %. Da die Leistung der Wärmepumpen etwa 50 % des gesamten Stromverbrauchs ausmachen, reduziert sich dadurch der Gesamtenergiebedarf um 1,5 %. Die Lastverschiebung der Wärmepumpe reduziert den Verbrauch kaum, erhöht jedoch den Anteil des verbrauchten PV-Stroms von 31 % auf 41 %. Eine thermische Weiterleitung bringt eine zusätzliche Reduktion des thermischen Verbrauchs um 3,8 % wodurch sich der Gesamtverbrauch um -3,4 % vom Ausgangswert reduziert.

Erweitert man das System zusätzlich durch einen Speicher, erhöht sich der elektrische Energieverbrauch auf Grund der berücksichtigten Verluste um 10,4 %. Bei einer zusätzlichen Umsetzung einer elektrischen Weiterleitung reduziert sich die Verlustleistung im Speicher auf 9,4 %. Insgesamt reichen die Einsparungen von der thermischen Optimierung jedoch nicht aus um den gestiegenen Energieverbrauch zu kompensieren und es erhöht sich der jährliche Energieverbrauch um 1,6 % (siehe Abbildung 6.43).

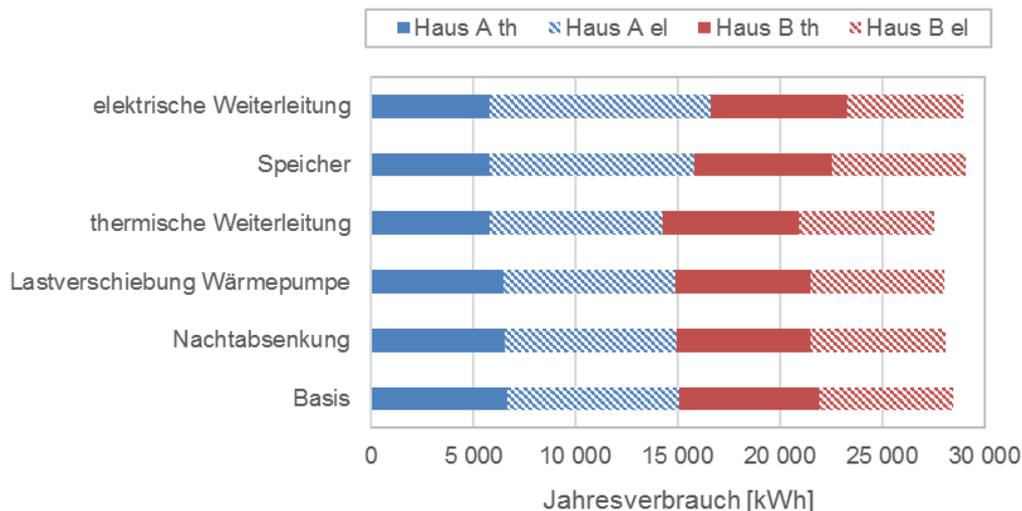


Abbildung 6.43: Gesamtenergieverbrauch des Gebäudeverbunds bei Umsetzung mehrerer Maßnahmen
Quelle: (eigene Darstellung)

Betrachtet man hingegen, wie der erzeugte PV-Strom genutzt wird, so zeigt sich anhand der Simulation eine deutliche Steigerung des Eigenverbrauchsanteils von 31 % auf 80 %. Dabei werden 55 % der Erzeugung von Objekt A verbraucht und 10 % an Objekt B weitergeleitet. Bei der Speicherung gehen 14 % verloren. Die verbleibenden 20 % werden noch in das Netz eingespeist (siehe Abbildung 6.44).

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

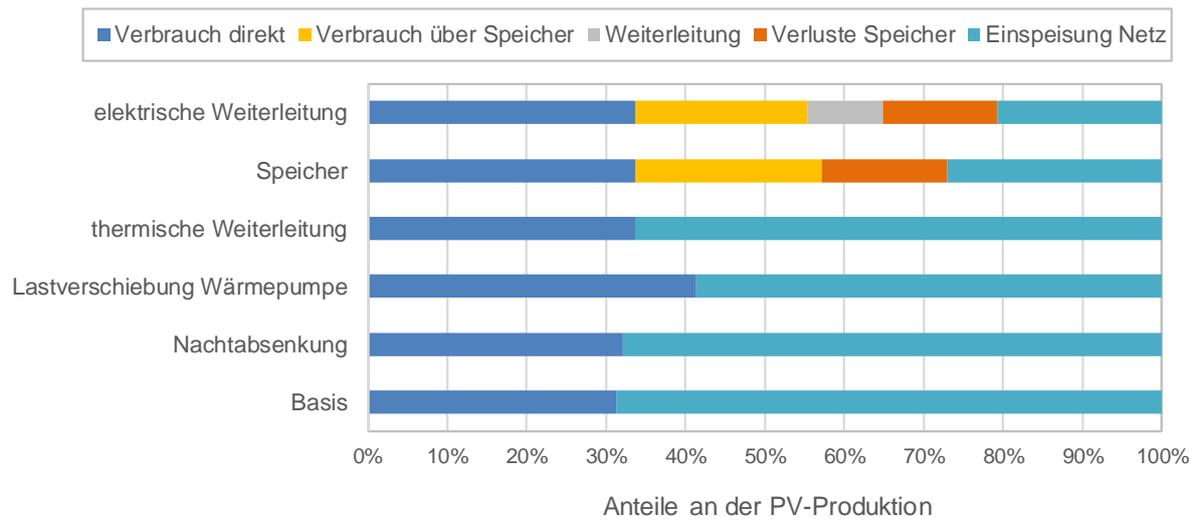


Abbildung 6.44: Verwendung der PV-Produktion bei Umsetzung mehrerer Maßnahmen

Quelle: (eigene Darstellung)

Wird die genutzte Produktion dem Gesamtverbrauch gegenüber, so sieht man, dass der Ertrag der PV-Produktion nur einen geringen Anteil abdecken kann (siehe Abbildung 6.45).

Mit allen Anpassungen können 5,4 MWh_{el} von den insgesamt verbrauchten 16,6 MWh_{el} durch die PV-Anlage abgedeckt werden. Die übertragbaren 930 kWh_{el} an Gebäude B machen 7,5 % seines Energieverbrauchs aus.

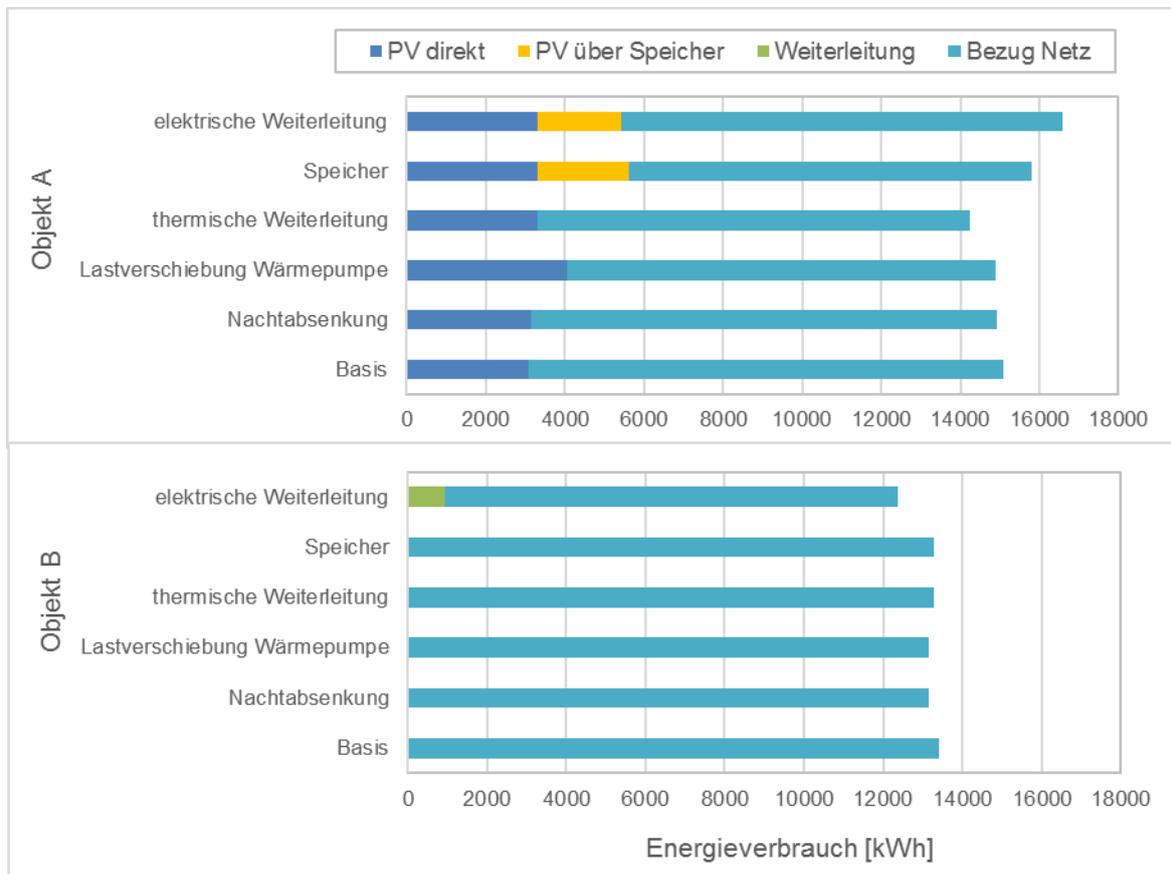


Abbildung 6.45: Anteile der PV-Produktion am Verbrauch beider Objekte bei Simulation aller Maßnahmen

Quelle: (eigene Darstellung)

6.6.2 Vergleich Ergebnisse der Simulation und des Pilotbetriebs

In den Simulationen wurde eine Übertragungskapazität von ca. 1.500 W als ausreichend betrachtet. Die Vergrößerung der möglichen Übertragungsleistung führt den Berechnungen zufolge nicht mehr zu einer sinnvollen weiteren Steigerung der übertragenen Energiemenge.

Die Simulationen sind jedoch nur mehr lose mit der letztendlich umgesetzten Anlage vergleichbar. Die simulierte Anlage in der Ausführung der Umschaltung der Versorgung von Gebäude B betrachtet eine Umschaltung des Versorgungsnetzes des Gebäudes. Damit ist sichergestellt, dass zu jedem Zeitpunkt, sowohl mit aktivierter, als auch deaktivierter Direktleitung, das Gebäude eindeutig über nur einen Versorgungspfad versorgt wird. Die anhand der Simulation errechneten Kenndaten, welche für das System als Erwartungswerte angenommen werden können, beziehen sich auf diesen Punkt.

Gemäß der Entscheidung im Projektteam wurde im 2. Projektjahr eine zum ursprünglich erarbeiteten technischen Konzept abgeänderte Version der Direktleitung umgesetzt. Nachteil dieser Umsetzung ist, dass für die Versorgung von Gebäude B nun bei aktivierter Direktleitung über zwei Strompfade erfolgt. Die Übertragung über die Strompfade in der sich einstellenden Netztopologie stellt sich aufgrund physikalischer Gegebenheiten ein. Aus diesem und anderen Gründen (siehe Abschnitt 6.5.6) sind die übertragenen Energiemengen über die Direktleitung wesentlich geringer, als anhand der Simulation errechnet.

7 Schlussfolgerungen

Das Projekt **InEnmasys Gebäude** hat die rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch bei den drei Untersuchungsobjekten Gewerbepark, Kommune und Einfamilienhäuser aufgezeigt und die Machbarkeit der Umsetzung einer Pilotanlage zwischen zwei Einfamilienhäusern bewiesen.

Aus dem Projekt können in Hinblick auf die adressierten Schwerpunkte folgende Schlussfolgerungen gezogen werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen und Anforderungen

Aus der Analyse der rechtlichen Ausgangssituation sind folgende Schlussfolgerungen für die Strom- und Wärmelieferungen zwischen zwei Objekten zu ziehen:

- Grundsätzlich ist ein gebäudeübergreifender Energieaustausch rechtlich möglich.
- Die Stromlieferung unterliegt den Ausführungsgesetzen der Länder zum EIWOG welche keine besonderen Anforderungen an den Erzeuger beinhalten. Für den Stromaustausch ist also keine Genehmigung erforderlich, es müssen nur die rechtlichen Bestimmungen für Errichtung und Bau der Stromleitungen eingehalten werden.
- Für den Wärmeaustausch ist entweder der Nachweis zu erbringen, dass kein Gewerbe ausgeübt wird oder ein freies Gewerbe anzumelden, wodurch sich die Anwendung der GewO 1994 i.d.g. F. ergeben kann.

Für die Weiterleitung der elektrischen Energie, kann die Installation einer Direktleitung erfolgen. Aus rechtlicher Sicht handelt es sich dabei um eine direkte Verbindung zwischen einem Erzeuger und einem Verbraucher. Wird die Direktleitung für eine Energielieferung genutzt, sind Maßnahmen vorzusehen, welche einen Transport der zu liefernden Energiemengen über das öffentliche Netz ausschließen. Die Ausführung unterliegt dem Elektrotechnikgesetz und der Elektrotechnik Verordnung.

Aus den rechtlichen Rahmenbedingungen ergeben sich folgende, generelle Anforderungen an das gebäudeübergreifende Strommanagement mit Direktleitung zwischen zwei Gebäuden:

- Kein Strom aus dem öffentlichen Netz darf über die Direktleitung transportiert werden.
- Keine Einspeisungen ins öffentliche Netz über die Direktleitung
- Überschusseinspeisung bei Erzeuger oder Verbraucher für die Gestaltung der Direktleitung rechtlich unwesentlich
- Die Direktleitung muss durch den Erzeuger betrieben werden

Die rechtlichen Vorgaben stellen damit das Anforderungsprofil der Regelung für den Betrieb der Direktleitung.

Untersuchungsobjekt Gewerbepark

Die Untersuchung des Gewerbeparks hat gezeigt, dass die Errichtung von Direktleitungen zur Versorgung von Endkunden rentabler ist, als die Nutzung des öffentlichen Netzes. Dies ist vor

Allem damit zu begründen, dass durch die Nutzung der Direktleitung ein höherer Strompreis vom Endkunden verlangt werden kann. Der höhere Strompreis ergibt sich daraus, dass der Kunde keine Netzgebühren für den über die Direktleitung bezogenen Energiemengen bezahlen muss.

Eine Verwertung der Überschusserzeugung durch einen Verkauf an die OeMAG ist in jedem Fall sinnvoll, auch wenn bei geringem Überschuss der zusätzliche Gewinn klarerweise geringer ausfällt.

Der Vergleich in Abbildung 7.1, der die Modelle zur ausschließlichen Versorgung der Firma A und die Modelle zur Versorgung aller MieterInnen des Gewerbeparks zeigt, lässt erkennen, dass eine Versorgung aller KundInnen bessere wirtschaftliche Ergebnisse liefert.

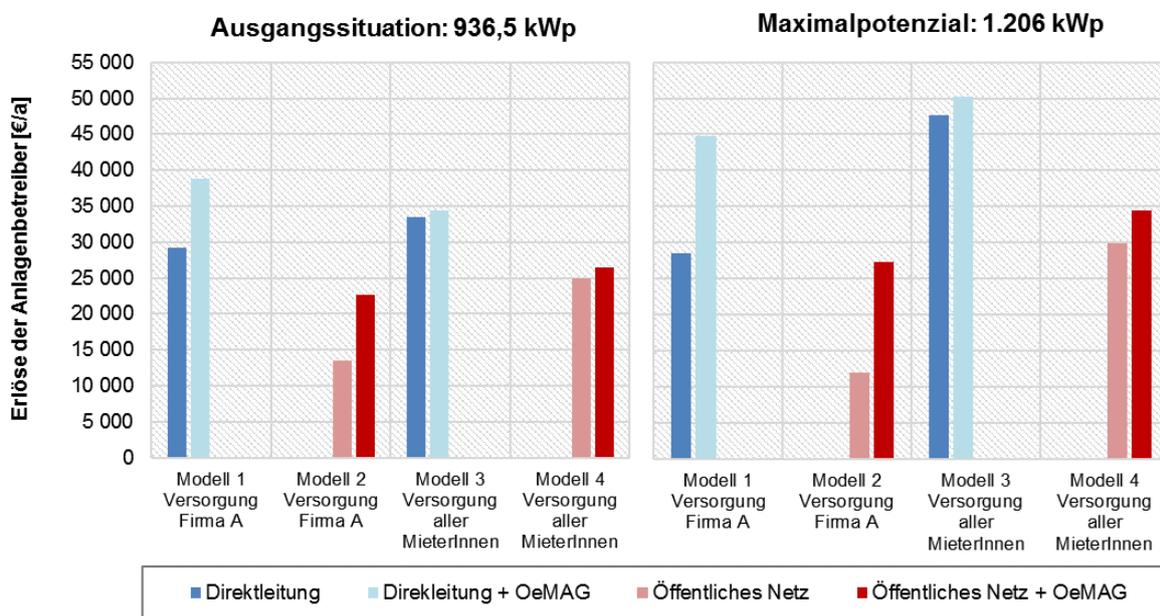


Abbildung 7.1: Vergleich der betrachteten Geschäftsmodelle

Quelle: (eigene Darstellung)

Untersuchungsobjekt Kommune

Bei der Betrachtung der Kommune zeigt sich, dass eine Nutzung des öffentlichen Netzes für den Stromtransport nicht wirtschaftlich ist. Grundsätzlich kann gesagt werden, dass eine Eigennutzung der erneuerbaren Stromerzeugung sinnvoll ist, solange die Überschusserzeugung ebenso Verwendung und Anwendung findet.

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass, um eine Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung aus erneuerbarer Überschussstromproduktion zu sichern, eine gewisse Menge an Überschusserzeugung vorhanden sein muss. Dieser Unterschied lässt sich mit den Ergebnissen der Modelle 1 - 3 darstellen und ist damit zu begründen, dass die Investitionskosten für die Wärmepumpe erst ab einer gewissen Menge verkaufter Wärme eingewonnen werden können. Daher kann festgehalten werden, dass für geringere Überschussstromerzeugungen, die genaue Menge hängt von den Systemparametern ab, eine vergütete Lieferung der Überschusserzeugung in das öffentliche Netz sinnvoller als die Wärmeerzeugung ist.

Generell kann festgestellt werden, dass eine Nutzung der Überschussstromerzeugung auch für die Kommune sinnvoll ist. Der genaue Verwendungszweck – Nutzung für die Erzeugung von Wärme oder vergütete Einspeisung in das öffentliche Netz – ist je nach Situation zu bewerten.

Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser

Durch die Analysen der technischen Gegebenheiten in den beiden Haushalten resultiert die Erkenntnis, dass Potentiale für eine Steigerung des Eigenenergieverbrauchs vorhanden sind. Diese Potentiale ließen sich mittels einer Optimierung einzelner Lastkomponenten, sowie durch einen Austausch von sowohl elektrischer als auch thermischer Überschusserzeugung zwischen den beiden Häusern ausschöpfen.

Um die Nutzung der erneuerbaren Stromerzeugung zu optimieren und in weiterer Folge möglichst viel des erzeugten Überschussstromes von Haus A nach Haus B transportieren zu können, wird eine Simulation durchgeführt.

Simulationsergebnisse

Für die einzelnen Maßnahmen ergeben sich aus den durchgeführten Simulationen die folgenden Resultate:

- **Nachtabsenkung:** Durch die Absenkung der Raumtemperatur in der Nacht auf 18 °C wird der Energiebezug der Wärmepumpe um 2 % reduziert. Der Anteil der Wärmepumpe am Gesamtstrombedarf beträgt rund 50 %, wodurch dieser eine Reduktion um 1,5 % erfährt.
Durch die Nachtabsenkung kommt es zu einer Steigerung des Eigenverbrauchs erneuerbarer Erzeugung von etwa 0,9 %, da mehr Heizenergie zu Zeiten der PV-Erzeugung bereitgestellt wird.
- **Wärmepumpe als verschiebbare Last:** Hier ergeben sich kaum weitere Auswirkungen, eine zusätzliche Reduktion des Verbrauchs der Wärmepumpe von ca. 0,2 % wird erreicht, jedoch ergibt sich eine erhöhte Nutzung der PV-Erzeugung. Auf den Gesamtverbrauch gerechnet beläuft sich damit die Änderung auf etwa 0,1 %. Durch diese Maßnahme kommt es zu einem starken Anstieg des direkten Eigenverbrauchs von zusätzlich 9,2 %.
- **Thermische Weiterleitung:** Die Weiterleitung des thermischen Überschusses von Haus B zu Haus A führt zu einer deutlichen Reduktion des Bedarfs an Energie der Wärmepumpe von Haus A. Die Reduktion beläuft sich auf 3,8 %, was in einer Änderung des Gesamtstromverbrauches von 1,8 % resultiert.
Durch die thermische Weiterleitung wird der Eigenverbrauchsanteil wieder reduziert, was sich damit begründen lässt, dass die Wärmepumpe in Haus A weniger Energie zur Erzeugung der benötigten Wärmeenergie benötigt. Dadurch besteht auch eine geringere Möglichkeit der Lastanpassung. Der resultierende Effekt beläuft sich auf eine Reduktion des Eigenverbrauchs von 7,7 %.

- **Speichereinsatz:** Die Integration des Speichers führt zu einer Erhöhung des Strom-eigenverbrauchs um 10,4 %. Dieser Umstand lässt sich mit den Verlusten des Speichers erklären. Umgerechnet auf den Gesamtstromverbrauch hat dies eine Erhöhung von etwa 5,5% zur Folge.
Der Einsatz des Speichers hat eine sehr starke Erhöhung des Eigenverbrauchs zur Folge, dieser setzt sich aus den Verlusten im Speicher und der tatsächlich verlagerten Energie zusammen. In Summe wird der Eigenverbrauch durch diese Maßnahme lt. Simulation auf etwa 58 % gesteigert.
- **Elektrische Weiterleitung:** Die elektrische Weiterleitung führt zu einer leichten Reduktion der Verbrauchserhöhung durch den Speicher, welche sich mit 0,9 % des Stromverbrauches beziffern lässt und sich mit 0,5 % in Gesamtverbrauch zu Buche schlägt, da Überschüsse vorrangig nicht eingespeichert sondern an das zweite Haus weitergeleitet werden.
Durch die Weiterleitung ist es möglich, zusätzliche erneuerbare Energie im Häuserverbund zu nutzen, mit dem Effekt, dass der Eigenverbrauch sich um weitere 6,3 % erhöht.

Aufgrund der theoretischen Betrachtungen könnte bei Umsetzung aller Maßnahmen ist eine Reduktion des Energiebedarfs der Wärmepumpe von 7,2 % und eine Erhöhung des Energiebedarfs der restlichen elektrischen Verbraucher (inkl. Speicher) von 9,4 % zu erkennen. Daraus resultiert eine Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs um 1,6 %. Diese Ergebnisse müssen jedoch in Kombination mit der Steigerung des PV-Eigenverbrauchs gesehen werden, die sich in Summe auf 79,2 % beläuft, was einer Gesamtsteigerung von 48 % entspricht.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Aufgrund der rechtlichen Ausgangslage und dem damit verbundenen Ausschluss der thermischen Direktleitung, wird der Fokus für das Untersuchungsobjekt Einfamilienhäuser auf die elektrische Direktleitung gerichtet.

Für die Umsetzung der Direktleitung ist es notwendig, eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des Systems durchzuführen, bei der die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Direktleitung, sowie die Stromgestehungskosten der PV-Anlage, den Einnahmen aus dem Stromverkauf gegenübergestellt werden. Mit dem Ergebnis, dass die Direktleitung wirtschaftlich betrieben werden kann, der Erlös aber maßgeblich von der übertragenen Energiemenge abhängt. Ist die PV-Anlage noch nicht abgeschlossen, beläuft sich der Gewinn unter den getroffenen Annahmen auf 11,60 € pro Jahr, bei einer abgeschriebenen Anlage auf 113,00 € pro Jahr. Dabei handelt es sich um sehr geringe Gewinne, doch verdeutlichen diese, dass ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Nachdem die Analyse in der Simulationsumgebung klare Vorteile durch die Maßnahmen aufzeigt, erfolgt die Umsetzung ausgewählter Optimierungsmaßnahmen sowie die Untersuchung der elektrischen Direktleitung in der Realität.

Pilotanlage

Die vorhandenen Messwerte für das Jahr 2016 zeigen, dass durch die Installation des Speichers die Eigenbedarfsdeckung im Gebäude A erhöht werden. Bei einer Betrachtung ohne Speicher kann eine Eigenbedarfsdeckung von 56 % erzielt werden. Durch den Speichereinsatz kann die Eigenbedarfsdeckung im Jahresmittel auf 82 % erhöht werden.

Eine Evaluierung der Auswirkungen einzelner Anpassungs-/Verbesserungsmaßnahmen im Realbetrieb der Gebäude kann aufgrund der Unstimmigkeiten in den Messdaten nicht erfolgen. Zwar erfolgte ab dem Zeitpunkt der Installation des Energiemanagementsystems eine laufende Messung unterschiedlicher Verbraucher im Gebäude A, doch kam es dabei immer wieder zu Ausfällen bzw. wurden über mehrere Wochen keine Daten erfasst. Zudem wurden einige Änderungen und Anpassungsmaßnahmen zeitgleich mit der Installation des Energiemanagementsystems durchgeführt, weshalb keine Vorher-Nachher Vergleiche angestellt werden können.

Die Aufzeichnungen des Verhaltens der Direktleitung zeigen, dass der umgesetzte Prototyp die Erwartungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens und der übertragenen Energiemenge derzeit nicht erfüllt. Es ist am Ende der Projektlaufzeit nicht möglich mit dem umgesetzten System eine wirtschaftlich und technisch zufriedenstellende Lösung zu erzielen.

Speichereinsatz

Auch konnten im Rahmen des Projektes Erfahrungen mit dem Einsatz eines NiFe-Akkus gemacht werden, die aufzeigen, dass es grundsätzlich eine Vielzahl an Punkten bei der Installation des Akku-Systems zu berücksichtigen gilt. Dies liegt vordergründig auch in der Verantwortung von Herstellern, Lieferanten und Installateure, die PV-Speichersysteme anbieten und beim Kunden installieren.

In Hinblick auf die Explosion des NiFe-Akkus wurde folgende Mängelliste erstellt, die nur einige Ursachen für den Defekt aufzählt und nicht als vollständig zu betrachten ist:

- Keine Qualitätsüberprüfung der gelieferten KOH (Kalilauge) (keine Überprüfung der Verunreinigungen und des Grads der Karbonatisierung)
- Keine Messung der Potentiale der Einzelbatterien vor der Inbetriebnahme und vor der Installation der Gesamtbatterie (daher auch keine Kenntnis der jeweiligen Spannungslagen der einzelnen Batterien vor und nach der Inbetriebsetzungsladung)
- Keine Messung der Zellspannungen während des Betriebs
- Keine laufende Überprüfung des Elektrolytniveaus während des Betriebs
- Keine Temperaturkontrolle direkt am Batteriepaket (Messung im Steuerschrank nicht sehr sinnvoll)
- Kein optimiertes Laderegime (je nach Zellspannung der Batterien ist eine Adaption der Ladespannung erforderlich)
- Keine Regelung der Ladespannung in Abhängigkeit der tatsächlichen Ladungsaufnahme (Monitoring der aufgenommenen Coulombs in Abhängigkeit von realer elektrochemisch wirksamer Oberfläche)

8 Ausblick und Empfehlungen

Das Projekt InEnmasys liefert umfassende Ergebnisse hinsichtlich der rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekte, die es bei der gebäudeübergreifenden Energieversorgung für unterschiedliche Anwendungsfälle (Gewerbepark, Kommune und Einfamilienhäuser) zu berücksichtigen gilt.

Anhand der theoretischen Betrachtungen hat sich gezeigt, dass eine Weiterleitung von PV-Überschüssen mittels Direktleitung für alle drei Untersuchungsobjekte sinnvoll erscheint, da so der Eigenverbrauch der PV-Anlagen und somit die Wirtschaftlichkeit erhöht werden kann. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei stark von der zu übertragenden Energiemenge ab. Weiterführende F&E-Tätigkeiten sind insbesondere im Bereich des Untersuchungsobjektes Gewerbepark anzustreben.

Im Allgemeinen kann festgehalten werden, dass sich für einen gebäudeübergreifenden Stromaustausch PV-Systeme besonders eignen, da sich diese Technologie für sämtliche Gebäudetypen bewährt hat, für die Zukunft hohe Wachstumsraten aufweist und zudem wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Überlegungen zur Versorgung über Direktleitungen sollten in weiterer Folge auch auf andere erneuerbare Energieerzeugungstechnologie, wie Windkraft- und Wasserkraftanlagen, ausgeweitet werden, um vor allem die Abhängigkeit von (Tarif-)Förderungen zu minimieren.

In Hinblick auf den gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch zeigen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse, dass die thermische Weiterleitung nur in gewissen Fällen ökonomisch rentabel ist. Zudem stellen hierbei, vor allem für Private, die rechtlichen Anforderungen eine Hürde zur Realisierung dar.

Im Zuge des Projektes konnte weiters eine Pilotanlage zwischen zwei Einfamilienhäusern installiert werden, die es ermöglicht PV-Überschuss von Gebäude A zu Gebäude B zu transportieren. Auch wenn die untersuchten technischen Lösungen noch keinen wirtschaftlichen Betrieb einer derartigen Anlage zulassen, so können zahlreiche Ergebnisse und Erkenntnisse für die weitere Erforschung der Problemstellung und in weiterer Folge der Entwicklung eines low-cost Lösungsansatzes für den gebäude- und energieträgerübergreifenden Energieaustausch gewonnen werden.

Hinsichtlich der Konzeption und dem Betrieb der Pilotanlage ergeben sich folgende weitere Handlungsfelder:

- **Vergleichmäßigung der Phasenbelastung**

Die Messungen der Phasenbelastung in Gebäude A ergaben eine hohe Korrelation der Ströme der Außenleiter. Dies bedeutet, dass das Gebäude einen hohen Grad an Symmetrierung erreicht. Eine weitere Anpassung in diesem Gebäude wurde aus diesem Grund als nicht zielführend erachtet.

Im Gebäude B sind hingegen ausgeprägte Unsymmetrien zwischen den Außenleitern vorhanden. Eine Vergleichmäßigung der Phasenbelastung ist nur mit einem sehr aufwändigen Umbau des Hauptverteilers möglich, da eine sehr große Anzahl an

Abgängen (mehr als 20) umgebaut werden muss. Hierbei stellt das beschränkte Platzangebot ein Problem dar. Derzeit ist ein Stromschienensystem für Niederspannungsverteilung zur Anbindung der Leitungsschutzschalter verbaut. Des Weiteren muss jeder einzelne Abgang im Verteiler vermessen werden und für jeden Stromkreis ein Leistungsprofil erstellt werden.

- **Entwicklung Komponenten**

In der Entwicklung der Komponenten stellt das Mess-Regelsystem aufgrund der Eigenentwicklung eine erhöhte Schwierigkeit dar. Im Projekt wurden die Netzparameter-Messgeräte zur Steuerung der Direktleitung herangezogen. Diese Messgeräte können auf eine nicht erlaubte Situation in einer Zeit < 200 ms reagieren und die Direktleitung abschalten. Eine Weiterentwicklung des Mess- und Steuergerätes mit 30 ms Reaktionszeit ist anzustreben, um für zukünftige Anforderungen gerüstet zu sein.

- **Steuerbarkeit der Direktleitung**

Eine zukünftige weitere Entwicklung der Anwendung der Direktleitung sollte eine bessere Steuerbarkeit der Direktleitung zum Ziel haben. Durch den Einbau der Trenntransformatoren ist für die Direktleitung eine stärkere Beschränkung in der übertragbaren Leistung gegeben. Diese Beschränkung ist auf wirtschaftliche Gründe zurückzuführen, da die Installation größerer Transformatoren einen wesentlich höheren finanziellen Aufwand als Nutzen bedeutet hätte. Als vielversprechendste Variante für die Umsetzung einer Leistungssteuerung kann eine DC-Kurzkupplung betrachtet werden, die allerdings aus Kostengründen nicht in der Pilotanlage realisiert wurde.

- **NiFe-Akku**

Bezüglich der Verwendung von NiFe-Akkus besteht die Notwendigkeit sichere Betriebsparameter in Labortests zu erarbeiten und danach in Demoprojekten zu evaluieren, ob dadurch ein sicherer und langfristiger Betrieb dieser Akkumulatoren möglich ist.

Auch wenn die untersuchten technischen Lösungen noch keinen wirtschaftlichen Betrieb einer derartigen Anlage zulassen, so können zahlreiche Ergebnisse und Erkenntnisse für die weitere Erforschung der Problemstellung und in weiterer Folge der Entwicklung eines low-cost Lösungsansatzes für den gebäude- und energieträgerübergreifenden Energieaustausch gewonnen werden.

9 Literaturverzeichnis

- e-control. (2016). *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln*. Wien: Version 2.3 vom 1.07.2016.
- EIWOG. (2010). *Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz*.
- Giselbrecht, K., Tragner, F., Fechner, H., Sehnal, E., Huber-Medek, K., Müller, L., . . . Weiss, B. (2011). *Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem*. Wien: Projektbericht im Rahmen des Programms "Neue Energie 2020".
- Google Inc. (12. 05 2015). *google maps*. (google) Abgerufen am 12. 05 2015 von <https://www.google.at/maps?source=tldsi&hl=en>
- Kunze, R. (2016). *Heizgradtage HGT 12/20 ausgewählter Standorte in Niederösterreich*. Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik.
- Mitterhuemer. (2014). *Anbot Eigenstromoptimierung mit dem Sonnenstromspeicher*. Steyr.
- Mitterhuemer. (2015). *Energiemanagementsystem*. Von <http://www.mitterhuemer.at/> abgerufen
- ZAMG. (2015). *Einstrahlungsdaten 2013 und 2014 der Wetterstation Wiener Neustadt*. Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik.
- ZAMG. (2015). *Globalstrahlungsdaten der Wetterstation Berndorf 2013-2014*.

10 Anhang

10.1 Begriffsdefinitionen lt. EIWOG

Begriff	Definition
Bilanzgruppe (§ 7 Z 4 EIWOG, 2010)	Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt.
Bilanzgruppenkoordinator	Natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die eine Verrechnungsstelle betreibt.
(§ 7 Z 5 EIWOG, 2010)	
Bilanzgruppenverantwortlicher	Eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche die Bilanzgruppe vertritt.
(§ 7 Z 6 EIWOG, 2010)	
Dezentrale Erzeugungsanlage	Eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilnetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient.
(§ 7 Z 7 EIWOG, 2010)	
Direktleitung	Entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen.
(§ 7 Z 8 EIWOG, 2010)	Anmerkung: <i>Direktleiter benötigen keine elektrizitätsrechtliche Konzession. Für Strom der über eine Direktleitung verkauft wird, fallen auch keine mit dem Regulierungssystem verbundenen finanzielle Belastungen an.</i>
Eigenverbrauch	„Eigenverbrauch“ ist die in einer Anlage erzeugte elektrische Energie, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird.
(§ 5 Abs. 1 Ökostromgesetz, 2012)	
Einspeiser	Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt.
(§ 7 Z 10 EIWOG, 2010)	Anmerkung: <i>Einspeiser sind wie Endkunden dazu verpflichtet Systemnutzungsentgelte an die Netzbetreiber zu bezahlen.</i>
Elektrizitätsunternehmen	Eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher. Gem. § 5 EIWOG 2010 werden den
(§ 7 Z 11 EIWOG, 2010)	

Elektrizitätsunternehmen in den Ausführungsgesetzen folgende gemeinwirtschaftliche Pflichten auferlegt:

1. die Erfüllung der durch Rechtsvorschriften auferlegten Pflichten im öffentlichen Interesse;
2. die Mitwirkung an Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen und an Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Anmerkung: *Elektrizitätsunternehmen sind durch ihre Gewinnorientierung bei Wahrnehmung mindestens eines aufgezählten Zwecks definiert. Das Augenmerk der Definition liegt dabei nicht auf dem Hauptzweck des Unternehmens, weshalb ein Elektrizitätsunternehmen schon dann vorliegt, sobald eine der aufgezählten Tätigkeiten – wenn auch nur in untergeordnetem Maß – ausgeübt wird.*

Ein Elektrizitätsunternehmen liegt auch dann vor, wenn eine juristische oder natürliche Person oder eine Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität erzeugt, den erzeugten Strom in Gewinnabsicht an Dritte abgibt. Eigen-erzeuger, die Elektrizität nur für den eigenen Bedarf erzeugen und nicht in Gewinnabsicht an Dritte abgeben, sind jedoch Endverbraucher und daher keine Elektrizitätsunternehmen. Auch Stromhändler sind Elektrizitätsunternehmen, weil sie Elektrizität liefern.

Erzeuger
(§ 7 Z 17 EIWOG, 2010)

Eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt (Produktion von Elektrizität).

Anmerkung: *Weil die Definition nicht auf Gewinnabsicht abstellt, fallen unter den Erzeugerbegriff auch Personen, die kein Elektrizitätsunternehmen sind.*

Erzeuger sind lt. EIWOG 2010 grundsätzlich zum Anschluss an das Netz des Verteilnetzbetreibers verpflichtet. AUSNAHME: Wenn der Erzeuger die elektrische Energie ausschließlich über Direktleitung an den Kunden liefert und selbst nicht an ein Verteilnetz angeschlossen ist.

Erzeugungsanlage
(§ 7 Abs. 1 EIWOG,
2010)

Ein Kraftwerk oder ein Kraftwerkspark

Kunden
(§ 7 Z 40 EIWOG, 2010)

Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen;

Anmerkung: *Der Begriff des Kunden ist für die Netzzugangsberechtigung von Bedeutung, da nur Kunden und Erzeuger netzzugangsberechtigt sind*

Lastprofil
(§7 Abs. 1 EIWOG,
2010)

Eine in Zeitintervallen dargestellte Bezugsmenge oder Liefermenge eines Einspeisers oder Entnehmers.

Lieferant
(§ 7 Z 45 EIWOG, 2010)

Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt.

Anmerkung: *Der Lieferantenbegriff zielt – im Gegensatz zum Stromhändlerbegriff – nicht auf Gewinnabsicht ab. Lieferant ist also auch,*

wer Elektrizität mit oder ohne Gewinnabsicht auf anderer Grundlage als eines Kaufvertrags zur Verfügung stellt.

Netzanschluss (§ 7 Abs. 1 EIWOG, 2010)	Die physikalische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem.
Netzbenutzer (§ 7 Z 49 EIWOG, 2010)	Jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt.
Netzbetreiber (§ 7 Z 51 EIWOG, 2010)	Betreiber von Übertragungs- oder Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50Hz.
Regelzone (§ 7 Abs. 1 EIWOG, 2010)	Kleinste Einheit eines Verbundsystems, die mit einer Leistungs- Frequenzregelung ausgerüstet und betrieben wird.
Stromhändler (§ 7 Z 65 EIWOG, 2010)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft. Anmerkung: <i>Personen, die Elektrizität ohne Gewinnabsicht verkaufen und zur Verfügung stellen, sind immerhin Lieferanten und Versorger.</i>
Versorger (§ 7 Z 74 EIWOG, 2010)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Versorgung wahrnimmt
Versorgung (§ 7 Z 75 EIWOG, 2010)	Der Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden. Anmerkung: <i>Versorgung ist Elektrizitätsverkauf. Stromhändler und Elektrizitätsverkaufende Erzeuger sind daher auch Versorger. Lieferanten sind nur Versorger, wenn sie Elektrizität verkaufen.</i>
Verteilnetzbetreiber (§ 7 Abs. 1, EIWOG, 2010)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Anschluss des Verteilnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen.

10.2 Varianten Leistungsflusssteuerung

A. Umschalten der Gebäudeversorgung zwischen EVU und Direktleitung	
Beschreibung	<p>Diese Variante beruht auf der vollständigen Abkopplung vom Netz des EVU von zumindest einem Gebäude und Versorgung dessen über die Direktleitung. Da eine Versorgung über die Direktleitung nur dann wirtschaftlich sinnvoll ist, wenn im Gebäude mit der installierten PV-Anlage ein Überschuss bei der Photovoltaik-Produktion herrscht, wird nur das zu versorgende Gebäude vom EVU-Netz getrennt und über die Direktleitung versorgt. Dies ist auch notwendig, da die PV-Wechselrichter üblicherweise nur dann in ein Netz einspeisen, wenn dieses den im Gerät festgelegten Parametern entspricht. Ist dies nicht der Fall, wird die Netzfreeschaltung aktiv und der Wechselrichter schaltet die Netzeinspeisung ab.</p> <p>Eine weitere Möglichkeit wäre die Umschaltung zwischen EVU und Direktleitung auf der Seite des Gebäudes mit der installierten PV-Anlage. Da jedoch nicht von allen Wechselrichtern bekannt ist, wie diese auf kurzfristige Netzunterbrechungen reagieren, wird diese Variante der Umschaltung vorerst nicht weiter behandelt.</p>
Aufbau und Anforderungen Leistungsteil	<p>Aufbau erfolgt im Umschaltbetrieb ähnlich dem eines Transferswitches einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) in EDV-Großanlagen. Folgende technische Anforderungen wurden festgelegt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dauerhafte Strombelastbarkeit mind. 25 A • Umschaltzeit max. eine Halbwelle (10 ms) • Geringer Energieverbrauch im Betrieb
Überlegungen für Umsetzung	<p>Da bei der Recherche keine den Anforderungen entsprechenden Transferswitches gefunden wurden, umfasst das Konzept des elektrischen Aufbaus eine Kombination aus Halbleiterschaltern (schnelle Umschaltzeit, hohe Verluste im Dauerbetrieb) und mechanischen Schaltern (langsame Umschaltzeit, niedrige Verluste im Dauerbetrieb, echte galvanische Trennung).</p> <p>Dabei dienen die Halbleiterschalter (Solid State Relais) direkt dem Umschalten zwischen den beiden Gebäuden um die Anforderung an die Umschaltzeit einzuhalten. Da diese jedoch Leckströme im nichtleitenden Zustand und höhere Verlustleistungen im leitenden Zustand aufweisen, werden diese durch mechanische Schalter im Dauerbetrieb überbrückt. Somit können beim Entwurf alle drei Forderungen, die an die Schaltung gestellt werden, erfüllt werden. Im nachfolgenden Blockschaltbild wird der Aufbau eines entsprechenden Schalters dargestellt. Dabei wurde der Zweig der die EVU-Versorgung schaltet mit öffnenden Schaltschützen und der Zweig für die Direktleitung mit schließenden Schaltschützen ausgeführt. Dadurch werden die Verluste der Anlage minimiert, wenn keine Versorgung über die Direktleitung erfolgt.</p>

<p>Blockschaltbild</p>			
<p>Phasenansteuerung</p>	<p>Grundsätzlich ist es möglich für jede Phase unabhängig von den anderen zu entscheiden ob diese von der Direktleitung oder vom EVU versorgt werden soll. Es ist jedoch zu erwarten, dass dies Probleme mit dem EVU bringt, da hierbei künstlich eine Schiefast im öffentlichen Netz erzeugt wird. Des Weiteren ist hierbei die Gefahr des Ausfalls einzelner Phasen gegeben, welche bei Drehstromverbrauchern zu Schäden oder gar Zerstörung führen können. Dadurch müsste eine Spannungsüberwachung vor der Hausinstallation eingebaut werden um im Fehlerfall eine Netztrennung durchzuführen.</p> <p>Aus diesen Gründen ist es sinnvoller alle drei Phasen gemeinsam zwischen EVU-Netz und Direktleitung umzuschalten, wenn auch dies zur Minderung der Auslastung der Leitung führt.</p>		
<p>Vorteile</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Einfacher Aufbau • Kaum EMV-Probleme zu erwarten • Wenig Aufwand bei der Umrüstung der Gebäudeinstallation • Einfache Ansteuerung über binäres Signal 		
<p>Nachteile</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine direkte Steuerung der übertragenen Leistung • Kein Wechsel der Phasen untereinander 		
<p>Entwicklungsrisiken</p>	<p>Beschreibung</p>	<p>Risiko</p>	<p>Lösungsmöglichkeit</p>
<p>Störungen bzw. Ausfall von elektrischen Geräten mit Netzanschluss durch die kurzzeitige Spannungsfreiheit im Hausnetz bei der Umschaltung</p>		<p>Mittel</p>	<p>Kurzhalten der Umschaltzeit, Einsatz einer USV am betroffenen Gerät</p>
<p>Ablehnung Einzelphasenumschaltung durch Netzbetreiber</p>		<p>Hoch</p>	<p>alle Phasen zugleich umschalten</p>

<p>B. Umschalten der Versorgung von Lasten zwischen EVU und Direktleitung</p>	
<p>Beschreibung</p>	<p>Das Prinzip basiert im Wesentlichen auf der zuvor genannten Variante der Umschaltung. Der Unterschied ist hierbei, dass nicht das gesamte Gebäude die Versorgung von EVU zur Direktleitung wechselt, sondern lediglich einzelne Verbraucher. Somit kann der</p>

	von der PV-Anlage produzierte Überschuss in feinen Abstufungen im Nachbargebäude genutzt werden.		
Aufbau und Anforderungen Leistungsteil	<p>Voraussetzung ist die Leistung jedes Verbrauchers, den man umschalten möchte, zu kennen. Des Weiteren benötigt man zu jedem Verbraucher eine eigene Verkabelung, um gezielt diesen ansteuern zu können. In modernen Installationen werden Verbraucher mit einem hohen Anschlusswert als eigener Stromkreis ausgeführt. Somit wäre eine Umschaltung im Verteiler in dem auch der Stromkreis abgesichert wird möglich. In diesem muss dann sowohl eine Versorgung über das EVU als auch über die Direktleitung vorhanden sein.</p> <p>Verbraucher, welche nicht über einen eignen Stromkreis verfügen sind in diesem Modell schwieriger zu berücksichtigen. Um eine Umschaltung von diesen zu gewährleisten müsste zu jedem dieser Verbraucher eine zweite Versorgungsleitung sowie Steuerleitungen gezogen und vor Ort ein Umschalter installiert werden, wenn das System nachgerüstet werden soll. Dies hat einen erheblichen Aufwand an zusätzlicher Verkabelung und Installationsarbeiten zur Folge.</p> <p>Je nach Empfindlichkeit des angeschlossenen Gerätes auf Spannungsschwankungen muss zwischen rein mechanischen Umschaltern (Schütze) und Kombinationen aus Halbleiterschaltern und mechanischen Schaltern gewählt werden.</p> <p>Nachteilig an diesem System ist, dass nicht immer ein Leistungsbezug (Beispiel Waschmaschine in Betrieb) gegeben ist, wenn Überschuss vorhanden ist. Somit können Schaltanforderungen gegebenenfalls wirkungslos bleiben und müssen von der Regelung abgefangen werden. Dies kann gegebenenfalls durch eine direkte Leistungsmessung pro Last erfolgen.</p>		
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Einfacher Aufbau • Kaum EMV-Probleme zu erwarten • Einfache Ansteuerung über binäres Signal • Feinere Skalierung und Steuerung des Leistungsbezuges als bei der Umschaltung eines ganzen Gebäudes 		
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Keine direkte Steuerung der übertragenen Leistung • Gravierende Änderungen an der Hausinstallation bei Nachrüstung • Aufwendige Steuerhardware • Kein Wechsel der Phasen untereinander 		
Entwicklungsrisiken	Beschreibung	Risiko	Lösungsmöglichkeit
	Störungen bzw. Ausfall von elektrischen Geräten mit Netzanschluss durch die kurzzeitige Spannungsfreiheit an der Versorgung bei der Umschaltung	Mittel	Kurzhalten der Umschaltzeit, Einsatz einer USV am betroffenen Gerät

C. Leistungsflusssteuerung mittels Regeltransformator			
Beschreibung	Diese Leistungsflusssteuerung basiert auf der Erhöhung der Spannung an der Direktleitung mittels eines elektromechanisch angesteuerten Regeltransformators. Bei entsprechender Auslegung der Schaltung kann der Leistungsfluss über die Direktleitung in beide Richtungen erfolgen und in seinem Betrag direkt stufenlos angesteuert werden.		
Aufbau und Anforderungen Leistungsteil	<p>Im Betrieb dieser Leistungsflusssteuerung muss kein Gebäude vom Netz getrennt werden, da die über die Direktleitung transportierte Leistung gezielt beeinflusst werden kann. So kann das leistungsbeziehende Gebäude bei großem Überangebot an Leistung im produzierenden Gebäude bis auf minimalen Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz ausgeregelt werden. Ist der Leistungsbedarf im beziehenden Haus größer als die Überschussleistung im liefernden, wird die Leistungsdifferenz vom öffentlichen Stromnetz bezogen.</p> <p>Weiters liegt eine galvanische Trennung der beiden Gebäude und damit verbunden eine höhere Sicherheit durch Auftrennung in zwei, aus Sicht eines Fehlers, unabhängige Gebäude, vor.</p>		
Überlegungen für Umsetzung	Das Prinzip des Stelltransformators entspricht dem des Stufentransformators in elektrischen Verteilernetzen, welcher zur Einstellung der Netzspannung und des Leistungsflusses in diesen dient.		
Blockschaltbild			
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Steuerung der übertragenen Leistung • Restbezug vom Netz möglich • Einfacher Aufbau des Leistungsteils • Kaum EMV-Probleme zu erwarten • Keine Spannungsunterbrechung 		
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Restbezug vom Netz notwendig • Geringe Regelgeschwindigkeit • Aufwendige Steuerhardware, schwierige Regelung • Kein Wechsel der Phasen untereinander 		
Entwicklungsrisiken	Beschreibung	Risiko	Lösungsmöglichkeit
	Einhalten der Netzbedingungen bei möglichst niedrigem Restbezug vom Netz	Mittel	Restbezug vom Netz der maximal möglichen Regeldynamik anpassen
	Ablehnung durch den Netzbetreiber	Hoch	Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers

D. Leistungsflusssteuerung über eine DC-Kurzkupplung			
Beschreibung	Die Leistungsflusssteuerung über eine DC-Kurzkupplung basiert im Wesentlichen auf dem oben genannten Prinzip der Leistungsflusssteuerung mit dem Stelltransformator. Hierbei wird durch eine Phasenanschnittsteuerung die Leistung, die über einen Trenntransformator übertragen wird, begrenzt. Danach wird die Spannung gleichgerichtet, geglättet und an einen netzgeführten Wechselrichter weitergeleitet. Durch diese Konstruktion kann die übertragene Leistung eingestellt werden.		
Überlegungen für Umsetzung	Diese Variante lehnt sich in ihrer Ausführung an die in der Energietechnik bekannten HGÜ-Kurzkupplungen (back to back converter) zur Kopplung von nichtsynchrone Netzen an. Dadurch können Netze frequenzmäßig getrennt werden. Dies ist auch bei Nanogrids wie im Projekt von Vorteil, da die Lasten von einer Phase zur anderen „verschoben“ werden können, um eine gleichmäßigere Lastverteilung zu erzielen.		
Blockschaltbild			
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Steuerung der übertragenen Leistung • Restbezug vom Netz noch möglich • Wechsel der Phasen • Parallelschaltung von Leistungszweigen • Hohe Regelgeschwindigkeit • Einfache Ansteuerung über Analogsignal • Keine Spannungsunterbrechungen 		
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Restbezug vom Netz notwendig • Schwierige Regelung • EVM-Probleme möglich 		
Entwicklungsrisiken	Beschreibung	Risiko	Lösungsmöglichkeit
	Einhalten der Netzbedingungen bei möglichst niedrigem Restbezug vom Netz	Niedrig	Restbezug vom Netz der maximal möglichen Regeldynamik anpassen
	EMV-Störungen	Mittel	Einsatz von Komponenten mit geringen Störemissionen, Einsatz von Filterschaltungen, Abschirmung der Leistungselektronik, Problematik von Beginn an in der Entwicklung berücksichtigen
	Ablehnung durch Netzbetreiber	Hoch	Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers

E. Zusätzlicher Batteriewechselrichter bei Verwendung eines Speichersystems			
Beschreibung	Dieses System ist eine Abwandlung der DC-Kupplung. Anstatt direkt eine Phase zu übertragen, ist es auch möglich dies über einen Batteriepuffer zu erledigen. Notwendigerweise muss hierfür ein Speichersystem im Haus vorhanden sein. Im Grunde wird bei einem Speichersystem ein zweiter Leistungsteil parallelgeschaltet. Dieser kann entsprechend von einem Energiemanagement- wie ein Akkusystem im Haus B angesprochen werden.		
Blockschaltbild			
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Steuerung der übertragenen Leistung • Restbezug vom Netz noch möglich • Wechsel der Phasen • Parallelschaltung von Leistungszweigen • Hohe Regelgeschwindigkeit • Einfache Ansteuerung über Bussignal 		
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Restbezug vom Netz notwendig • Speichersystem notwendig • Schwierige Regelung • EVM-Probleme möglich 		
Entwicklungsrisiken	Beschreibung	Risiko	Lösungsmöglichkeit
	Einhalten der Netzbedingungen bei möglichst niedrigem Restbezug vom Netz	niedrig	Restbezug vom Netz der max. möglichen Regeldynamik anpassen
	Ablehnung durch Netzbetreiber	Hoch	Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers

11 Kontaktdaten

Projektleiter: Peter M. Ramharter

Unternehmen: WICON Engineering GmbH

Kontaktadresse: Grazer-Straße 41 (Rot Kreuz Gebäude), 2700 Wr. Neustadt

E-Mail: office@wicon.cc

Homepage des Unternehmens: www.wicon.cc

Webpage des gegenständlichen Projekts: <http://www.inenmasys.at/>

Projektpartner: IG Energieautarkie

Kontaktadresse: Schlossplatz 1, 2231 Vösendorf

E-Mail: office@igenergieautarkie.at

Homepage des Unternehmens: www.igenergieautarkie.at

Projektpartner: 4ward Energy Research GmbH

Kontaktadresse: Reininghausstraße 13A, 8020 Graz

E-Mail: office@4wardenergy.at

Homepage des Unternehmens: www.4wardenergy.at