

Schlussbericht zum Vorhaben

Dezentrale Stromerzeugung im Kleinleistungsbereich als Beitrag zur Emissionsminderung im Gebäudebestand – Potentialanalyse und beispielhafte Umsetzung für Hauseigentümer in NRW

Förderung: WestLB Stiftung Zukunft NRW, Düsseldorf

Gesamtlaufzeit 1.1.2008 bis 31.1.2012
Laufzeit, Phase II 1.10.2009 bis 31.1.2012

Projektgruppe Phase II

Bergische Universität Wuppertal (BUW)

Fachgebiet Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung

Prof. Dr.-Ing. Karsten Voss, Eike Musall, M.Sc.arch. (Phase I),
Dipl.-Ing. Simon Arbach (Phase II)

Fachgebiet Ökonomie des Planens und Bauens

Prof. Dr.-Ing. habil. Guido Spars

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Dr. Christof Wittwer, Dipl.-Wi.-Ing. Christian Sauer,
Dipl.-Wi.-Ing. (FH) Raphael Hollinger, M.Sc., M.Eng.,
Dipl.-Wi.-Ing. Jörn Guder

WSW Energie & Wasser AG (WSW)

Dipl.-Ing. Frank Schwarz, Dipl.-Ing. Thomas Daubner

Dieser Bericht umfasst 111 Seiten zzgl. Anhang.

Wuppertal und Freiburg, den 19.04.2012

Prof. Dr.-Ing. Karsten Voss

Dr. Christof Wittwer

Dipl.-Ing. Frank Schwarz

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	5
1. Projektübersicht	9
2. Auswertung und Fazit Projektphase I - Ausgangsbasis	10
3. Gebäudeintegrierte KWK und deren Betriebsführung	12
4. Gebäuderecherche und -auswahl	13
5. Gebäudeerfassung	15
6. Ablaufplan zur Inbetriebnahme und Betrieb der KWK-Anlage ..	17
7. Anlagenkonzeption, Ausschreibung und Realisierung	18
7.1. Auslegung und Auswahl der Anlagentechnik	18
7.2. Betreibermodell	19
7.3. Anlagenbeschreibung.....	21
8. Monitoring-System und Installation der Messtechnik.....	24
8.1. Zielsetzung	24
8.2. Auswahl und Installation der Hardware.....	24
8.3. Energiemonitoring	26
8.4. Datenübermittlung und Echtzeitvisualisierung	29
9. Optimierte Betriebsführung	32
9.1. Steuerkonzept zur Anpassung des Betriebs an zeitvariable Tarife.....	32
9.2. Eingangsparameter für die optimierte Betriebsführung.....	32
9.3. Optimierung durch Nutzung zeitvariabler Tarife als monetäres Steuersignal.....	37
9.4. Anlagenmodell.....	40
9.5. Auswahl des Optimierers / Lösers.....	43
9.6. Von der Optimierung zum optimalen Betrieb	43
10. Erfahrungen aus dem Betrieb	46
10.1. Wärmebedarf und -bereitstellung	46
10.2. Stromverbrauch, -bezug und -einspeisung	57
10.3. Thermische und elektrische Lastprofile.....	60
10.4. Primärenergie- und CO ₂ -Einsparungen	63

11. Betriebserfahrungen mit optimierter Betriebsführung.....	68
11.1. Prognosegüte	68
11.2. Qualität der Optimierung	70
11.3. Analyse der optimierten Regelung	71
11.4. Vergleich mit der herstellereigenen Steuerung	81
12. Simulation auf Basis der Messdaten.....	85
12.1. Anpassung der Simulation an die Anlagenspezifika	85
12.2. Szenarien.....	87
12.3. Ergebnisse.....	88
12.4. Zusammenfassung und Perspektive	94
13. Bewertung der Investitions- und Betriebskosten	96
13.1. Investitionskosten	96
13.2. Betriebskosten.....	98
13.3. VOFI	101
13.4. CO ₂ -Minderungskosten	104
14. Fachpublikationen und regionale Öffentlichkeitsarbeit.....	105
15. Ausblick.....	106
15.1. Förderpolitik.....	106
15.2. Veränderungen am Strommarkt.....	107
15.3. Perspektiven für lokale Energieversorgungsunternehmen	108
15.4. Ausblick Emissionsminderung im Bestand.....	108
Anhang.....	112
Referenzen.....	127

Das Wichtigste in Kürze

Ambitionierte Ziele in Bezug auf Energieeinsparung und Klimaschutz sind heute vor allem im Gebäudebereich wirkungsvoll zu realisieren. Dazu steht eine große Auswahl von Möglichkeiten der Umsetzung zur Verfügung. Große Einsparungen sind dann möglich, wenn die bestehenden Wohngebäude in großer Zahl saniert werden. Sie dominieren heute und auf lange Sicht das Szenario. Die bundesdeutsche Typologie der Wohngebäude weist etwa 10 % des Gebäudebestands der Klasse der Mehrfamilienhäuser in Massivbauweise mit einem Baujahr vor 1918 zu, in Wuppertal sind es ca. 17 % [ebök 1995]. Zu diesen Wohngebäuden gehören mit den Gebäuden der Gründerzeit diejenigen, die in vielen Städten NRWs prägend für das Stadtbild sind. Ihre gestalterischen Merkmale machen umfangreiche energetisch-bauliche Sanierungen unwirtschaftlich bis unmöglich (Denkmalschutz).

Angesichts des damit vergleichsweise hohen Heizenergiebedarfs auch nach Durchführung der möglichen Dämmmaßnahmen eignen sich diese Gebäude für den Einsatz kleiner **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen**, sogenannten Mini KWK-Anlagen. Die Wärmeversorgung wird durch die Abwärme der netzgekoppelten Stromerzeugung über dezentrale Kleinanlagen gewährleistet. Dabei werden über 90 % der im Brennstoff (meist Erdgas, zukünftig Biogas, Biomasse oder Wasserstoff) verfügbaren Energie genutzt. Da kleine KWK-Anlagen erst seit einigen Jahren auf dem Markt verfügbar sind, ist die Marktdurchdringung mit etwa 30.000 Anlagen bundesweit noch vergleichsweise gering. In Wuppertal sind bis Ende 2011 etwa 30 Anlagen im Betrieb. Diese Anlagen laufen zwischen 3.500 und 5.000 Stunden pro Jahr. Bei reinen Wohngebäuden speisen sie dabei zwischen 60 % und 70 % des erzeugten Stroms in das öffentliche Netz ein. Die verbleibenden Strommengen werden direkt im Objekt verbraucht, was seit Januar 2009 durch die Novellierung des KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) ebenso wie der eingespeiste Strom mit einem Bonus belohnt wird. Die Anlagen werden wärmegeführt betrieben, d.h. Strom wird immer dann erzeugt, wenn Wärme im Gebäude benötigt wird.

Ausgangspunkt der vorliegenden Studie ist der Betrieb einer Mini KWK-Anlage im Besitz und unter Betriebshoheit eines Gebäudeeigentümers. Neben der Wärmeversorgung des Gebäudes liegt das Ziel in zusätzlichen Einnahmen aus dem Stromverkauf an die Mieter bzw. das öffentliche Netz. Damit unterscheidet sich der Ansatz von Modellen, die KWK-Anlagen im Besitz eines Energieversorgers in gemieteten Kellerräumen von Gebäuden als sogenanntes „Wärmecontracting“ betreiben (z. B. das Kooperationsmodell Lichtblick / VW).

In der ersten Projektphase wurden verschiedene Auslegungsszenarien einer KWK-Anlage anhand eines exemplarischen Gebäudes energetisch analysiert. Mit Hilfe von Simulationen wurde untersucht, wie unterschiedliche Tarifmodelle für den eingespeisten Strom einen strom-wärmegeführten Betrieb der KWK-Anlage beeinflussen. Des Weiteren wurde eine wirtschaftliche Analyse der unterschiedlichen Konfigurationen einer KWK-Anlage durchgeführt. Dabei konnte gezeigt werden, dass durch die Installation einer KWK-Anlage, die verglichen mit einer Standardzentralheizung hohen Anfangsinvestitionen in der Größenordnung

von 25.000 € und die Kosten aus dem höheren Brennstoffverbrauch bei günstigen Betriebsbedingungen durch die Einnahmen mittelfristig gegenüber einer Standardvariante mit Gasbrennwertkessel überkompensiert werden.

Im Rahmen der Projektphase II wurde die beispielhafte Umsetzung in drei Gebäuden der Wuppertaler Nordstadt realisiert. Dafür wurden Anfang 2010 über einen Presseaufruf interessierte Besitzer geeigneter Immobilien aufgefordert sich bei der WSW bzw. dem betreuenden Lehrstuhl b+tga der Bergischen Universität Wuppertal zu melden. Aus den über 100 Rückmeldungen wurden 6 in die engere Auswahl genommen und eine Besichtigung der Immobilien vorgenommen. Schließlich wurden drei Objekte ausgewählt, in denen beispielhaft die Möglichkeit einer optimierten Betriebsführung umgesetzt wurde. In einem der Gebäude war bereits seit 2006 eine Mini KWK-Anlage in Betrieb. Hier wurden nur Änderungen vorgenommen. In den beiden anderen Gebäuden wurde die Heizungsanlage und dezentrale Warmwassererwärmung durch eine KWK-Anlage mit zentraler Warmwasserbereitung ersetzt.

In allen drei Anlagen wurde eine neue Steuerungseinheit installiert, die es ermöglicht, die KWK-Anlage u.a. abhängig von dynamischen Tarifierenzen zu betreiben. Diese Steuerung ermöglicht es, auf Basis der vom Hersteller installierten und vom Installateur konfigurierten Standardsteuerung der KWK-Anlage übergeordnete Steuergrößen vorzugeben. Neben einer möglichst hohen Deckung des Stromverbrauchs in der eigenen Immobilie sollte auch auf externe Einflussgrößen, wie den Strompreis an der Strombörse, reagiert werden. So sollte ein Maximum an Überschusseinspeisung zu Zeiten hoher Strompreise erfolgen.

Neben der Steuerung wurde ein Monitoring-System installiert und in Betrieb genommen. Das Monitoring-System hat es ermöglicht, alle notwendigen Größen für die energetische und ökonomische Bewertung der Anlage zu erfassen, die nötigen Lastdaten für die Lastprognosen der optimierten Betriebsweise aufzuzeichnen, sowie den Live-Status des Systems durchgängig zu kontrollieren. Anhand der aufgezeichneten Daten wurde die Effizienz der Wärmebereitstellung und der Stromproduktion analysiert, sowie die Eigenverbrauchsdeckung ermittelt.

Alle drei Anlagen konnten im Oktober / November 2010 in Betrieb genommen werden. Dies ermöglichte eine Bilanzierung und Analyse für das gesamte Kalenderjahr 2011. Gegenüber den Vorjahren konnte in zwei der drei Objekte eine Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 45 % erreicht werden. Bei dem dritten Objekt fiel die Reduktion – durch höhere Wärmeverluste und eine effiziente Bereitstellung der Wärme vor der Umbaumaßnahme – geringer aus und betrug ca. 20 %. Hohe Wärmeverluste führten dazu, dass in Objekt 1 ein Mehrverbrauch an Primärenergie gegenüber der Situation vor Einbau der KWK-Anlage festgestellt werden musste. Auch bei Objekt 2 traten ähnlich hohe thermische Verluste auf. Dass allein die großen zusätzlichen Speicher zu den hohen Verlusten in der Wärmebereitstellung geführt haben, konnte im Rahmen der Forschungsprojektes nicht bestätigt werden. Hier schienen andere Ursachen (Verschaltung der Speicher, Regelungseinstellung, Zirkulationsverluste, Rohrleitungsverluste) wichtigere Faktoren zu sein. Zukünftig sind Optimierungspotentiale zu erschließen, damit die vorteilhafte

Stromnetzinteraktion keine wesentlichen Nachteile in der Primärenergieausnutzung bewirkt.

Im Januar bzw. Februar konnten zwei der drei Anlagen planmäßig auf die vom Fraunhofer ISE entwickelte prädiktiv optimierende Steuerung umgestellt werden. Bei einer der Anlagen kam es zu Verzögerungen bei der Installation der notwendigen Messinfrastruktur, so dass die Anlage erst im April auf die Steuerung des Fraunhofer ISE umgestellt werden konnte.

Ein Vergleich der beiden eingesetzten Steuerungen (der prädiktiven Steuerung und der originären Steuerung der KWK) auf Basis der gemessenen Daten ist nur eingeschränkt möglich. Es wurde daher simulativ untersucht, wie der optimale Betrieb der KWK-Anlage bei vollständigem Wissen über den Verlauf der thermischen und elektrischen Lasten im Zeitraum der realen Steuerung gewesen wäre (also ohne Prädiktionsfehler) und wie ein rein wärmegeführter Betrieb ausgesehen hätte. Die Auswertung der Simulationen zeigt, dass der Deckungsbetrag, der im realen Betrieb erreicht wurde, bei allen drei Anlagen zwischen dem wärmegeführten und dem optimalen Betrieb in der Simulationen liegt. Bei Anlage 1 und 2 wurden noch Verbesserungspotentiale aufgedeckt. Bei Anlage 3 kommt die real umgesetzte Steuerung schon nahe an einen optimalen Betrieb heran (=geringer Prädiktionsfehler).

Die ökonomische Auswertung zeigt, dass bei Anlage 3 Mehrerlöse von ca. 196 €/a (etwa 12 %) gegenüber dem simulierten wärmegeführten Betrieb realisiert wurden. Ein quantitativer Vergleich mit der Standardsteuerung war im Zuge des Projektes nicht möglich. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass eine ca. viermal jährlich justierte Steuerung unter Nutzung einer Zeitfenstersteuerung zu einem ähnlichen Ergebnis käme. Es handelt sich dabei um feste Zeiteinstellungen, die sich nicht automatisch an veränderte Rahmenbedingungen (z. B. Verschiebung des lokalen elektrischen Lastprofils / dynamischen Tarif) anpassen. Sie würde damit nicht den zukünftigen Anforderungen in einem Smart Grid gerecht.

In einem weiteren Schritt wurden die getätigten Investitionen für die Umrüstung bzw. Installation der drei Anlagen zusammengestellt. In zwei Gebäuden kostete die Nettoinvestition inklusive Monitoring und zusätzlicher Steuerung jedoch ohne Spitzenlastkessel ca. 35.000 €. Dabei entfielen ca. 10.000 € auf zusätzliche Maßnahmen wie die Steuereinheit und das Monitoring-System. Die dritte Anlage war aufgrund des deutlich komplexeren Anlagenkonzepts wesentlich teurer. Damit liegen zwei Anlagen ungefähr bei den abgeschätzten Kosten aus Projektphase I. Wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hatte jedoch der zwischenzeitliche Wegfall des Investitionszuschusses durch die BAFA. Dieser wird zum April 2012 wieder aufgenommen, wobei die Investitionskostenzuschüsse reduziert und nach Leistungsklassen gestaffelt werden.

Darüber hinaus wurden die jährlichen Ein- und Ausgaben zusammengestellt und analysiert. Auf Basis der Verträge, die die Vermieter, WSW und Mieter untereinander abgeschlossen haben, wurde eine detaillierte Analyse vorgenommen. In allen drei Objekten ergibt sich ein jährlicher Überschuss von 1.200 € bis 2.500 €. Damit bleiben alle Anlagen hinter den Prognosen aus der Projektphase 1 zurück. Dies ist

hauptsächlich bedingt durch den geringeren Wärmebedarf, der zu einer geringeren Auslastung der KWK-Anlage führt. Die installierten Anlagen waren zum Projektstart die kleinste verfügbare Leistungsklasse mit hinreichend Betriebserfahrung. In 2012 sind bereits kleinere Systeme, die prinzipiell längere Laufzeiten erlauben, verfügbar. Auch mit modulierenden KWK-Anlagen könnte eine höhere Eigenverbrauchsdeckung erreicht werden.

Anhand einer dynamischen Investitionsrechnung wurde festgestellt, dass über einen Betrachtungszeitraum von 15 Jahren auf Basis der bisherigen Praxisergebnisse noch keine der drei Anlagen ein positives Endvermögen generiert. Eine Anlage würde bei einem längeren Betrachtungszeitraum ein positives wirtschaftliches Ergebnis liefern. Die beiden anderen Anlagen würden nach Wegfall des KWK-Bonus nach dem 10. Betriebsjahr keine jährlichen Gewinne erwirtschaften. Durch günstige Veränderungen am Strom- und Gasmarkt kann sich die Wirtschaftlichkeit verbessern. In jedem Falle wird deutlich, dass eine wirtschaftliche Planung und Umsetzung der Anlagen, sowie günstige Vertriebsbedingungen für die Eigenbedarfsdeckung eine wesentliche Grundvoraussetzungen sind. Dabei wirken sich auch mehr oder weniger vorteilhafte bauliche und anlagentechnische Randbedingungen in den jeweiligen Gebäuden aus.

Die Investition in eine KWK-Anlage ist immer als Alternative zur notwendigen Erneuerung der Heizungsanlage zu sehen. Unter der Voraussetzung, dass aufgrund der geringen Betriebszeiten der installierte Kessel noch zur Spitzenlastabdeckung genutzt werden kann, kann die Installation einer KWK-Anlage bei einer hohen Eigenverbrauchsdeckung und Auslastung im Vergleich zur Installation eines konventionellen Gaskessels wirtschaftliche Vorteile bieten.

Ein Einsatz von aufbereitetem Biogas (Biomethan) als Brennstoff würde durch die Einspeisevergütung nach dem erneuerbaren Energien Gesetz zusätzliche Erlöse bringen. Bei konstantem Wärmepreis führen die höheren Brennstoffkosten aber zu keiner betriebswirtschaftlichen Verbesserung für den Anlagenbetreiber.

Verglichen mit anderen Maßnahmen zur CO₂-Minderung in Bestandsgebäuden ist die KWK durchaus konkurrenzfähig. Dies gilt insbesondere bei den tendenziell hohen Kosten baulicher Sanierungsmaßnahmen zur Energieeinsparung in gründerzeitlichen Gebäuden (denkmalschutzgerechte Fenster, Innendämmung, Wärmbrückensanierung,...). Auch thermische Solaranlagen erreichen i.d.R. keine Wirtschaftlichkeit. Bei Solarstromanlagen wird dies derzeit über die garantierten Einspeisetarife erreicht. Wird also im Kontext der Energiewende und des Klimaschutzes auch von dieser Gebäudeklasse zukünftig ein Betrag gefordert, bieten KWK-Anlagen eine der wesentlichen Handlungsmöglichkeiten.

1. Projektübersicht

Gegenstand des Vorhabens ist die theoretische und praktische Untersuchung der ökologischen und ökonomischen Potentiale von innovativen Kleinanlagen zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in Mehrfamiliengebäuden. Basis ist die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung durch die so genannte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). KWK-Anlagen als steuerbare dezentrale Erzeuger werden großes Potential zugesprochen, zukünftig Spitzenlaststrom zu erzeugen und so ein von fluktuierenden dominiertes Energiesystem zu ermöglichen. Sie können konventionelle Kraftwerke allerdings nur ersetzen, wenn sich die Stromerzeugung auch dynamisch an den Bedarf anpasst und genügend Leistungsreserven verfügbar sind. Das Konzept setzt voraus, dass die mit der Stromerzeugung gekoppelt anfallende Wärme zu jeder Zeit in den Gebäuden für die Raumheizung und Wassererwärmung vollständig genutzt werden kann.

Die Untersuchungen in der Studienphase (Phase I) beinhalten einerseits Simulationsverfahren zur Klärung der technischen und energetischen Fragestellungen. Einen zweiten Schwerpunkt bilden ökonomische Analysen der Anlagenkonzepte im Vergleich mit fortschrittlichen Maßnahmen der Energieeinsparung und Emissionsminderung im Wohnungsbau.

An die Studienphase schloss wie Vorgesehen eine Umsetzungsphase an (Phase II). Diese beinhaltet die beispielhafte Realisierung der Anlagen und deren Betrieb mit einem innovativen Konzept zur zeitlich und damit wirtschaftlich optimierten Stromeinspeisung in das Netz der Stadtwerke Wuppertal.

2. Auswertung und Fazit Projektphase I - Ausgangsbasis

Im Rahmen des ersten Projektabschnitts wurden die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, sowie die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen in verschiedenen Varianten mithilfe eines vollständigen Finanzplans untersucht. Als Alternative wurde jeweils die Investition in eine konventionelle Gasheizung gegenüber gestellt. Ein vollständiges Bild der Investition wurde durch zusätzliche Betrachtung immobilienwirtschaftlicher Aspekte aufgezeigt.

Die Einrichtung einer KWK-Anlage ist im Vergleich mit einer konventionellen Heizungsanlage mit erheblich höheren anfänglichen Anschaffungskosten (drei- bis vierfach höhere Investitionskosten) verbunden. Die KWK-Anlage ermöglicht es unter den gewählten Betriebskonditionen und unter Berücksichtigung von KWK-Förderung, sowie durch die Nutzung oder die Veräußerung von erzeugtem KWK-Strom jedoch, Einsparungen oder Einnahmen zu generieren, die mittel- bis langfristig die höheren Investitionskosten amortisieren. Das grundlegende Betriebs- und Geschäftsmodell besteht darin, dass der KWK-Betreiber eine Strom-Zwischenhändlerposition einnimmt und den erzeugten Strom veräußert oder selbst nutzt. Bei detaillierter Betrachtung wird zusätzlich deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage durch unterschiedliche Anlagen- und Betriebskonfigurationen gesteigert werden kann (u.a. Optimierung des Eigenverbrauchs im Objekt, stundengenaue Vergütung des eingespeisten Stroms nach den Handelspreisen an der Strombörse EEX, externe Tarifierungen - möglicherweise am lokalen, örtlichen Bedarf orientiert).

Die Auswertung zeigt auch, dass die Auslastung und somit die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage stark mit der Anzahl der Bewohner der Immobilie zusammenhängt, sodass die erzielten Endvermögen sinken, wenn sich die Bewohneranzahl verringert. Die außerhalb der Handlungsebene des Immobilieneigentümers liegende makroökonomische Entwicklung von Gas- und Strompreisen hat ebenfalls erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage. Doch selbst bei einer rapiden Verteuerung von Gas bleibt die KWK-Anlage einer konventionellen Heizungsanlage wirtschaftlich überlegen.

Die zur Zeit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Sommer 2009) geltende KWK-Förderung wird seit Anfang 2010 rückwirkend für Anträge, die nach dem 01. August 2009 eingegangen sind, nicht mehr bewilligt. Die weggefallene Förderung - für die installierten Anlagen in der Größenordnung von 7.000 € - hat entscheidenden Einfluss auf die Amortisationszeit der Investition.

Neben der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit des Betriebs einer KWK-Anlage macht die integrierte immobilienökonomische Betrachtung deutlich, dass der Betrieb einer KWK-Anlage gegenüber dem Betrieb einer konventionellen Heizungsanlage weit reichende Konsequenzen für die Nutzung und Vermietung einer Immobilie hat: Der KWK-Strom steht in Konkurrenz zum übrigen Strommarkt. Durch dessen Liberalisierung liegt ein Hauptrisiko dieses Geschäftsmodells in der Wahlfreiheit des Stromlieferanten – die Mieterhaushalte können aus der KWK-Stromversorgung aussteigen und müssen über die Preisgestaltung und

„Betreuung“ gehalten werden. Zum Immobilienrisiko tritt ein Betriebsrisiko durch die KWK-Anlage, welches in der Rolle des Vermieters als „Stromanbieter“ seiner Mieter besteht. Bei ausreichenden Management- und Betreuungskapazitäten überwiegen aber durchaus die Chancen zur Erzielung einer Zusatzrendite und/oder zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Immobilie. Der Betrieb einer KWK-Anlage ist – unter den angenommenen Randbedingungen – und bei Betrachtung des gesamten Lebenszyklus und Planungshorizonts der Immobilien auf Gesamtebene wirtschaftlich darstellbar und insbesondere vorteilhaft gegenüber Investitionsalternativen.

Mit der Abgabe des Zwischenberichts und der dazugehörigen Präsentation am 27. Oktober 2009 in Düsseldorf wurden bereits wesentlich Erkenntnisse dargelegt. An die Studienphase schloss von Anfang 2010 bis Anfang 2012 eine Umsetzungsphase an (Phase II).

3. Gebäudeintegrierte KWK und deren Betriebsführung

Der Anlagenbetrieb von gebäudeintegrierten Klein-KWK-Anlagen erfolgt in der Regel wärmegeführt. Dabei werden Dimensionierung und Betrieb an dem zu deckenden Nutzwärmebedarf orientiert, der sich in Wohngebäuden aus Raumwärme- und Warmwasserbedarf bildet. Die elektrische Energie wird je nach Betriebszustand als überschüssig ins öffentliche Netz eingespeist oder als Eigenbedarf aus dem öffentlichen Netz bezogen. Im Gegensatz dazu kann sich Dimensionierung und Betriebsweise der Anlage auch am Bedarf an elektrischer Energie orientieren, man spricht von einem strom- / wärmegeführten Anlagenbetrieb. Bei der im Zuge des Projektes realisierten Betriebsweise gehen neben der Deckung der Wärmelast die Eigenbedarfsdeckung (stromseitig) sowie ein variabler Tarif für die Überschusseinspeisung in die Zielfunktion mit ein. Im Forschungsprojekt steht für zukünftige Anlagen die Untersuchung eines stromgeführten Anlagenbetriebs im Vordergrund. Es handelt sich bei den betrachteten Standorten um historische Gebäude mit teilweise eingeschränkten Möglichkeiten der Wärmedämmung (gründerzeitliche MFHs).

Da in Wohngebäuden der Bedarf an elektrischer und thermischer Energie i.d.R. zeitlich auseinander fällt (erhöhter thermischer Bedarf in den Morgenstunden, erhöhter elektrischer Energiebedarf in den Mittags- und Abendstunden), bedarf es einer zeitlichen Entkopplung beider Energieformen. Dies wird durch die Nutzung thermischer Speicher oder thermischer Kapazitäten im Gebäude (Masse der Baukonstruktion) möglich. Bei ausreichender Dimensionierung kann die KWK-Anlage unter intelligenter Speichernutzung den Wärmebedarf ganzjährig decken. Damit kann auf die Installation eines Heizkessels verzichtet werden; man spricht von einer monovalenten Betriebsweise. Bei Nutzung eines zusätzlichen Heizkessels zur thermischen Spitzenlastdeckung im Winter wird von bivalenter Betriebsweise gesprochen.

4. Gebäuderecherche und -auswahl

Aufbauend auf den Erkenntnissen aus der Studienphase sollten Immobilien im Versorgungsgebiet der Wuppertaler Stadtwerke WSW recherchiert werden, um das innovative Anlagen- und Betriebskonzept für die Mini-KWK-Anlagen umzusetzen. Für die Umsetzungsphase war die Realisierung von zwei bis drei, sowie die messtechnische Erfassung von drei bis vier beispielhaften KWK-Anlagen mit einem innovativen Betriebsführungskonzept im Versorgungsgebiet der WSW vorgesehen. Dabei sollte auch eine bestehende Anlage umgerüstet werden. Ausgangspunkt hierzu waren bestehende Kontakte zu Betreibern von KWK-Anlagen in Wuppertal aus der ersten Projektphase.

Um passende Immobilien finden und an interessierte Immobilieneigentümer herantreten zu können, wurde Anfang Januar ein Presseaufruf gestartet. Dieser umfasste in einer Presseinformation (siehe Anhang 1), die mittels einer Pressekonferenz in den Räumen der Wuppertaler Stadtwerke und über die Pressestellen der WSW sowie der Universität Wuppertal verbreitet wurde, Erkenntnisse aus der ersten Projektphase und somit Argumente zur Beteiligung am Praxistext. Der Aufruf wurde ab dem 14.01.2010 über das Lokalfernsehen (WDR), den Rundfunk (Radio Wuppertal, WDR) und in allen örtlichen Tages- und Wochenzeitungen (Westdeutsche Zeitung, Wuppertaler Rundschau, Bergische Blätter, UniMagazin Bergische Universität Wuppertal, Medieninformation der Universität Wuppertal) sowie den Presseseiten der Bergischen Universität Wuppertal und der WSW an die Immobilienbesitzer herangetragen. Darüber hinaus wurden Kontakte zu bekannten Architekturbüros und dem Quartiersmanagement Arrenberg sowie zur Herstellerfirma SenerTec genutzt, um herauszufinden, ob Geräte in die Region geliefert werden sollten bzw. Anfragen und Interesse in der Region vorliegt.

Die Reaktion von Wuppertaler Immobilienbesitzern war sehr groß. Insgesamt erfolgten bereits ab dem 14.01.2010 über 100 Rückmeldungen per Telefon und Email. Darunter konnten 86 ernstzunehmende Anfragen ausgemacht und entsprechende Profile der Immobilien sowie deren Besitzer erfasst werden. Für die Erfassung der Gebäude wurde eine Objektübersicht aller Interessenten erstellt. Diese erste Bestandsaufnahme der Gebäude ist beispielhaft für eines der drei ausgewählten Objekte im Anhang 2 zusammengestellt.

Anhand folgender Kriterien wurde eine engere Objektauswahl vollzogen und der Kreis möglicher Bewerber auf zunächst 17, später sechs begrenzt:

Größe

- Gebäude mit mittlerer bis hoher Personenbelegung
- Mehrfamilienhaus mit 10 bis 18 Personen und mindestens 3 Wohneinheiten / Parteien

Baulicher Zustand

- vorzugsweise Gründerzeitbau und / oder Denkmalschutzbestand
- geringes energetisches Sanierungspotenzial sowie vergleichsweise hoher Wärmebedarf

- zentrale Heizwärme- und Warmwasserbereitung vorhanden bzw. realisierbar oder bereits bestehende SenerTec-KWK-Anlage möglichst mit MSR-2-Regler
- geringer Baulicher Aufwand zum Einbau einer KWK-Anlage
- anstehender Austausch der Heizungsanlage
- Gasanschluss mit Zugang zu ausreichend großen Kellerräumen

Sonstige Rahmenbedingungen:

- bekannte Energieverbrauchsdaten zurückliegender Jahre
- Interesse des/der Eigentümer/Mieter an einem energetischen Vorzeigeprojekt
- Privatbesitz (wenn möglich Eigentümer in Immobilie wohnend)
- Nähe zu Stadtzentrum Wuppertal Elberfeld oder Barmen

Die sechs ausgewählten Objekte wurden im Zeitraum vom 23.2. bis 26.2.2010 besichtigt und hinsichtlich der oben genannten Kriterien geprüft. Der endgültige Entscheid zugunsten der ausgewählten Objekte ergab sich schließlich aus der größtmöglichen Übereinstimmung aller erwünschten Kriterien und der persönlichen Einschätzung der Immobilieneigentümer. Abbildung 1 zeigt die drei ausgewählten Projekte. Sie liegen alle im historisch geprägten „Ölberg“-Viertel in der südlichen Hälfte der Wuppertal-Elberfelder Nordstadt. Im Objekt der Lederstraße wurde eine Bestandsanlage umgebaut.



*Sattlerstraße
42105 Wuppertal*



*Wülfrather Straße
42105 Wuppertal*



*Lederstraße
42105 Wuppertal*

Abbildung 1: Außenansicht der drei ausgewählten Gebäude

5. Gebäudeerfassung

Nach dem Objektentscheid wurden kurze Übersichtsprofile der drei Immobilien erstellt und mögliche Netzprobleme, sowie eventuell notwendige Änderungen im WSW-Stromnetz bzw. den betroffenen Netzabschnitten und Trafostationen durch die WSW überprüft und ausgeschlossen. Zudem wurde der GSM-Empfang zur bidirektionalen Übermittlung von MSR-Daten in den möglichen Kellerräumen überprüft. Nachdem hiermit kein störungsfreier Betrieb möglich erschien, wurden kabelgebundene DSL-Anschlüsse installiert.

Parallel zur Anlagenkonzeption, Ausschreibung und Realisierung der KWK-Anlagen wurde eine detaillierte Erfassung der drei Objekte durchgeführt. Pläne von den Gebäuden, sowie Informationen über den Baubestand bzw. in den letzten Jahren vorgenommene Sanierungsmaßnahmen, wurden aufgenommen und zusammengetragen. Anhand der Daten wurde auf Grundlage des statischen Berechnungstools eine Wärmebedarfsberechnung nach DIN EN 13790 erstellt. Dafür wurden die Energiebezugsfläche und die thermische Hülle mit ihren bauphysikalischen Eigenschaften erfasst. Dem wurde vergleichend der Gasbezug der letzten Jahre gegenüber gestellt.

Gebäude Sattlerstraße (Objekt 1)

Das Gebäude in der Sattlerstraße ist denkmalgeschützt und wurde um 1920 erbaut. Es verfügt über eine Wohnfläche von 454 m². Diese weicht aufgrund eines Balkons gering von der Energiebezugsfläche ab. Zurzeit wohnen in dem Gebäude sieben Personen in fünf Mietwohnungen. Zusätzlich ist im Erdgeschoss ein Büro vermietet. Während der letzten Jahre hat es einige kurze Leerstände und einige neue Mieter in einzelnen Wohnungen gegeben.

Die letzte größere Sanierung hat in den Jahren 1999/2000 stattgefunden. Damals wurden die Fenster im Dachgeschoss sowie an der Rückseite des Gebäudes ausgetauscht. Des Weiteren wurde ein Teil des Fußbodens im Erdgeschoss erneuert und zum Keller gedämmt sowie eine Fußbodenheizung installiert. Zusätzlich wurde im Rahmen der Renovierungsmaßnahme auch das Dach gedämmt. Das Mauerwerk besteht aus einem ungedämmten verputzten Ziegelmauerwerk mit Wandstärken zwischen 20 cm und 57 cm.

Gebäude Lederstraße (Objekt 2)

Das Gebäude in der Lederstraße ist ebenfalls denkmalgeschützt und um 1900 erbaut. Das Gebäude besteht aus fünf Wohneinheiten, in denen zurzeit 12 Personen wohnen. Im 3. OG und im Dachgeschoss wohnt der Vermieter mit seiner Familie. Leerstände und Mieterwechsel gab es während der letzten Jahre keine.

Die Fenster des Gebäudes wurden im Jahre 1982 ausgetauscht. Seitdem hat nur eine weitere Sanierung des Dachgeschosses stattgefunden, bei der die Gauben und Dachschrägen mit Mineralwolle gedämmt wurden. Die Rückwand besteht aus einer ungedämmten Fachwerkskonstruktion mit ca. 25 cm Wandstärke. Die Vorderseite besteht aus einem ungedämmten verputzten Ziegelmauerwerk mit Wandstärken von 54 bis 78 cm.

Gebäude Wülfrather Straße (Objekt 3)

Das Gebäude in der Wülfrather Straße ist ebenfalls denkmalgeschützt und um 1900 erbaut. Die fünf Wohneinheiten mit einer Wohnfläche von 465 m² werden derzeit von 12 Personen bewohnt. In den letzten Jahren gab es nur eine sehr geringe Fluktuation an Mietern und sehr geringen Leerstand.

Im Jahre 2002 wurden im gesamten Gebäude die Fenster ausgetauscht. Im Erdgeschoss wurden die Außenwände einer Wohnung innenseitig mit Kalziumsilikat-Platten gedämmt. Das restliche Mauerwerk, mit Wandstärken von 24 cm bis 70 cm, ist ein ungedämmtes verputztes Ziegelmauerwerk. Derzeit wird eine Dämmung des Dachgeschosses mit Perlit vorbereitet. Einige Räume wurden im Juni gedämmt; weitere werden folgen. Einen Einfluss auf die Messdaten hat die Umbaumaßnahme jedoch nicht.

Übersicht

Tabelle 1: Übersicht über die drei Gebäude

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Anschrift	Sattlerstraße 42105 Wuppertal	Lederstraße 42105 Wuppertal	Wülfrather Straße 42105 Wuppertal
Energiebezugsfläche (m ²)	453	312	465
Bewohner	7 + Büro	12	12
Parteien	5 + Büro	5	5
Baujahr	1920	1900	1900
A/V-Verhältnisse (m ² /m ³)	0,35	0,29	0,25
Mittlere U-Wert (W/m ² K)	1,14	1,12	1,34
Heizwärmebedarf ¹ (kWh/m ² a)	136	121	144
Gesamtgasbezug ² (kWh/m ² a)	140	105	145
Wärmebereitung vor KWK-Anlage	Gasetagen- heizungen	Zentraler Gaskessel	Zentraler Gaskessel
Warmwasserbereitung vor KWK-Anlage	Gasetagen- heizungen	Elektrische Durchlauferhitzer	Elektrische Durchlauferhitzer
BAFA-Förderung	Nein	Ja	Nein

¹ berechneter Heizwärmebedarf nach DIN EN 13790

² witterungsbereinigte mittlere Erdgasbezüge laut Rechnungen der vergangenen Jahre

6. Ablaufplan zur Inbetriebnahme und Betrieb der KWK-Anlage

Während der ersten Projektphase wurde der sehr umfangreiche Organisations- und Dokumentationsaufwand mit den Projektbeteiligten diskutiert und über die teils undurchsichtige Förderungsstrukturen und Gesetzeslage zur Förderung von Mini BHKWs informiert. Die Wuppertaler Stadtwerke erstellten eine Checkliste für die Hauseigentümer, damit alle notwendigen Formalitäten fristgerecht erfolgen konnten, wie z. B. die Beantragung zur Steuerbegünstigung des eingesetzten Erdgas bis hin zur regelmäßigen Erfassung von Daten und nachfolgenden Abrechnung (KWK-Zulage, Einspeisevergütung, Mineralölsteuererstattung...) von KWK-Anlagen zu verfassen, welches nun auch von der hausinternen WSW-Energieberatung genutzt wird (siehe Anhang 3). Es umfasst ein chronologisch sortiertes Info-, Hilfs- und Merkblatt zur Inbetriebnahme sowie zum Betrieb der KWK-Anlage. Zudem liegen Musterverträge für die Betreiber der KWK-Anlage zu den zwei ausgemachten Betriebsmodellen (siehe Kapitel 7.2) sowie notwendige Anträge und Formulare gesammelt vor. Diese Dokumente sollen dazu dienen, dass die Betreiber der KWK-Anlage die Vorteile einer KWK-Anlage möglichst vollständig nutzen und die gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie Antragswege und Zeitpunkte einhalten. Die Aufgaben umfassen sowohl die notwendigen Schritte des Betreibers sowie der Mieter vor Inbetriebnahme als auch jährliche Aufgaben wie die Meldung der Stromerzeugung und die Erstellung von Abrechnungen.

7. Anlagenkonzeption, Ausschreibung und Realisierung

7.1. Auslegung und Auswahl der Anlagentechnik

Die jeweiligen Anlagenkonzeptionen für die Objekte wurden in Zusammenarbeit von BUW, Fraunhofer ISE und WSW entwickelt. Ihnen ging eine energetische Analyse der Gebäude einschließlich Erstellung einer Wärmebilanzberechnung voraus. Dazu wurde auf den Erfahrungen aus der Studienphase I aufgebaut und die installierten Kessel als Ausgangspunkt genutzt.

Nach Klärung der geeigneten Konfigurationen erfolgten die Ausschreibung mit Vergabe durch die Immobilieneigentümer und anschließender baulicher Umsetzung. Die Energieberatung der WSW stand beratend zur Seite. Unter den drei Eigentümern konnten erste Erfahrungen ausgetauscht werden.

Alle drei beteiligten Gebäude hatten unterschiedliche Ausgangslagen, um an dem Modellprojekt teil zu nehmen und daher auch unterschiedliche Anforderungen an Planung und Installationsaufwand. In dem Gebäude Lederstraße ist bereits seit mehreren Jahren eine KWK-Anlage installiert, sodass hier nur der Speicher erweitert werden musste und die notwendige Messtechnik, sowie die zusätzliche Regeleinheit installiert werden musste. Im Gebäude in der Sattlerstraße sollte ohnehin eine KWK-Anlage installiert werden. Daher war die technische Planung weitestgehend abgeschlossen, es wurden nur die zusätzlichen Komponenten installiert. Im Gebäude Wülfrather Straße war eine zentrale Gaskesselanlage und eine dezentrale Warmwasserbereitung über elektrische Durchlauferhitzer vorhanden, wobei eine zentrale Warmwasserbereitung leitungstechnisch bereits vorbereitet war. Die technische Planung und Auslegung der neuen Anlage inkl. einer Gastherme zur Spitzenabdeckung erfolgte durch den vom Eigentümer beauftragten Installateur. In allen Fällen liegen die historischen Verbrauchswerte (Gas / Strom) der letzten fünf Jahre für jede Wohnung vor. Jedem der drei beteiligten Gebäudeeigentümer wurde ein finanzieller Ausgleich für den Mehraufwand seitens WSW gewährt. Dazu wurde ein Vertrag zwischen WSW und den Eigentümern geschlossen, der die entsprechenden Einzelheiten regelt (siehe Anhang 4).

In allen drei Fällen wurde eine KWK-Anlage Typ Dachs HKA G 5.5 S1 der Firma SenerTec eingebaut. Das Fraunhofer ISE hat mit diesem Gerät bereits einige Erfahrungen gesammelt und andere Projekte mit einer stromgeführten Betriebsweise realisiert (z. B. eTelligence [EWE 2010] und DEMAX [ISE 2009]). Darüber hinaus wurde durch die Objektrecherche während der Projektphase deutlich, dass 20 der 21 bereits vor Projektbeginn (Stand Januar 2001) im Raum Wuppertal installierten Mini-KWK-Anlagen (bis 50 kW elektrische Leistung) von diesem Hersteller stammen. Aus Gesprächen mit den Betreibern ging hervor, dass diese Anlagen zuverlässig laufen. Andere Anlagen, speziell modulierende KWK-Anlagen die für eine Steigerung der Eigenverbrauchsdeckung deutlich besser geeignet sind, wurden aufgrund von höheren Betriebskosten sowie technischen Problemen nicht ausgewählt.

7.2. Betreibermodell

Grundsätzlich bieten sich drei verschiedene Betreibermodelle für KWK-Anlagen an. In den Gebäuden Sattlerstraße (Objekt 1) und Lederstraße (Objekt 2) ist der jeweilige Gebäudeeigentümer auch Eigentümer und Betreiber der KWK-Anlage und liefert seinen Mietern Strom und Wärme. Ebenso könnten die Stadtwerke oder ein anderes Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Betreiber und Eigentümer der KWK-Anlage auftreten. Dann müssten zusätzlich Verträge über die Nutzung/Vermietung des Kellers zwischen Eigentümer und dem EVU geschlossen werden. Die weiteren Vertragsangelegenheiten wären jedoch identisch und das Energieversorgungsunternehmen würde durch Wärmecontracting die Mieter mit Wärme versorgen.

Im Gebäude Wülfrather Straße wurde eine Mieter-GbR, die die KWK-Anlage betreibt, gegründet. Die GbR trägt die Brennstoffkosten und ist für die Instandhaltung und Wartung der KWK-Anlage verantwortlich. Ebenso steht ihr die Vergütung für den in das öffentliche Netz eingespeisten Überschussstroms bzw. für den eigenverbrauchten KWK-Strom, die Zuschläge nach dem KWKG für den eingespeisten KWK-Strom, sowie die rückerstattete Energiesteuer zu. Die Aufteilung der Kosten / Erlöse erfolgt anhand geeigneter Messeinrichtungen abhängig vom Energieverbrauch der einzelnen Gesellschafter / Mieter. Der Vertragstext der GbR-Gründung ist im Anhang 6 zu finden. Alle Mieter haben diesen Vertragstext unterzeichnet. Das Modell mit einer GbR bietet den Vorteil, dass Kosten und Erlöse besser verrechnet werden können und die Mieter an den Einnahmen der KWK-Anlage beteiligt werden, sowie darin, dass für den gesamten im Haus genutzten Strom keine EEG-Umlage erhoben wird.

Die EEG-Umlage muss gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) von jedem Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede an einen Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom an die Übertragungsnetzbetreiber entrichtet werden. Da sich die Mieter-GbR selber mit Strom versorgt entfällt diese Abgabe. Trotz dieser Vorteile ist eine Umsetzung eines Betreibermodells mit einer GbR-Gründung schwierig, da alle Mieter der GbR beitreten müssen. Ein neuer Mieter muss somit auch immer Gesellschafter der GbR werden, was zu Schwierigkeiten bei der Vermietung des Objektes führen könnte.

Bei den notwendigen Verträgen nimmt die GbR den Platz des Eigentümers ein, sodass in beiden Fällen dieselben Verträge geschlossen werden. Die folgenden Verträge sind im Rahmen der Realisierung abzuschließen.

Stromlieferverträge: Der Betreiber ist für seinen Mieter der Stromlieferant. Der Vertrag regelt u.a. die Preise und die geltenden Fristen, da jeder Mieter prinzipiell eine freie Anbieterwahl hat. Damit die Mieter aber Stromkunden des Betreibers bleiben, sollte der Strom nicht teurer als der bis dahin geltende Tarif sein. In allen drei Objekten wird der Arbeitspreis an den Arbeitspreis der WSW (Stromtarif WSW STROM STANDARD) gekoppelt. Dieser Preis beträgt derzeit 19,62 ct/kWh. Einsparungen sind im Bereich der Grundgebühr möglich: In der Sattlerstraße (Objekt 1) zahlen die Mieter in Zukunft jeweils die Hälfte der Grundgebühr für Gas und Strom als normalerweise bei der WSW fällig wäre. In Objekt 2 berechnet der Betreiber ein Viertel der Grundgebühr und bei Objekt 3 erlässt der

Betreiber die Grundgebühr vollständig. Derzeit liegt die Grundgebühr für Strom bei der WSW bei 5,5 €/Monat.

Wärmelieferverträge: Die Mieter werden vom Betreiber mit Wärme versorgt. Dieses wird im Mietvertrag geregelt und über die jährliche Nebenkostenabrechnung abgerechnet. Im Gebäude Lederstraße, erfolgte eine Berechnung der Wärmeerzeugungskosten mit Hilfe eines Tools der Herstellerfirma, mit dem abhängig von den Betriebsstunden und dem Gesamtgasverbrauch die anteiligen Kosten der Wärmeerzeugung berechnet werden. Die Abrechnung der Wärmekosten erfolgt in Objekt 3 und Objekt 2 durch externe Firmen. Von Objekt 1 liegen keine Angaben vor.

Gasliefervertrag: Die bestehenden Gaslieferverträge zur Versorgung der KWK-Anlage und des Kessels wurde übernommen bzw. an den neuen Betreiber angepasst. Für das Gebäude Sattlerstraße musste ein neuer Vertrag zwischen WSW und dem Betreiber geschlossen werden, da vorher dezentrale Gasetagenheizungen mit Einzelverträgen vorhanden waren. Die Kosten für den Gasbezug liegen derzeit bei 4,45 ct/kWh und einer Grundgebühr von 15,12 €/Monat.

Stromvertrag Reststrombezug: Für den Strombedarf, der nicht von der KWK-Anlage gedeckt wird, ist ein Stromvertrag mit der WSW geschlossen worden. Als günstigste Variante wurde von der WSW ein Stromtarif mit Hoch- und Niedertarif abgeschätzt (WSW Spar). Der momentane Arbeitspreis zu Hochtarifzeiten liegt bei 19,75 Cent/kWh und zu Niedertarifzeiten 13,78 Cent/kWh. Darüber hinaus wird eine Grundgebühr von 13,44 €/Monat erhoben.

Netzeinspeisevertrag: Da Überschussstrom ins WSW-Netz eingespeist wird, ist ein Netzeinspeisevertrag mit der WSW-Netz GmbH abgeschlossen worden. Die Vergütung des KWK-Stroms erfolgt gemäß dem gültigen Gesetz (KWKG). Nach diesem zahlt der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber zuzüglich zu dem im Gesetz für die jeweilige Anlage festgelegten KWKG-Zuschlag (bei Mini-KWK-Anlagen 5,11 ct/kWh) einen vereinbarten Preis. Falls sich die beiden Parteien auf keinen Preis einigen können, gilt der „übliche Preis“ (EEX-Quartalspreis) zuzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) als vereinbart. Diese vNNE werden vom Verteilnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlt, da Strom aus KWK-Anlagen durch die dezentrale Einspeisung nur einen Teil der Netzinfrastruktur durchfließt und auch nur für diese eine Gebühr erhoben wird (siehe Kapitel 9.2). Derzeit liegen die Erlöse durch die vNNE bei 0,12 ct/kWh. Der EEX-Quartalspreis lag in 4/2010 bei 5,149 ct/kWh und in 1/2011 bei 5,185 ct/kWh.

Die internen Zähler, die zu Abrechnungszwecken mit den Mietern notwendig sind, wie beispielsweise die Haushaltsstromzähler, sind in das Eigentum des Betreibers übergegangen. Die Hauptzähler, die für die Abrechnung des Betreibers mit der WSW notwendig sind, befinden sich im Eigentum der WSW. Der Betreiber muss mehrmals im Jahr die Gas- und Stromzähler ablesen und diese Daten u.a. der WSW-Netzgesellschaft und dem Hauptzollamt melden, um die gesetzliche KWK-Vergütung und die Energiesteuerrückerstattung für das bezogene Gas zu erhalten. Die

genauen Zeitpunkte und Formulare wurden in einem Merkblatt zusammengefasst und dem Betreiber zur Verfügung gestellt (siehe Anhang 3).

7.3. Anlagenbeschreibung

Gebäude Sattlerstraße (Objekt 1)

Vor dem Umbau waren im Gebäude Gasetagenheizungen eingebaut. Diese wurden im Zuge der Umbaumaßnahmen entfernt. Um die Möglichkeit einer genauen Abrechnung zu erhalten, wurde für jede Wohneinheit ein eigener Heizkreis bis in den Keller geführt und über einen eigenen Wärmemengenzähler erfasst. Dadurch ist eine genaue Verbrauchserfassung der einzelnen Wohnparteien weiterhin möglich.

Als Wärmespeicher wurden drei Speicher mit einem Speichervermögen von je 1 m³ installiert, wobei im Sommerbetrieb einer der Speicher manuell abgeschaltet werden kann.

Gebäude Lederstraße (Objekt 2)

Im Gebäude Lederstraße ist bereits seit Mai 2006 eine KWK-Anlage des Typs Dachs G 5.5 der Firma SenerTec in Betrieb. Für Spitzenlastzeiten, sowie als Notversorgung, ist ein elektrischer Heizstab mit einer thermischen Leistung von 5,5 kW installiert. Dieser ist in dem ebenfalls bereits in Jahre 2006 installierten 750 l Pufferspeicher integriert. Aus Gesprächen mit dem Hauseigentümer ging hervor, dass der Heizstab in der bisherigen Betriebszeit nicht genutzt worden ist. Daher wird davon ausgegangen, dass der Heizstab auch durch die neue Regelstrategie nicht benutzt werden wird. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein weiterer 1000 l Pufferspeicher in Reihe zu dem bereits vorhandenen Speicher (750 l) angeschlossen. Dieser kann manuell hinzu geschaltet werden.

Zur Wärmeversorgung ist zusätzlich im 3. OG ein Stückholzofen installiert, mit dem die Wohnung des Vermieters im dritten OG und das Dachgeschoss beheizt werden kann. Nach Angaben des Vermieters wird dieser Ofen regelmäßig bei Außentemperaturen unter 13 °C werktags während der Abendstunden, sowie am Wochenende betrieben. Für die Grundtemperierung sorgen allerdings die Heizkörper. Eine genaue Angabe über die jährliche verfeuerte Holzmenge konnte der Nutzer allerdings nicht geben. Zur besseren Analyse der Wärmebereitstellung des Ofens wird in Zukunft eine entsprechende Liste durch den Nutzer geführt, die genaueren Aufschluss über die Betriebszeiten und den Holzverbrauch gibt. Der Nutzer wird sowohl die täglich verbrauchte Holzmenge als auch die Betriebszeiten des Ofens erfassen.

In der Vergangenheit ist die KWK-Anlage bereits durch den Installateur im Betrieb optimiert worden. Durch die Vorgabe eines Zeitprofils konnte der Eigenverbrauch gesteigert werden. Die Anlage wurde vorzugsweise in den Morgenstunden und in den Abendstunden betrieben. Bisher wurde bis auf den Strombezug des Vermieters (3. OG und DG) der gesamte produzierte Strom der KWK-Anlage in das öffentliche Netz eingespeist. Die eingespeiste Strommenge betrug während der Jahre 2007 bis 2009

zwischen 12.000 kWh/a und 14.000 kWh/a bei einem Gasbezug zwischen 58.000 kWh/a und 66.000 kWh/a.

Gebäude Wülfrather Straße (Objekt 3)

In diesem Gebäude war bereits vor dem Umbau eine zentrale Heizungsanlage mit Gaskessel (Baujahr 1995) installiert. Die Warmwasserbereitung geschah dezentral über elektrische Durchlauferhitzer. Neben der KWK-Anlage wurden zwei je 1 m³ fassende Pufferspeicher, sowie ein Warmwasserspeicher mit 300 l Fassungsvermögen installiert. Einer der beiden 1 m³-Speicher wurde mit einem Absperrhahn ausgestattet, sodass er bei Nichtnutzung aus dem hydraulischen System herausgenommen werden kann. Zur Spitzenlast- und Notversorgung ist ein Gas-Brennwertkessel mit einer thermischen Leistung von 14 kW installiert.

Übersicht

Tabelle 2: Übersicht über die installierte Anlagentechnik

	Objekt 1	Objekt 2	Objekt 3
Immobilie	Sattlerstraße 42105 Wuppertal	Wülfrather Straße 42105 Wuppertal	Lederstraße 42105 Wuppertal
			
Anlagenbezeichnung	SenerTec Dachs HKA G 5.5 S1 (MSR2)	SenerTec Dachs HKA G 5.5 S1 (MSR2)	SenerTec Dachs HKA G 5.5 S1 (MSR2)
Elektrische Leistung	5,5 kW	5,5 kW	5,5 kW
Thermische Leistung	14,8 kW (inkl. Kondensier)	14,8 kW (inkl. Kondensier)	14,8 kW (inkl. Kondensier)
Inbetriebnahme	Oktober 2010	Oktober 2010	Mai 2006
Pufferspeicher	1000 l + 1000 l + 1000 l (hydraulisch abkoppelbar)	1000 l + 1000 l	750 l + 1000 l (hydraulisch abkoppelbar)
Warmwasserspeicher	Dezentrale Frischwasser-Übergabestationen	300 l Warmwasserspeicher	Edelstahlheizschlange (57 l) im 750 l Pufferspeicher
Spitzenlastkessel / Heizstab	27 kW Junkers Gaskessel	20 kW Wolf Gaskessel gedrosselt auf 14kW	SenerTec Heizstab 5,5 kW thermisch (manuell abgestellt) Stückholzfeuerung im 3.OG und DG
Wärmeabrechnung	Einzelne Heizkreise mit Wärmemengenzählern	Elektronische Heizkörperzähler	Heizkostenverteiler nach dem Verdunstungsprinzip

8. Monitoring-System und Installation der Messtechnik

Zur kontinuierlichen Erfassung der Systemdaten der Heizsysteme wurde Mess- und Monitoringtechnik installiert, sowie ein automatischer Abruf der Messdaten eingerichtet. Visualisierungen der Messdaten ermöglichen eine stetige Qualitätskontrolle der Messdaten und kontinuierliche Datenauswertungen.

8.1. Zielsetzung

Durch die installierte Messtechnik soll sowohl eine ökonomische als auch ökologische Bewertung der Anlagen vorgenommen werden. Durch die Installation von Strom-, Wärme- und Gaszählern kann die Effizienz der Wärmebereitstellung und der Stromproduktion analysiert, sowie die Eigenverbrauchsdeckung ermittelt werden.

Durch die Steuerung des Fraunhofer ISE kann ein Ein- bzw. Ausschalten der Anlage erzwungen und somit ein Fahrplan vorgegeben werden. Es soll gezeigt werden, dass ein dezentral installierter Industrie-PC bei entsprechendem Zugriff auf Daten wie Wetterprognose, Tarifinformationen und ggf. Netzlastinformationen den Betrieb der KWK-Anlage unter ökonomischen Randbedingungen optimieren kann. Die Aufzeichnung von Lastgängen ermöglicht es dafür notwendige Prognosen zu generieren. Durch die Aufzeichnung von Betriebsdaten und Lastgängen lässt sich ermitteln, inwiefern die Maximierung der Eigenverbrauchsdeckung wirtschaftliche Vorteile bringt. Durch Variation des Tarifmodells kann ermittelt werden, durch welche Anreize und Randbedingungen ein wirtschaftlicher und ökologischer Betrieb möglich ist.

8.2. Auswahl und Installation der Hardware

Für die Erfassung der betrieblichen Parameter der KWK-Anlage wurden jeweils installiert:

- zwei bis drei Wärmemengenzähler (Elster F 96),
- ein Gaszähler (Elster BK G4 mit M-Bus Modul) sowie
- drei bis vier Stromzähler (Berg DCMi461W).

Alle Zähler sind mit einer M-Bus Schnittstelle versehen und werden über einen M-Bus Master, der die Daten seriell an einen Industrie-PC (Gateway) weitergibt, mehrfach pro Minute ausgelesen.

Darüber hinaus werden die Speichertemperaturen der Wärmespeicher (jeweils oben, in der Mitte und unten) mit Hilfe eines Feldbussystems erfasst. Hierzu sind PT1000 Wärmefühler in den Tauchrohren der Speicher installiert und werden über einen Feldbuscontroller ausgelesen. Der Feldbuscontroller gibt die digitalisierten Werte über eine Ethernetverbindung an das Gateway weiter, um die jeweils verfügbare gespeicherte Wärmemenge bestimmen zu können. Anhand der Temperaturen kann auch festgestellt werden, welche Speicher in Betrieb sind. Somit kann der Betreiber informiert werden, sobald das Zuschalten eines weiteren Speichers sinnvoll erscheint.

Über den Feldbuscontroller ist die KWK-Anlage an das Gateway angeschlossen und kann mit bzw. von diesem ferngesteuert werden (siehe Kapitel 9.1). Die Messtechnik wurde durch das Fraunhofer ISE ausgewählt, parametrisiert und soweit wie möglich vorinstalliert. Abbildung 2 stellt beispielhaft den Aufbau eines des vom Fraunhofer ISE aufgebauten Schaltkastens inkl. Gateway dar.

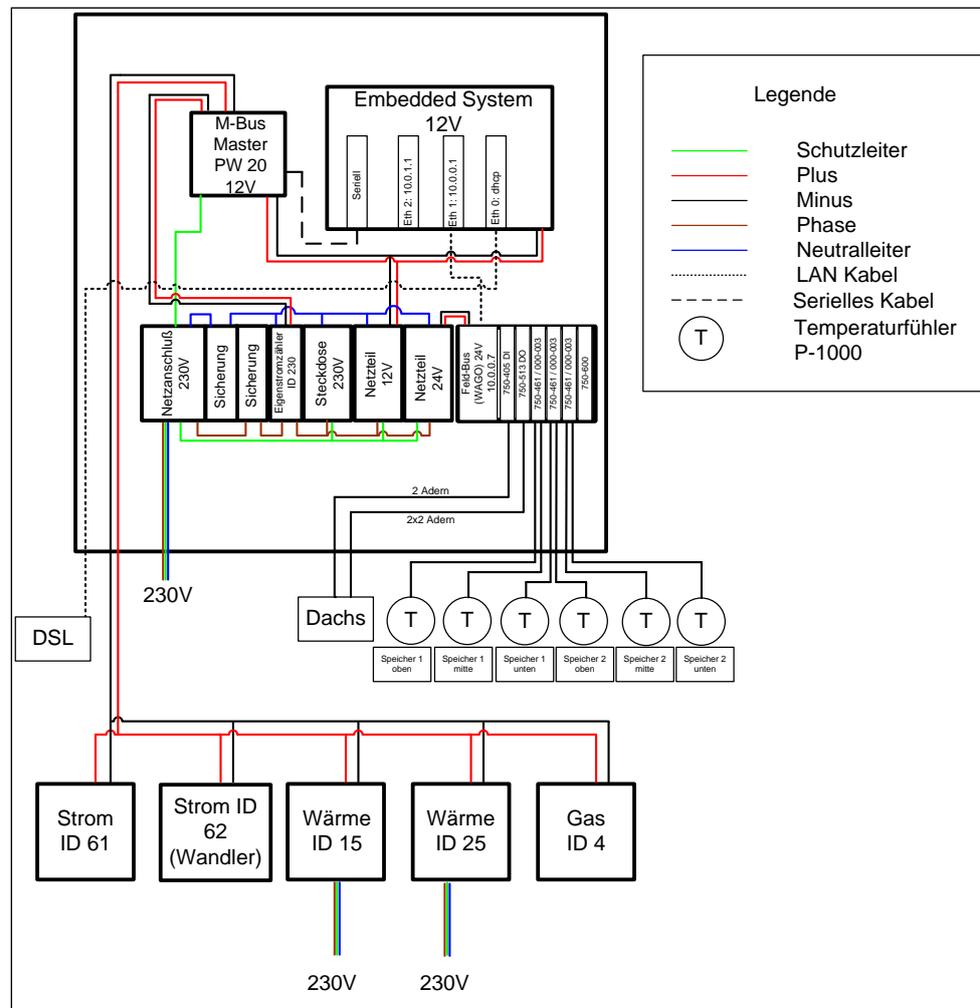


Abbildung 2: Schematischer Aufbau der Schaltschranke mit Monitoring- und Steuerequipment, sowie die angeschlossenen Geräte

Installateure der WSW, sowie der Betreiber der KWK-Anlage, haben in Abstimmung mit dem Fraunhofer ISE die Installation vor Ort durchgeführt. Bei einem Vororttermin wurde die Installation der Messtechnik vom Fraunhofer ISE überprüft und in Betrieb genommen.

Das Monitoring der drei Feldtestanlagen konnte in dem Umfang nur teilweise und mit Verzögerung umgesetzt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es bei den Herstellern der Wärmemengenzähler zu Lieferschwierigkeiten kam. Der Wärmemengenzähler, der die Wärmeabnahme in Objekt 1 misst, konnte erst Mitte April installiert werden. Seit diesem Zeitpunkt sind alle Installationsarbeiten abgeschlossen. Da die Leistungswerte der Wärmemengenzähler in allen drei Feldtestanlagen nur

eine ungenügende Datenqualität aufweisen, musste sowohl für die Feldtestanalyse (inkl. Simulation), als auch für das eigentliche Steuerungsframework auf die Arbeitswerte zurückgegriffen werden und ggf. rechnerisch aus dem Arbeitswert ein Leistungswert ermittelt werden.

Zusammenfassend lässt sich die durch das eingesetzte Monitoring-System erreichte Datenqualität als gut bewerten. Aufgrund einer instabilen elektrischen Verdrahtung eines Wärmemengenzählers kam es bei Anlage 1 zu einer Unterbrechung des Feldversuches im Zeitraum 30.05.2011 bis 07.06.2011 (siehe Abbildung 3).

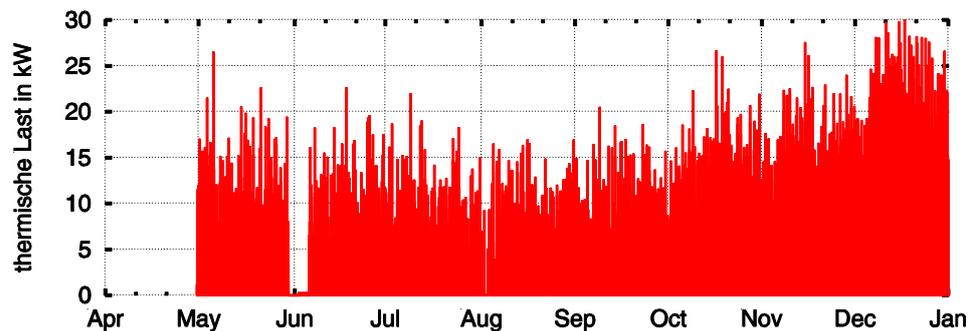


Abbildung 3: Feldtestdaten des die thermische Gesamtlast messenden Wärmemengenzählers bei Anlage 1

8.3. Energiemonitoring

Das Energiemonitoring (siehe Abbildung 4) mit zwei bis drei Wärmemengenzählern, einem Gaszähler und drei bis vier Stromzählern (siehe Kapitel 8.2) wurde so konzipiert, dass:

- alle notwendigen Größen für die energetische und ökonomische Bewertung der Anlage erfasst werden,
- die als Eingangsparameter für die Lastprognosen der optimierten Betriebsweise nötigen Lastdaten aufgezeichnet werden und
- der zur Steuerung der Aggregate notwendige Live-Status des Systems durchgängig kontrolliert werden kann.

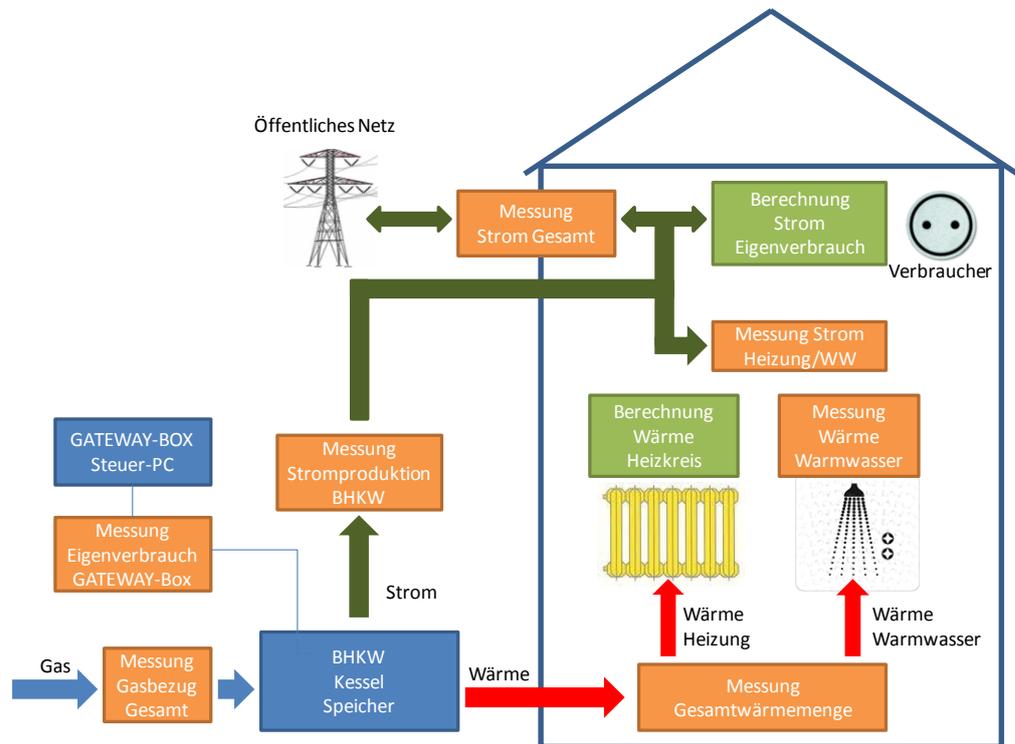


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Energiemonitoring-Systems

Wärmemengenzähler

Ein Wärmemengenzähler zwischen Verbrauchern und thermischem Speicher misst die gesamte Wärmeabnahme. Ein weiterer Wärmemengenzähler ist im Heiz- oder Warmwasserkreislauf installiert. Da keine weiteren Wärmeabnehmer im Gebäude vorhanden sind, kann die dritte Wärmemenge durch die Bildung der Differenz der beiden gemessenen Wärmemengen ermittelt werden. So kann die entnommene Wärmemenge getrennt nach Warmwasser und Heizwärmebedarf erfasst und analysiert werden. In der Sattlerstraße ist aus Gründen des Anlagenaufbaus eine getrennte Erfassung des Warmwasserbedarfs nicht möglich. Hier findet die Trennung von Warmwasser- und Heizung in jeder Wohnung individuell statt. Somit müsste in jeder Wohnung ein eigener Zähler mit zusätzlichen Datenleitungen installiert werden.

Bei zwei der drei Anlagen wird zusätzlich noch ein Wärmemengenzähler zwischen KWK-Anlage und Speicher installiert. Die Differenz zwischen der gesamten Wärmeabnahme und der Erzeugung der KWK-Anlage ermöglicht (im monovalenten Betrieb) die Ermittlung der Speicherverluste.

Gaszähler

Der Gaszähler misst den Gasverbrauch im Heizungsraum. Dieser umfasst sowohl den Gasverbrauch der KWK-Anlage, als auch - sofern vorhanden - den Gasverbrauch des Kessels. Da der SenerTec Dachs nicht modulierend betrieben wird, ist der Gasbezug der KWK-Anlage während des Betriebes konstant. Anhand des zeitlich aufgelösten Volumenstroms kann somit der Verbrauch beider Komponenten rechnerisch ermittelt werden.

Die Auswertung der Betriebszeiten des Kessels stellt sich als schwierig heraus. Die Auflösung des Gaszählers ist mit $0,01 \text{ m}^3$ zu gering, um genau zu erkennen, zu welchen Zeiten der Kessel in Betrieb war. Eine genauere Betrachtung des Kessels konnte daher nicht erfolgen.

Stromzähler

Zwei der vier Stromzähler sind als Zweirichtungszähler ausgeführt. Einer (Messwandlerzähler) ist an der Hausübergabestelle montiert und misst Bezug und Einspeisung ins Netz. Bei Einspeisung ins Netz wird ein negativer Momentanwert geliefert. Bezug und Einspeisung werden in zwei getrennten Registern aufsummiert. Ein weiterer Zweirichtungszähler misst den Verbrauch bzw. die Produktion der KWK-Anlage. Der Eigenverbrauch der KWK-Anlage setzt sich dabei aus dem Verbrauch der internen Pumpen, sowie der internen Steuerung der KWK-Anlage zusammen. Im Betrieb wird daher der produzierte Strom der KWK-Anlage abzüglich des Eigenverbrauchs der KWK-Anlage gemessen (dies entspricht der abrechnungsrelevanten Messsituation).

Auf Grundlage der Messwerte der beiden Zweirichtungszähler lässt sich aus der Differenz aus Netzbezug bzw. Einspeisung und Produktion bzw. Bezug der KWK-Anlage der Nettostrombezug (ohne KWK-Anlage) des Gebäudes berechnen (siehe auch Abbildung 7 unten).

Um eine normgerechte Bilanzierung des Primärenergiebedarfs für Wärmerzeugung und Warmwasserbereitung durchführen zu können, wurde ein weiterer Stromzähler installiert, der den Strombedarf für die Wärme- und Warmwasserbereitstellung misst. Mit diesem Strombedarf und dem dazugehörigem Primärenergiefaktor, sowie der benötigten Wärmemenge, kann der Primärenergiebedarf für die Wärme- und Warmwasserbereitstellung genau ermittelt werden. Dies ist im Gebäude in der Sattlerstraße nicht möglich, da hier für jede Wohneinheit ein eigener Heizkreis mit eigener Pumpe installiert wurde. Diese Pumpe wird durch den jeweiligen Haushaltsstromzähler der Wohneinheit erfasst, sodass eine Messung des Gesamtstrombedarfs der Pumpen nicht mit einem Stromzähler erfassbar ist. Die Leistungsaufnahme der Pumpen wird anhand bereits abgelesener Leistungsaufnahmen, sowie Annahme von typischen Betriebsstunden abgeschätzt.

Darüber hinaus wird auch der Stromverbrauch der zusätzlichen Steuereinheit des Fraunhofer ISE erfasst. Damit kann der zusätzliche Energieaufwand für die optimierte Betriebsweise analysiert werden.

Temperaturfühler

Je Speicher sind drei Temperaturfühler installiert, welche die Temperatur im oberen, mittleren und unteren Teil des Speichers messen. Alle Speicherabschnitte haben etwa das gleiche Volumen. Aus diesen Werten wird mit Formel (8-1) (beispielhaft für Anlage 2) der Füllstand des Speichers (State Of Charge (SOC)) ermittelt. Der SOC ist für die intelligente Betriebsführung von großer Bedeutung, da er die Freiheitsgrade des BHKW-Betriebs für jeden Zeitschritt definiert. Hierzu wird eine maximale mittlere Speichertemperatur (bei Anlage 2: $80 \text{ }^\circ\text{C}$), limitiert durch die Vorlauftemperatur des Mikro-BHKW, angesetzt. Die untere Speichertemperatur muss die Versorgung mit Warmwasser und

Heizungsenergie zu jeder Zeit sicherstellen (bei Anlage 2: 40 °C). Die SOC der Speicher werden mit ihrer Kapazität (bei Anlage 2: 800 l und 1000 l) gewichtet und auf die Gesamtkapazität des Speichersystems normiert.

$$SOC = \left[\frac{T_1 + T_2 + T_3 - 40^\circ C}{80^\circ C - 40^\circ C} \cdot 800l + \frac{T_4 + T_5 + T_6 - 40^\circ C}{80^\circ C - 40^\circ C} \cdot 1000l \right] \cdot \frac{1}{800l + 1000l} \quad (8-1)$$

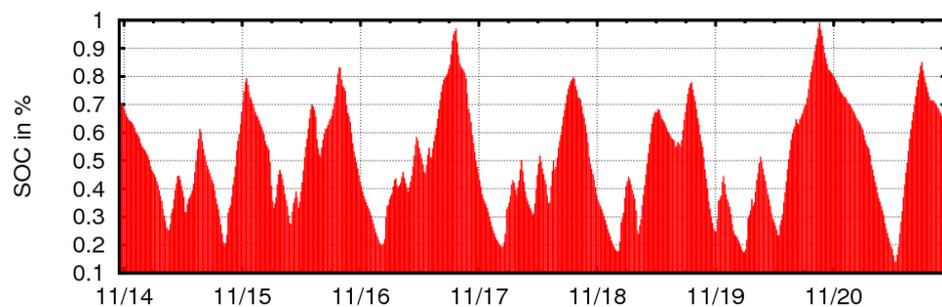


Abbildung 5: Beispielhafter Verlauf des SOC der Anlage 2 in der Woche vom 14. bis zum 20. November

8.4. Datenübermittlung und Echtzeitvisualisierung

Die gemessenen Daten werden auf Basis von Minutenmittelwerten auf dem Gateway abgespeichert. Ein Messdatenserver des Fraunhofer ISE, der über eine sichere VPN-Verbindung mit dem Gateway verbunden ist, ruft über einen Synchronisationsprozess die auflaufenden Daten einmal pro Minute von den Gateways ab. Dort werden die Daten visualisiert, um Fehler in der Messung bzw. im Betrieb frühzeitig erkennen zu können. Über diesen Server werden die Daten auch der Bergischen Universität Wuppertal zur Verfügung gestellt.

Darüber hinaus wurde vom Fraunhofer ISE eine Echtzeit-Visualisierung eingerichtet, die über einen Browser aufgerufen werden kann. Dort können sowohl die aktuellen Daten in einem Anlagenschaubild (siehe Abbildung 6) verfolgt als auch Tagesdiagramme (siehe Abbildung 7) eingesehen werden.

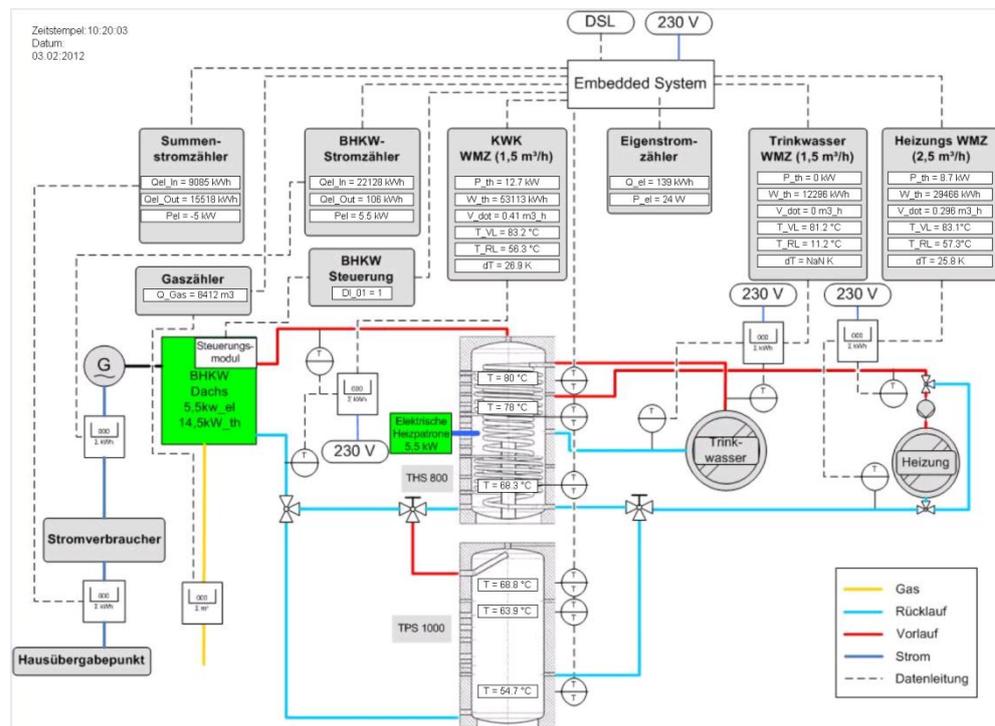


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung der Echtzeit-Visualisierung anhand der Heizanlage von Anlage 2

Anhand von aktuellen Tagesdiagrammen kann schnell ein Überblick über das Anlagenverhalten gewonnen werden. Aufgezeigt werden in Form von kontinuierlich aktualisierten Diagrammen die Leistung der beiden Stromzähler, der berechnete Bezug ohne KWK-Einspeisung, die Speichertemperaturen, die Steuersignale der KWK-Anlage, der Gesamtgasbezug, die thermische Leistung der beiden Wärmemengenzähler mit den jeweiligen Vor- und Rücklauftemperaturen, sowie der Eigenverbrauch des Steuermoduls.

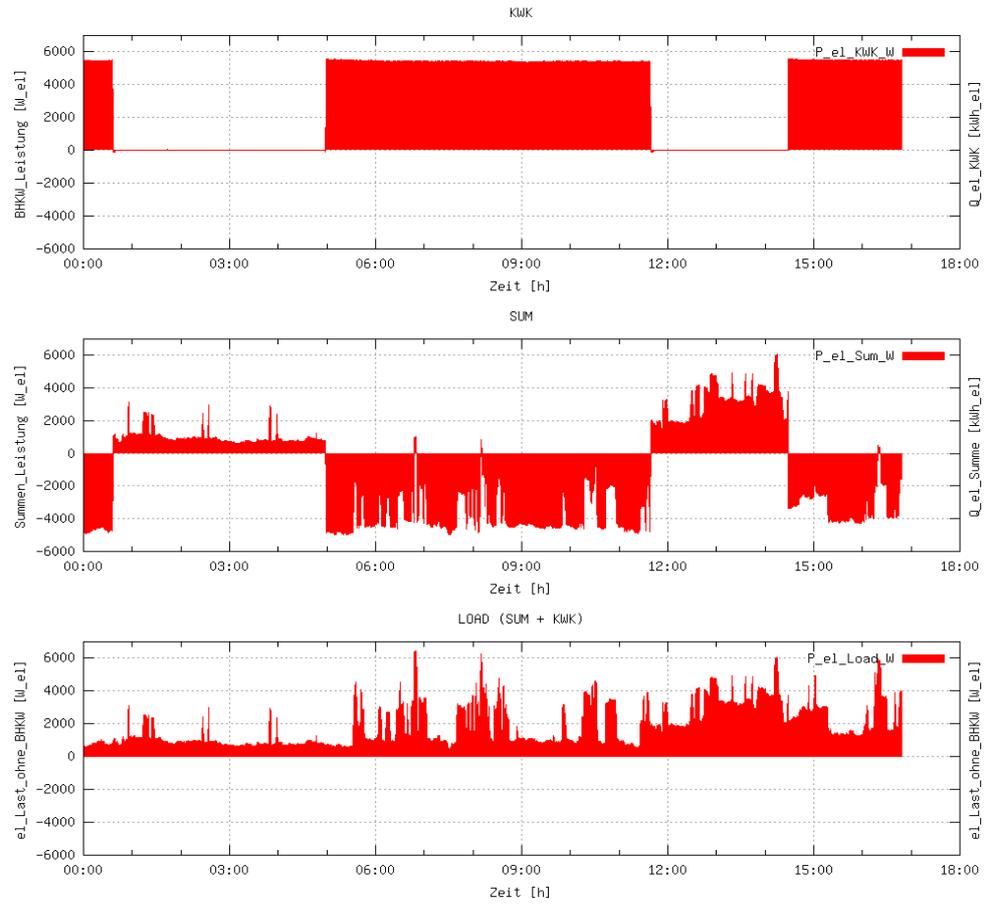


Abbildung 7: Produzierte Strommenge der KWK-Anlage (oben) Eingespeiste und bezogene Leistung aus dem öffentlichen Netz (Mitte), sowie der um die KWK-Anlage bereinigte Strombezug (unten) vom 19.11.2010.

9. Optimierte Betriebsführung

9.1. Steuerkonzept zur Anpassung des Betriebs an zeitvariable Tarife

Die beiden im Zuge des Projektes neu installierten BHKWs sind seit Anfang Oktober 2010 in Betrieb. Der Zeitplan für die Umstellung der Steuerung auf die optimierte Betriebsführung konnte bei Anlage 1 aufgrund von Lieferschwierigkeiten eines Wärmemengenzählers nicht eingehalten werden. Dieser Wärmemengenzähler, der die gesamte Wärmeabnahme aufzeichnet, ist für die Prognose der thermischen Last zwingend notwendig. Ohne diesen Zähler war eine Umstellung der Steuerung nicht möglich. Während die anderen beiden Objekte (Anlage 2 18.01.2011 und Anlage 3 09.02.2011) nach Plan umgestellt werden konnten, erfolgte die Umstellung bei Anlage 1 am 27.04.2011.

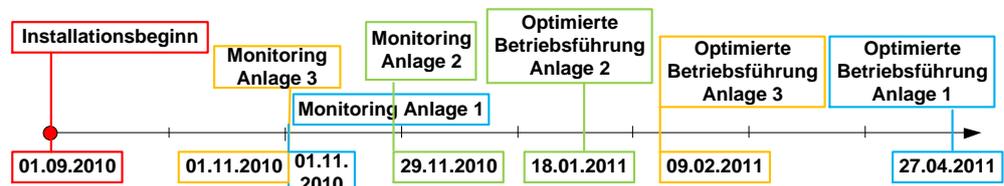


Abbildung 8: Zeitpunkte der Inbetriebnahme der Datenaufzeichnung sowie der Umstellung der Steuerung

Die Steuerung des Fraunhofer ISE ermöglicht es auf Basis der vom Hersteller installierten und vom Installateur konfigurierten Steuerung der KWK-Anlage Steuergrößen vorzugeben. Somit läuft die Anlage normalerweise unabhängig von der Steuerung des ISE. Der Anschluss über den Feldbuscontroller ermöglicht es die KWK-Anlage an- und auszuschalten oder auch den Betrieb vollständig der herstellereigenen Steuerung zu überlassen. Die Art der realisierten Hardwareanbindung der ISE-Steuerung verhindert jedoch kritische Betriebszustände. So führt beispielsweise eine kritische Rücklauftemperatur, auch bei entgegengesetztem Signal durch die aufgesetzte Steuerung, zum rechtzeitigen Abschalten der KWK-Anlage durch die übergeordnete Herstellersteuerung.

9.2. Eingangsparameter für die optimierte Betriebsführung

Die optimierte, prädiktive (zukunftsorientierte) Betriebsführung von KWK-Anlagen erfordert die Einbindung von Last- und Wetterprognose, sowie Strompreisen / -tarifen, die als Basis für die Optimierung dienen. Das Prognosemodell zur Vorhersage der elektrischen und thermischen Lastverläufe basiert auf historischen Daten.

Abbildung 9 gibt einen Überblick über die Eingangsparameter für die strom-/wärmegeführte Betriebsweise. Dabei wird unterschieden zwischen Messwerten, die durch das Monitoringsystem erfasst werden und externen Daten, die von außen Einfluss auf den Betrieb der KWK-Anlage nehmen. Die Messwerte und externe Daten werden von sogenannten Systemprozessen genutzt, um daraus intern beispielsweise Prognosen zu berechnen. Des Weiteren haben auch sonstige Rahmenparameter, wie

Kosten oder technische Randbedingungen, Einfluss auf den Betrieb der KWK-Anlage. Neben der elektrischen und thermischen Last im Gebäude beeinflusst auch ein externer Tarif (basierend auf dem EEX-Stromtarif) die Betriebsweise der KWK-Anlage. Die wichtigsten Einflussparameter auf den Betrieb der KWK-Anlage werden im Folgenden kurz erläutert und deren Zusammenhang in Abbildung 8 schematisch dargestellt.

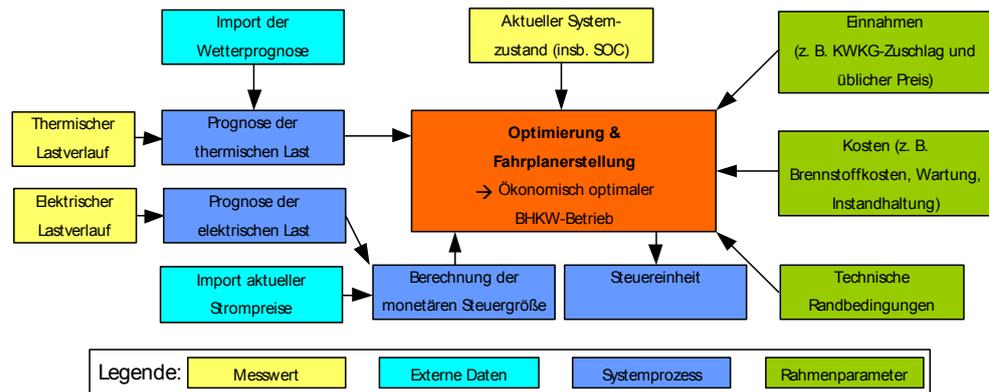


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Einflussparameter auf den Betrieb der KWK-Anlage durch die Steuerung des ISE

Wetterprognosen und Prognose der thermischen Last

Da die Heizlast eines Gebäudes in hohem Maß von der Außentemperatur abhängt, bedingt eine thermische Lastprognose außer historischen Lastdaten auch eine Wetterprognose als Eingangsgröße. Über Anbieter wie die Meteogroup sind Wetterprognosen kommerziell erhältlich. Umfangreiche historische Datensätze bilden die Grundlage dieser Prognosen, die aus entsprechenden meteorologischen Modellen generiert werden. Die Wetterprognosen reichen bei den von der WSW zur Verfügung stehenden Daten der Meteogroup bis zu 72 Stunden in die Zukunft und werden einmal täglich bereitgestellt. Im Zuge dieses Projektes wurden die Wetterdaten von der WSW an das Fraunhofer ISE weitergeleitet. Von einem Server des Fraunhofer ISE werden die Wetterprognosen täglich auf die Gateways aufgespielt und stehen somit dem Prognoseprozess zur Verfügung.

Die thermische Last des Gebäudes wird durch Wärmemengenzähler hinter den Speichern zeitaufgelöst erfasst. Somit kann auf Basis der Wetterprognose und den historischen thermischen Lastgängen des Gebäudes durch lineare Regressionsanalysen eine Prognose der thermischen Last erstellt werden.

Für die Umsetzung des Feldtests werden zwei Prognosen benötigt. Dies ist einerseits die Prognose der elektrischen Last, um die monetäre Führungsgröße zu errechnen und andererseits die Prognose der thermischen Last, um den BHKW-Einsatz bzw. die Speicherbewirtschaftung prädiktiv zu planen. Beide Prognosen werden durch das im Folgenden beschriebene zweistufige Prognoseverfahren erstellt. Die Prognose der elektrischen Last weist dabei keine Abhängigkeit von der Außentemperatur auf.

Langfristprognose

Um die thermische Last zu prognostizieren, wird die Last (\dot{Q}_V) zum Zeitpunkt t durch die Funktion

$$\dot{Q}_V(t) = W(t) + F_T(t) \quad (9-1)$$

beschrieben, wobei $W(t)$ ein geglättetes wöchentlich periodisches Lastprofil darstellt und $F_T(t)$ eine polynomielle Funktion der Außentemperatur (T) zum Zeitpunkt (t). Beide Funktionen sind durch eine Reihe von Koeffizienten parametrisiert, die mittels linearer Regression bestimmt werden. Die hieraus resultierende Lastkurve $\dot{Q}_V(t)$ ist eine erste Prognose für die thermische Last, bildet jedoch keine kurzfristigen Abweichungen ab und reagiert daher nicht auf Abweichungen.

Kurzfristprognose

Eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte wird erreicht, indem auf Basis der Messwerte der jüngsten Vergangenheit eine Korrektur der Langfristprognose durchgeführt wird. Hierzu wird die mittlere Abweichung zwischen der Langfristprognose und den Messwerten der letzten drei Stunden berechnet. Daraufhin werden Tage der Vergangenheit bestimmt, an denen eine ähnliche Abweichung zwischen Prognose und tatsächlicher Last auftrat. Der mittlere weitere Verlauf der Abweichungen dieser ähnlichen Tage wird dann zu der aktuellen Lastprognose addiert. Dies führte zu einer deutlichen Verbesserung der Prognosegüte. Der positive Effekt nimmt mit steigender zeitlicher Entfernung zur Prognoseerstellung ab.

Prognose der elektrischen Last

Zum Einsatz kam eine auf historische Messdaten basierende lernfähige Stromlastprognose, die im Zuge des Projektes weiterentwickelt wurde. Wenn die Mieter ihr Stromverhaltensverhalten ändern, passen sich (zeitlich verzögert) auch die Einsatzzeiten der KWK-Anlage daran. Durch die beiden Zweirichtungszähler kann das Lastprofil basierend auf dem Nutzerverhalten der Bewohner zeitaufgelöst erfasst und für zukünftige Lastprognosen genutzt werden (siehe hierzu auch Abbildung 7). Wie in Kapitel 9.2 beschrieben, ist die Prognose der elektrischen Last die Basis zur Berechnung des monetären Steuersignals.

Prognose der Netzlast

Wie in Kapitel 7.2 beschrieben, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom neben dem KWKG-Zuschlag und dem „üblichen Preis“ mit den vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE) zu vergüten. Mini-KWK-Anlagen sind häufig an Nieder- und Mittelspannungsnetze angeschlossen und versorgen Endkunden direkt auf der Anschlussebene. Dies hat zur Folge, dass der Strom nicht der klassischen Versorgungsstruktur (zentrale Großkraftwerke speisen in ein übergeordnetes Netz, das den Strom durch Verteilnetze an die Endkunden leitet, ein) folgt. Die übergeordneten Netze werden durch die dezentrale Versorgung also nicht belastet.

Die Netznutzungsentgelte stellt der Verteilnetzbetreiber allen Endkunden in Rechnung. Die anfallenden Entgelte, gibt er jedoch nur bei tatsächlicher Nutzung an die Betreiber der übergeordneten Netze (z. B. Übertragungsnetzbetreiber) weiter. Die Differenz aus den vom Endkunden erhobenen Netznutzungsentgelten und den tatsächlich an die übergeordneten Netzbetreiber zu zahlenden Entgelte muss der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber der dezentralen Erzeugungseinheiten vergüten.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte setzen sich grundsätzlich aus vermiedenem Arbeits- und Leistungsentgelt zusammen. Im Zuge dieses Projektes sollte gezeigt werden, dass durch die Echtzeit-Veröffentlichung der Netzlast in Kombination mit einer intelligenten Steuerung der KWK-Anlage das Leistungsentgelt maximiert werden kann. Das Leistungsentgelt wird durch die eingespeiste Leistung bestimmt, die von der Anlage zum Bewertungszeitpunkt¹ bereitgestellt wird.

Es war daher geplant, dass die aktuelle Netzlast durch WSW bereitgestellt wird und über eine Kurzfristprognose in den Fahrplan der KWK-Anlage mit eingebunden wird. Auf die Umsetzung der geplanten Netzintegration in das Optimierungsmodell wurde verzichtet, da:

- Problemen bei der Bereitstellung kurzfristiger Daten durch die WSW auftraten (Daten können nur via Email bereitgestellt werden),
- der relevante Zeitpunkt im Regelfall im Januar bzw. Februar liegt und die Umsetzung zu diesem Zeitpunkt nicht gewährleistet werden konnte,
- mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit das jetzige Optimierungsmodell sowie klimatische Bedingungen dazu führen, dass die BHKWs zur Höchstlastzeit in Betrieb sind und
- es nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der BHKWs hätte.

Einbindung der EEX-Strompreisdaten

Um einen zeitvariablen Stromtarif zu realisieren, wurden die Day-Ahead EPEX Spot Preise der EEX (European Energy Exchange) der deutschen Strombörse in Leipzig eingebunden.

Eine Orientierung an den Preisen der EEX findet de facto bereits in Form der derzeit geltenden Einspeisevergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) statt. Dies geschieht jedoch nicht auf Basis der an der Börse stündlich schwankenden Spotmarktpreise, sondern auf Basis eines durchschnittlichen Preises für Baseload-Strom am Spotmarkt der EEX, der quartalsweise ermittelt und der Einspeisevergütung (dem so genannten „üblichen Preis“) zugrunde gelegt wird.

¹ Die Bewertung findet laut Gesetz auf Basis der Vermeidungsleistung statt, die definiert ist als „*Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der maximalen Bezugslast dieses Jahres aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene in Kilowatt.*“ (§ 18 Abs. 2 Satz 4 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV))

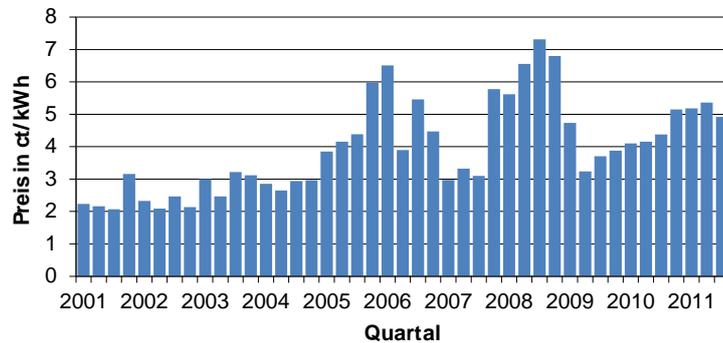


Abbildung 10: „Üblicher Preis“ auf Basis des EPEX Spot Quartalpreises seit 2001
[Quelle: ISE auf Basis der Daten der EEX]

Die im Rahmen dieses Forschungsprojektes genutzten Strompreise sind die stundenaufgelösten Day-Ahead-Strommarktpreise der EEX. Im betrachteten Jahr 2011 lagen die Preise an der EEX zwischen -36,82 €/MW und 117,49 €/MW. Im Mittel (Phelix Day Base) lag der Preis bei 51,12 €/MW, wobei in der Peak-Zeit (Phelix Day Peak: 08:00 bis 20:00) der Preis im Mittel bei 57,02 €/MW lag, in der Nacht bzw. Off-Peak-Zeit (20:00 bis 08:00) bei 45,05 €/MW und somit im Schnitt 21 % unterhalb des Peak-Preises.

Day-Ahead-Handel bezeichnet hierbei den Handel von Stromprodukten für den jeweiligen Folgetag. Der Strompreis für jede Stunde des Folgetages ergibt sich aus dem teuersten Angebot von 0,1 MW Leistung für das noch ein Zuschlag gewährt wird (siehe Abbildung 11). Es stellt sich somit, auf Basis der Angebots- und Nachfragefunktion, für jede Stunde des Folgetages ein fester Einheitspreis ein.

Für die optimierte Betriebsweise werden die Preisdaten täglich automatisch von der EEX auf das Gateway aufgespielt und gehen in die Optimierung der Betriebsführung ein. Eine Preisprognose ist somit nicht nötig.

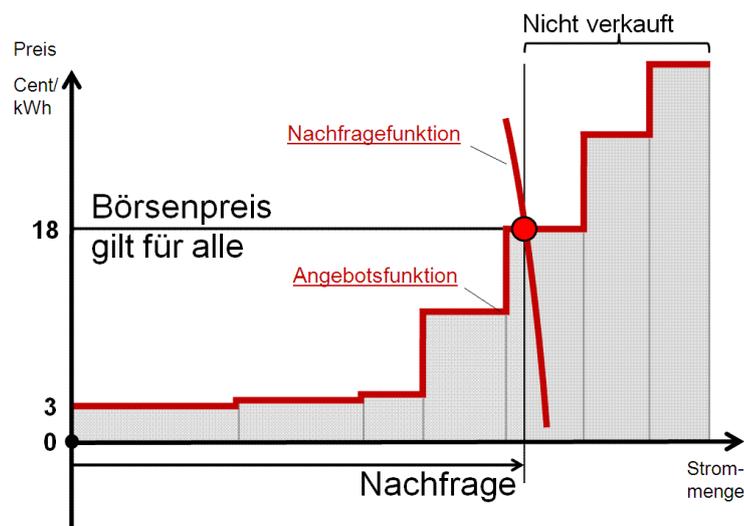


Abbildung 11: Strompreis am Day-Ahead EEX-Markt auf Basis von Angebot und Nachfrage [SFV]

Die Angebotsfunktion ergibt sich wie folgt: Die Angebote werden geheim gehalten und von der Börse entsprechend dem Preis in eine Reihenfolge gebracht. Daraus ergibt sich die dargestellte, nach rechts ansteigende Angebotsfunktion. Auch die Kaufwünsche der Stromeinkäufer werden nach den gebotenen Preisen in eine Reihenfolge gebracht (Nachfragefunktion). Hier ergibt sich eine nach rechts abfallende Funktion. Da Wirtschaft und Gesellschaft von Stromlieferungen extrem abhängig sind, wird Strom auch gekauft, wenn er sehr teuer ist. Deshalb gibt es nur wenige Einkäufer, die ihren Stromeinkauf vom Strompreis abhängig machen. Die Nachfragefunktion ist deswegen steil abfallend. Der Schnittpunkt der Nachfragefunktion mit der Angebotsfunktion definiert die gehandelte Strommenge und den Börsenpreis. Alle Angebote rechts des Schnittpunktes werden nicht benötigt. Alle Angebote links des Schnittpunktes finden einen Käufer und werden mit dem Börsenpreis bezahlt [SFV 2009].

9.3. Optimierung durch Nutzung zeitvariabler Tarife als monetäres Steuersignal

Auf Basis des jeweils aktuellen Stromverbrauchs (Lastprognose), sowie des vom EEX-Preis abhängigen Wertes der Überschusseinspeisung, kann für den Betrieb des BHKW ein Tarifsignal (monetäres Anreizsignal) für jeden Zeitpunkt generiert werden.

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die Zusammensetzung der realen Einnahmen für jeweils eine durch ein BHKW erzeugte kWh_{el}. Die beiden ersten Säulen beziehen sich dabei auf Anlagen, die durch eine Mieter-GbR betrieben werden. Die Einnahmen aus dem Stromverkauf entsprechen in diesem Fall dem Strombezugspreis für das Gebäude. Bereits die Vermeidung des Strombezuges für eine Mieter-GbR macht den BHKW-Betrieb wirtschaftlich, in der Hochpreiszeit sogar ohne den KWKG-Bonus. Die dritte und vierte Säule zeigen die Einnahmen für ein BHKW in einem Gebäude ohne Mieter-GbR. Daher muss für den Eigenverbrauchten Strom die EEG-Umlage gezahlt werden, was die Einnahmen aus dem Stromverkauf bei Eigenverbrauch entsprechend senkt. Die letzten drei Säulen zeigen die Einnahmesituation bei reiner Überschusseinspeisung für unterschiedliche EEX-Preise, wobei die letzte Säule den Effekt eines negativen EEX-Preises verdeutlicht. In diesem Fall wäre der Betrieb eines Kessels einem BHKW-Einsatz vorzuziehen, da die Einnahmen geringer sind als die Erzeugungskosten.

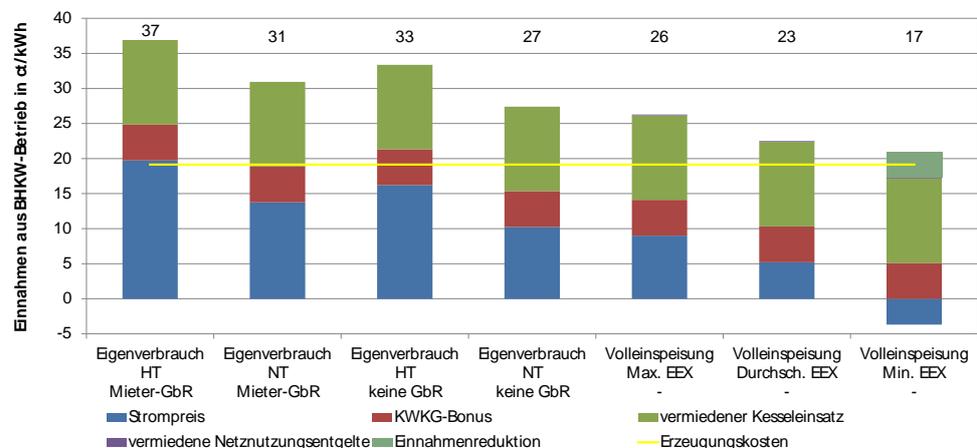


Abbildung 12: Vergleich der Zusammensetzung der Einnahmen pro erzeugte kWh_{el} für unterschiedliche Szenarien

Das monetäre Anreizsignal A_d , das die Grundlage für die Optimierung des Fahrplans bildet, berechnet sich nach Formel 10.1. Es stellt den erzielbaren Erlös bei Betrieb des Mikro-BHKW dar. Der elektrische Eigenbedarf P_{Eigen} wird mit den vermiedenen Bezugskosten K_{Bezug} bewertet. Der Anteil des Stromes, der vom Mikro-BHKW erzeugt, aber nicht im Gebäude genutzt wird ($P_{\text{BHKW}} - P_{\text{Eigen}}$), wird mit den EEX-Spotmarktpreisen EEX_{Preis} zuzüglich der $vNNE$ bewertet.

Die beiden Vermarktungsoptionen (Verkauf an die Mieter und Einspeisung ins Netz) sind mit der entsprechenden Leistung gewichtet und werden durch die Leistung des Mikro-BHKW normiert. Der KWK-Zuschlag von 5,11 ct/kWh wird zusätzlich bei beiden Vermarktungsoptionen gezahlt und geht als zeitlich unabhängiger Wert in die Berechnung des Anreizsignals A_d ein.

$$A_d = \frac{[(P_{\text{Eigen}} \cdot K_{\text{Bezug}}) + (P_{\text{BHKW}} - P_{\text{Eigen}}) \cdot (EEX_{\text{Preis}} + vNNE)]}{P_{\text{BHKW}}} + \text{Bonus}_{\text{KWK}} \quad (9-2)$$

Für die Berechnung werden folgende Größen zu Grunde gelegt:

P_{Eigen}	Prognose der elektrischen Last des Gebäudes/Bewohner
K_{Bezug}	Strombezugskosten des BHKW Betreibers. Der Betreiber verfügt über einen HT/NT-Vertrag (HT = 19,75 ct/kWh 6 bis 20 Uhr (netto) / NT 13,78 ct/kWh von 20 bis 6 Uhr (netto)). Davon wird bei Anlage 1 und Anlage 2 die EEG-Umlage abgezogen (2011: 3,53 ct/kWh), da diese auch für den an die Mieter gelieferten Strom abgeführt werden muss. Daraus resultieren ein HT von 16,22 ct/kWh und ein NT von 10,25 ct/kWh. Bei Anlage 3 wird durch die Betreiber GbR kein Abzug der EEG-Umlage vorgenommen
P_{BHKW}	Leistung des BHKWs (Nennleistung 5,5 kW _{el})
EEX_{Preis}	Day-Ahead-Preise der Strombörse
$vNNE$	Vermiedene Netznutzungsentgelte die derzeit bei 0,12 ct/kWh liegen
$\text{Bonus}_{\text{KWK}}$	KWK-Bonus von 5,11 ct/kWh

Besonders attraktiv ist die Vermarktung der erzeugten Elektrizität im Gebäude selbst, wie Abbildung 13 beispielhaft für einen Tag verdeutlicht. Für eine MWh, die von der KWK-Anlage produziert und im Gebäude selbst verbraucht wird, vermeidet der Betreiber zur Mittagszeit Strombezugskosten von 162 €. Für eine Einspeisung derselben Strommenge ins Netz erhält er lediglich ca. 60 €.

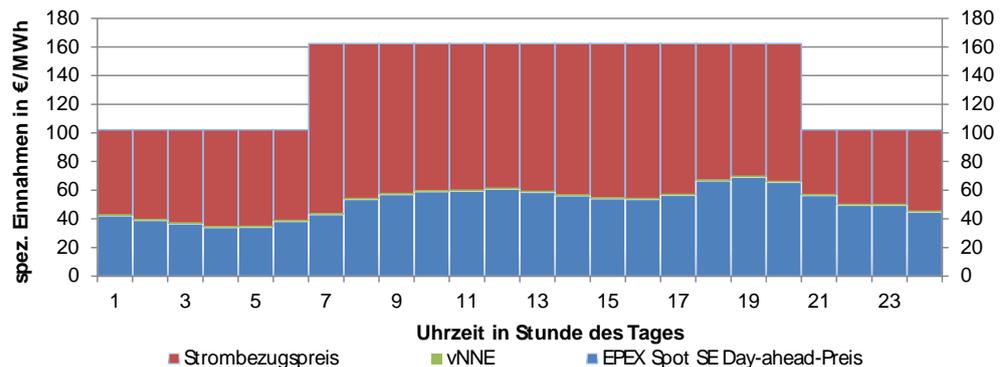


Abbildung 13: Vergleich EEX-Spotmarktpreise (Quartaldurchschnittspreis Q4 2010) und Strombezugspreis bzw. „Vergütung“ des eigenverbrauchten Anteils

Abbildung 14 stellt den Einfluss des (prognostizierten) Eigenbedarfsanteils auf das monetäre Anreizsignal dar (oberster Rand der grünen Fläche). Dabei wird deutlich, dass bei hohem Eigenbedarfsanteil auch das Anreizsignal ansteigt und entsprechend bei niedrigem Stromverbrauch während der Nachtstunden absinkt. Darüber hinaus ist auch der Einfluss der Strombezugskosten durch den HT/NT-Tarif erkennbar. Das Anreizsignal fällt um 20:00 Uhr durch den NT-Tarif stark ab und steigt um 6:00 Uhr durch den HT-Tarif steil an.

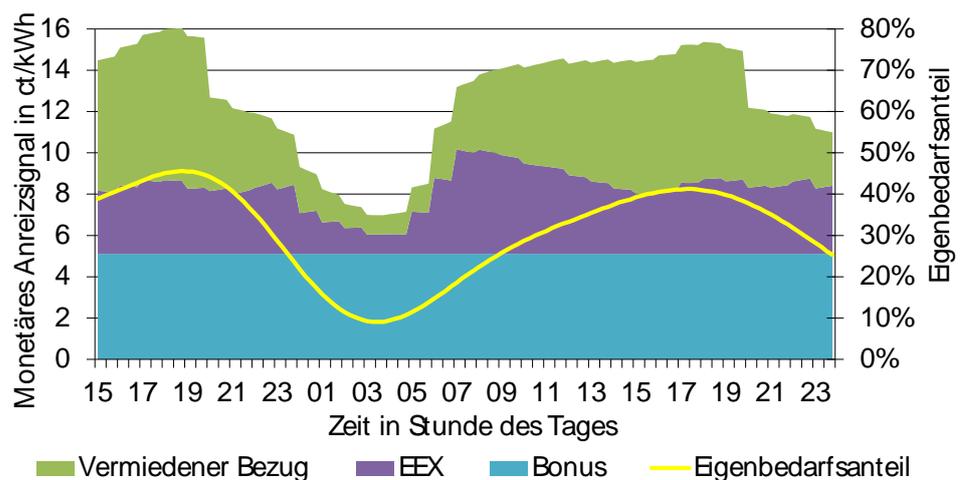


Abbildung 14: Zusammenhang zwischen dynamischem Anreiz, EEX-Spotmarktpreis und elektrischem Eigenbedarf

In Abbildung 15 ist beispielhaft für eine Woche das Anreizsignal für Anlage 2 und Anlage 3, sowie der EEX-Strommarktpreis dargestellt. Dabei

wird deutlich, dass bei Anlage 3, bedingt durch einen höheren Stromverbrauch, sowie durch die Ersparnis der EEG-Umlage, im Gebäude deutlich höhere Anreizsignale entstehen. Über einen Tag gesehen treten hier Preisspreizungen zwischen 9 ct/kWh in der Nacht und bis zu 21 ct/kWh am Tag auf. Bei Anlage 2 treten geringere Spreizungen auf. Die Minima sind bedingt durch den EEX-Preis nahezu identisch. Die Maxima liegen jedoch durch die abzuführende EEG-Umlage bei 18 ct/kWh. Der Strompreis an der Strombörse (EEX) zuzüglich der KWK-Zulage, also die Erlöse die man bei direkter Vermarktung des Stroms in das öffentliche Netz erzielen würde, liegt immer unter dem Anreizsignal, da immer eine gewisse Menge an Strom im Haus benötigt wird, die zu höheren Erlösen direkt an die Mieter verkauft werden kann. In den Nachtstunden sind diese Unterschiede jedoch durch die geringe Leistungsaufnahme im Gebäude relativ gering. Über den Tag steigt das monetäre Anreizsignal um über 10 ct/kWh (bei Anlage 3) bzw. 6 ct/kWh (bei Anlage 2) an.

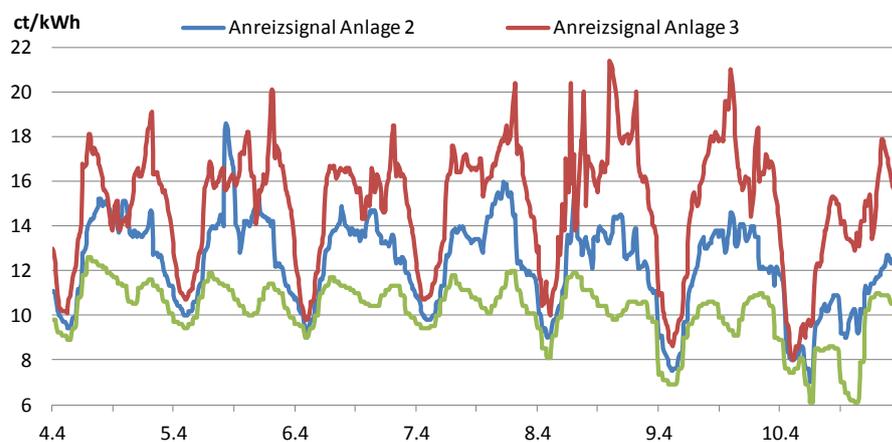


Abbildung 15: Monetäres Anreizsignal für Anlage 2 und Anlage 3 sowie der EEX-Strommarktpreis beispielhaft dargestellt für die erste Aprilwoche.

9.4. Anlagenmodell

Das Optimierungsmodell wurde vom Fraunhofer ISE entwickelt. Grundlage sind Algorithmen und Modelle des Fraunhofer ISE, die u.a. im EU-Projekt DISPOWER [ISET 2005] entwickelt wurden.

Abbildung 16 zeigt schematisch den Aufbau der drei Feldtestanlagen. Das Gebäude als betrachtetes System tauscht Energie- und Massenströme mit dem Energieversorger bzw. Netzbetreiber aus:

- Falls die vom BHKW erzeugte elektrische Leistung (P_B) nicht ausreicht um die lokale Last P_V zu decken, wird zusätzlich elektrische Energie vom Energieversorger bezogen (P_N). Der aus dem Netz bezogene Strom ($P_N = P_V - P_B$), wird gegenüber dem Energieversorger mit einem zweistufigen Tarif abgerechnet.
- Überschüssige Leistung wird nach den Vorgaben des KWKG vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet ($P_{\ddot{U}}$). Die Vergütung setzt sich zusammen aus:
 - vermiedenen Netznutzungsentgelten ($vNNE$)

- KWKG-Bonus
- anstelle des „üblichen Preises“ wird vom Netzbetreiber der stundengenaue EEX Day-Ahead Spotmarktpreis bezahlt.
- Der Spitzenlast-Gaskessel sowie das Mikro-BHKW werden auf Erdgasbasis aus dem öffentlichen Netz gespeist (\dot{V}_N).
- Kessel, BHKW und Speicher sind verlustbehaftet (\dot{Q}_{KL} , \dot{Q}_{BL} und \dot{Q}_{SL}).

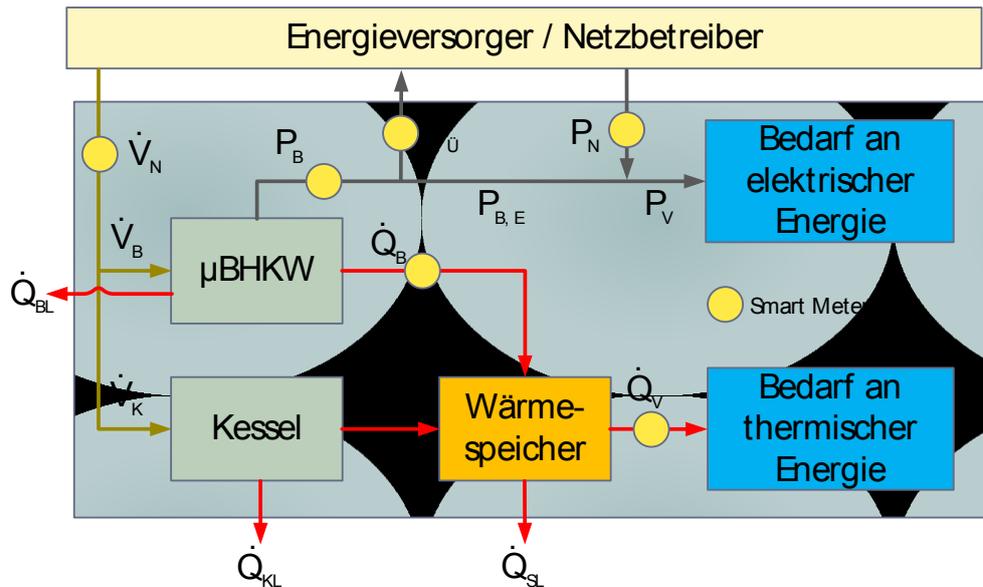


Abbildung 16: Konzeptioneller Systemaufbau der Feldtestanlagen wie er im Optimierungsmodell abgebildet ist inklusive der installierten Smart Meter

Kessel und BHKW konvertieren unter Verlusten die im Gasvolumenstrom (\dot{V}_K und \dot{V}_B) enthaltene Energie in einen nutzbaren Wärmestrom aus dem Kessel (\dot{Q}_K), bzw. einen Wärmestrom (\dot{Q}_B) und elektrische Leistung (P_B) aus dem BHKW. Im Gebäude haben die Haushalte in Summe eine elektrische (P_V) und thermische (\dot{Q}_V) Last. Beide Lasten sind nicht beeinflussbar und werden als Zeitreihen eingelesen. Die thermische Last setzt sich zusammen aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizenergiebedarf und muss zu jeder Zeit vollständig gedeckt werden. Sie kann aus dem Speicher, dem Kessel, sowie durch das BHKW gedeckt werden. Ist das BHKW in Betrieb, vermeidet bzw. mindert es daher den Kesseleinsatz, sowie die damit verbundenen Kosten. Diese berechnen sich auf Basis des Gaspreises, des Wirkungsgrades des Kessels (90 %), sowie der angenommenen Wartungskosten von 2,2 ct/kWh. Die spezifischen Kosten der Stromproduktion aus dem BHKW berechnen sich aus dem Gaspreis abzüglich der Mineralölsteuer in Höhe von 0,55 ct/kWh (nach § 53 Abs. 1 Satz 2 EnergieStG), dem elektrischen Wirkungsgrad (ca. 22.75 %), sowie dem thermischen Wirkungsgrad (ca. 54.38 %). Die Wirkungsgrade entsprechen jeweils den gemessenen Werten. Diese wurden auf Basis der Daten aus dem installierten Gas-, Wärmemengen- und Stromzähler bei einem vom Gasnetzbetreiber veröffentlichten abrechnungsrelevanten Brennwert von 11,5 kWh/m³ berechnet. Hinzu kommen für das BHKW

Wartungskosten in Höhe von 2,2 ct/kWh elektrischer Energieproduktion. Außerdem wurden Startkosten für Verschleiß von Motor und Anlasser von 20 ct pro Start angenommen.

Der elektrische Bedarf kann sowohl durch das BHKW ($P_{B,E}$) als auch über das Versorgungsnetz (P_N) gedeckt werden. Da keine Speichermöglichkeit für den elektrischen Strom installiert ist, ist die Gleichzeitigkeit von BHKW-Betrieb und elektrischer Last Voraussetzung für den Eigenverbrauch.

Eine der wichtigsten mathematischen Gleichungen, die das Modell beschreiben, ist dabei die thermische Energiebilanz. Diese stellt sicher, dass der Energiefluss aus dem Speicher zu jederzeit die Energiebilanz glättet. Thermische Verluste des Speichers werden dabei als prozentuale Verluste in jedem Zeitschritt (bzw. über die Zeit) quantifiziert, wie Formel (9-3) aufzeigt.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot (1 - \dot{Q}_{SL}) - \dot{Q}_V(t) + \dot{Q}_B(t) + \dot{Q}_K(t) \quad (9-3)$$

Im Gegensatz dazu hat die elektrische Energiebilanz lediglich ökonomische Relevanz, da es physisch zu einem Ausgleich mit dem öffentlichen Stromnetz kommt. Die elektrische Bilanz ist daher schon ausreichend durch das monetäre Anreizsignal repräsentiert. Es muss nicht im Modell verankert sein.

Der optimale BHKW-Einsatz wird auf Basis der Zielfunktion errechnet. Die Zielfunktion ist definiert als die Minimierung der Kosten für die Bereitstellung der thermischen Energie. Diese berechnen sich auf Basis der Einnahmen aus dem Stromverkauf $E_{BHKW,el}(t)$ abzüglich der Kosten des Betriebes des BHKW $k_B(t)$ sowie des Kessels $k_K(t)$.

$$\text{minimize } k_{sum} = \sum_t E_{BHKW,el}(t) - k_B(t) - k_K(t) \quad (9-4)$$

9.5. Auswahl des Optimierers / Lölers

Das Branch&Bound-Verfahren, sowie das Branch&Cut-Verfahren sind die am häufigsten verwendeten Entscheidungsbaumverfahren zur Lösung von (gemischt-) ganzzahligen Problemen, wie sie in diesem Projekt auftraten. Sie werden bei NP-schweren Problemen zum Auffinden einer optimalen oder näherungsweise optimalen Lösung verwendet. Insbesondere in der optimierten Kraftwerkseinsatzplanung ist dieses Verfahren dominierend (vgl. [Bagemihl 2003]).

Im Rahmen der Initialisierung wird die LP-Relaxation (Vernachlässigung der Ganzzahligkeitsbedingungen) des ganzzahligen Optimierungsmodells optimiert und so eine untere (Minimierungsproblem) bzw. obere (Maximierungsproblem) Schranke für den Zielfunktionswert berechnet. Dies basiert auf der Idee, dass sich durch das Einhalten der Ganzzahligkeitsbedingung der Zielfunktionswert nur verschlechtern kann. Der Algorithmus separiert anschließend das Problem in Teilprobleme, die mit dem Simplex Algorithmus gelöst werden können. Ausgehend von der optimalen, nicht-ganzzahligen (relaxierten) Lösung werden Unterprobleme erzeugt. Diesen werden so lange Restriktionen hinzugefügt, bis alle Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt sind.

Da die Optimierung dezentral auf dem vor Ort installierten linuxbasierten Energiegateway läuft, wird der frei verfügbare Solver Symphony 5.2.4 genutzt. Zu Beginn des Projektes wurden für das verwendete Optimierungsmodell drei Löler verglichen:

1. der kommerziellen Löler AMPL-CPLEX 12.0.0,
2. der Open-Source-Löler GLPK,
3. der Open-Source Löler Symphony.

Alle drei Löler können das in AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) formulierte Optimierungsproblem lösen. Der gewählte Löler Symphony hat sich dabei als ausreichend schnell erwiesen, auch wenn er nicht an den kommerziellen Löler heranreicht (siehe Abbildung 17). GLPK hingegen braucht zur Lösung des Test-Optimierungsproblems mehr als doppelt so lange wie Symphony.

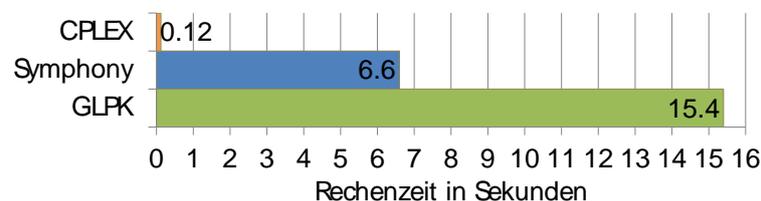


Abbildung 17: Vergleich der Rechenzeit für die Lösung eines beispielhaften Optimierungsschrittes

9.6. Von der Optimierung zum optimalen Betrieb

Der Kern des Software Frameworks ist die Optimierung, die als Output jeweils den Idealfahrplan für die folgenden 24 Stunden liefert. Die Optimierung wird verglichen mit dem Optimierungshorizont wesentlich

häufiger aufgerufen, sodass der tatsächlich in Steuersignale umgesetzte Fahrplan lediglich einen Teil des Optimierungsergebnisses umfasst.

- Würde die Optimierung seltener aufgerufen, könnte sie kurzfristige Veränderungen bzw. Prognosefehler nicht abbilden.
- Würde hingegen der Optimierungshorizont verkürzt, könnten längerfristige Effekte (z. B. Beginn oder Ende eines Wochenendes) nicht berücksichtigt werden.

Der Zeithorizont von Optimierung und Prognose verschiebt sich somit bei jedem Optimierungsschritt nach vorne (nach dem Prinzip des gleitenden Horizonts). Abbildung 21 verdeutlicht das Vorgehen graphisch, wobei das „realisierte Optimierungsergebnis“ dem tatsächlich in Steuersignale umgesetzten Fahrplan (mit Ausnahme von Zeitschritten in denen der Controller kritische Systemzustände verhindert) entspricht.

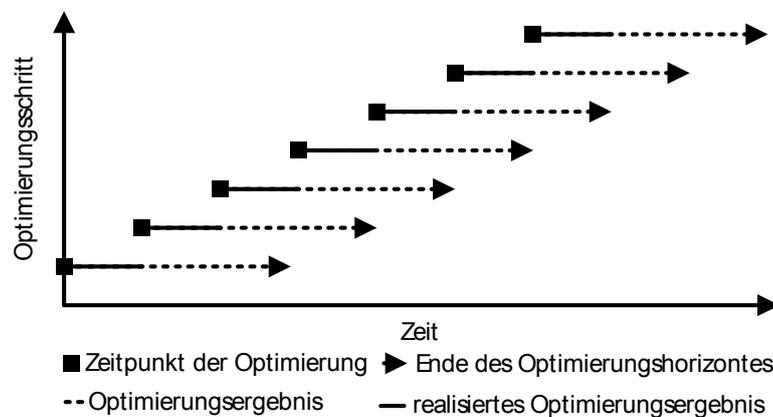


Abbildung 18: Schematische Darstellung des Zusammenspiels von Optimierung und Steuerung nach dem Prinzip des gleitenden Horizonts

Um den Regelkreis zu schließen, wird die Optimierung für jeden Optimierungsschritt parametrisiert bzw. korrigiert mit

- dem aktuellen Systemzustand (Speicherfüllstand (SOC) und BHKW-Betriebszustand),
- der aktuellsten thermischen Lastprognose sowie
- der realen Einnahmesituation auf Basis
 - der aktuellen elektrischen Lastprognose sowie
 - der aktuellen EEX-Preise.

Dies ermöglicht es die auftretenden Differenzen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Lastverlauf zu berücksichtigen. Abbildung 19 zeigt schematisch den Ablauf einzelner Optimierungsschritte. Mit den vier Elementen Prädiktion, dynamische Optimierung, Prinzip des gleitenden Horizonts und Vorhersagekorrektur erfüllt das Softwareframework nach [Dittmar 2004] die konstituierenden Elemente eines prädiktiven Regelungsverfahrens. Prädiktive Regelungsverfahren werden in einer Vielzahl von Veröffentlichungen als die optimale Steuerungsart gesehen, um dezentrale steuerbare Erzeuger dynamisch nach den Bedürfnissen des Systems zu steuern und so die Energiewende hin zu mehr fluktuierenden

Erzeugern zu ermöglichen (siehe beispielhaft [Negenborn et al. 2010 und Houwing et al. 2011]).

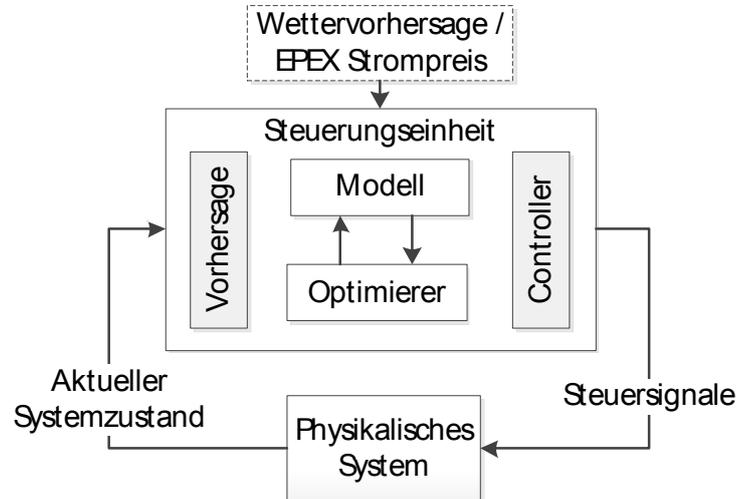


Abbildung 19: Model Predictive Control (MPC) Ansatz zur Steuerung der BHKW

Die konstanten Rahmenparameter, wie spezifische Kosten und Einnahmen sowie technische Randbedingungen, sind fest im Modell abgebildet. Das Ergebnis der Optimierung wird von der Steuereinheit in Echtzeit als Schaltsignal an das BHKW ausgegeben. Das BHKW fährt den aktuellen Fahrplan ab. Um eine Unterversorgung oder eine Überhitzung des Systems auszuschließen zu können, ist in der Steuereinheit ein Controller integriert. Dieser greift ein, sobald der Speicherfüllstand einen Wert außerhalb des für die Optimierung freigegebenen Bereiches annimmt ($20\% < SOC < 90\%$) und nutzt das BHKW, um (mit mindestens 10 % Abstand zum Grenzwert) wieder in den zugelassenen SOC-Bereich zu kommen.

Durch den Einsatz zeitvariabler Tarife soll erreicht werden, dass ein Maximum an Einspeisung zu Zeiten hoher Strompreise an der EEX erfolgt. Der lokale Optimierer erhält hierzu als zentralen Eingangsparameter einen Satz von Stundenwerten des Strompreises; weiterhin werden Prognosedaten und aktuelle Werte des Betriebszustandes als Eingangsparameter ausgewertet. Diese Parameter werden nun dem Optimierer übergeben, in dem neben der Zielfunktion das entsprechende Modell der Anlage hinterlegt ist. Das Anlagenmodell wurde mit MPL (Mathematical Programming Language) nachgebildet. Es definiert auch Schnittstellen zu den einzulesenden Parametern (Tarif, Prognosen, aktueller Speicherfüllstand etc.). Im Ergebnis entsteht ein Fahrplan, der durch das Gateway 1:1 in Schaltanweisungen umgesetzt wird, sofern nicht (wie oben erläutert) unerwartete technische Randbedingungen der Schalthandlung entgegenstehen.

Dabei wurde erfolgreich das Ziel verfolgt möglichst alle Prozesse direkt vor Ort auf dem installierten Industrie-PC laufen zu lassen. Um dies zu ermöglichen, wurde auf eine schlanke Softwarestruktur geachtet und vollständig auf kommerzielle Software verzichtet. So wurde beispielsweise anstelle des kommerziellen Löser CPLEX (abgeleitet von der Programmiersprache C und dem Simplex-Lösungsalgorithmus) auf die Open Source Lösungssoftware Symphony zurückgegriffen.

10. Erfahrungen aus dem Betrieb

Im folgenden Kapitel wird auf allgemeine Betriebserfahrungen während des Jahres 2011 eingegangen. Dabei liegt der Fokus auf allgemeinen Fragestellungen, die die Umstellung der Wärmeversorgung auf die KWK-Anlagen mit sich gebracht hat. Bei der Analyse und Bilanzierung wurde, sofern nicht anders ausgeführt, das Kalenderjahr 2011 betrachtet. Teilweise fließen auch noch Erkenntnisse aus dem Monat Dezember 2010 und Januar 2012 mit ein, da die klimatischen Bedingungen der beiden Winter sehr unterschiedlich waren und daher auch zu unterschiedlichen Betriebszuständen der KWK-Anlage geführt haben. Die ermittelten Werte werden soweit möglich mit Annahmen und Ergebnissen der Simulationen aus der Projektphase I verglichen [BTGA 2009]. Eine genaue Analyse der optimierten Betriebsführung und der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen folgt in Kapitel 11 und Kapitel 13.

10.1. Wärmebedarf und -bereitstellung

Wärmebedarf

Der Wärmebedarf ist – bedingt durch den Energiebedarf für Raumwärme – abhängig von der Außentemperatur. Um für gemessene Verbräuche einen Vergleich zu Referenzwerten aus der Literatur oder zu den Verbräuchen aus den Vorjahren vorzunehmen, wird eine Klimabereinigung durchgeführt.

Dafür bieten sich sogenannte Heizgradtage an. Dabei wird an Heiztagen die Differenz zwischen der Außentemperatur und der Heizgrenztemperatur erfasst und zu einem Monatswert aufsummiert. Der sich ergebene Wert wird durch das langjährige Mittel der Heizgradtage dividiert. Dadurch ergibt sich ein Faktor, der das Verhältnis der aktuellen Heizgradtage zum langjährigen Mittel darstellt. Die zu Grunde gelegten Zahlen wurden [IWU 2012] entnommen.

Insgesamt war 2011 ein vergleichsweise mildes Jahr. Die mittlere Außentemperatur lag mit 11,5 °C 1,1 K über dem langjährigen Mittel. Dadurch ergibt sich mit [IWU 2012] ein Verhältnis der Heizgradtage zum langjährigem Mittel von 0,83. Dieser Faktor bedeutet, dass der Wärmebedarf für die Bereitstellung der Raumwärme bedingt durch die Witterung bei nur 83 % des langjährigen Mittels lag. Der genaue monatliche Verlauf der Heizgradtage sowie der Außentemperatur für 2011 und das langjährige Mittel ist in Abbildung 20 zu sehen. Während die Temperaturen zu Jahresbeginn noch keine starke Abweichung aufweisen, ist im April (4,6 K) und Dezember (2,6 K) eine deutliche Abweichung festzustellen, die auch zu einer deutlich geringeren Anzahl an Heizgradtagen führt. Im Folgenden wird - sofern ein Vergleich mit Vorjahreswerten oder Simulationsergebnissen aufgezeigt wird - eine Klimabereinigung durchgeführt. Sofern die Werte jedoch nicht näher spezifiziert sind, handelt es sich um die realen Messdaten mit den klimatischen Bedingungen aus dem Jahr 2011.

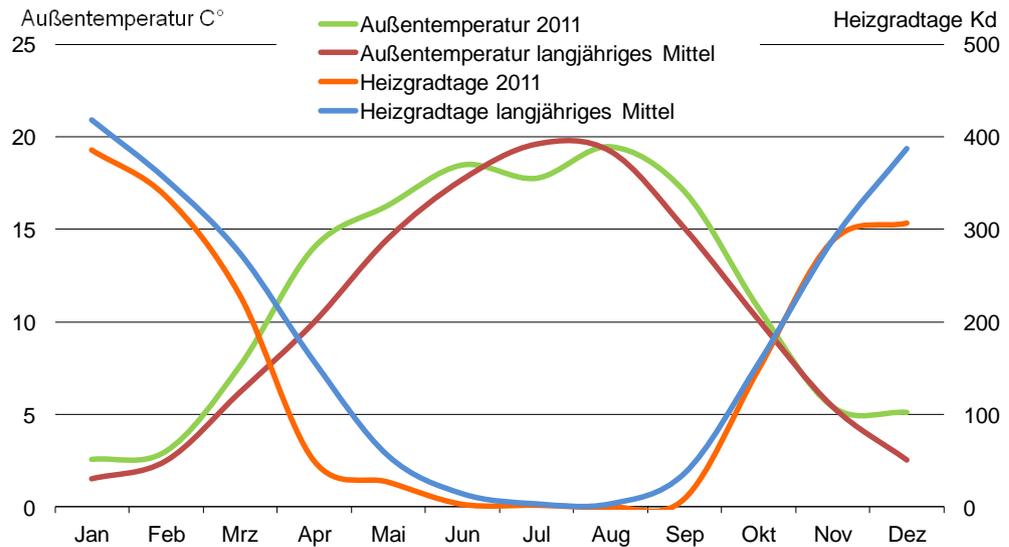


Abbildung 20: Außentemperatur und Heizgradtage 2011 im Vergleich zum langjährigen Mittel [Quelle: IWU 2012]

In Tabelle 3 ist der Gasbezug und Wärmebedarf vor und nach der Umbaumaßnahme zusammengetragen. Bei den Werten des Gasbezugs vor der Umbaumaßnahme gilt es zu beachten, dass in Objekt 1 vor der Umbaumaßnahme dezentrale Gasetagenheizungen für Warmwasser und Heizung, bei Objekt 2 und 3 jedoch eine zentrale Heizanlage mit dezentraler elektrischer Warmwasserbereitung (siehe Kapitel 15) installiert war. Der witterungsbereinigte Gasbezug ist in allen drei Objekten deutlich gestiegen. Insgesamt hat die Umbaumaßnahme bei Objekt 1 und 2 zu einem Mehrbezug an Gas von ca. 50 % geführt, bei Anlage 3 waren es ca. 30 %. Bei Anlage 1 (dezentrale Gasetagenheizungen für Heizung und Warmwasser) entspricht der Gasbezug vor der Umbaumaßnahme dem jetzigen Wärmebedarf. In Objekt 2 kann zusätzlich auf die Verbrauchswerte der KWK-Anlage vor Projektbeginn zurückgegriffen werden. Witterungsbereinigt ergeben sich Verbrauchswerte von ungefähr ähnlicher Größenordnung (200 kWh/m²a vor Umbau und 204 kWh/m²a witterungsbereinigt im Jahr 2011 (Messung)).

Tabelle 3: Jährlicher witterungsbereinigter Gasbezug vor der Umbaumaßnahme, sowie Wärmebedarf und Gasbezug nach der Umbaumaßnahme (Messwert und berechneter klimabereinigter Wert). Alle Angaben in kWh/m²a

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Gasbezug vor Umbaumaßnahmen witterungsbereinigt:	115	103 *200	144
Wärmebedarf			
Messwert 2011:	98	85	101
witterungsbereinigt:	114	97	118
Gasverbrauch			
Messwert 2011:	199	180	171
witterungsbereinigt:	232	204	200

*mittlerer Gasbezug der KWK-Anlage seit 2006

In Abbildung 21 ist der monatliche spezifische Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung der drei Objekte dargestellt. Bei Anlage 1 beginnen die Messwerte durch den verspäteten Zählereinbau an der Wärmeabnahmeseite (siehe Erläuterungen Kapitel 7.3) erst Mitte April. Bei den Messdaten von Anlage 2 gilt es zu beachten, dass in den Wintermonaten in der Dachgeschosswohnung zusätzlich die Stückholzfeuerung in Betrieb war, die den dargestellten spezifischen Wärmebedarf reduziert. Eine Abschätzung des verfeuerten Holzes konnte durch eine Protokollierung der verfeuerten Holzmenge realisiert werden. Näheres dazu ist weiter unten zu finden. Bei den beiden anderen Anlagen (Anlage 1 und Anlage 3) kam (vor der Umstellung der Steuerung) teilweise der Spitzenlastkessel zum Einsatz, der jedoch durch die Erfassung der Gesamtwärmeabnahme in dem in Abbildung 21 dargestellten Wärmebedarf enthalten ist. Insgesamt zeigt sich für alle drei Objekte ein ähnlicher saisonaler Verlauf. In den Sommermonaten weist die Anlage 1 einen höheren Wärmebedarf auf. Ob dies auf einen höheren Warmwasserbedarf oder höhere Verluste zurückzuführen ist, lässt sich auf Grund eines einzigen Zählers auf der Wärmeabnahmeseite nicht abschließend feststellen.

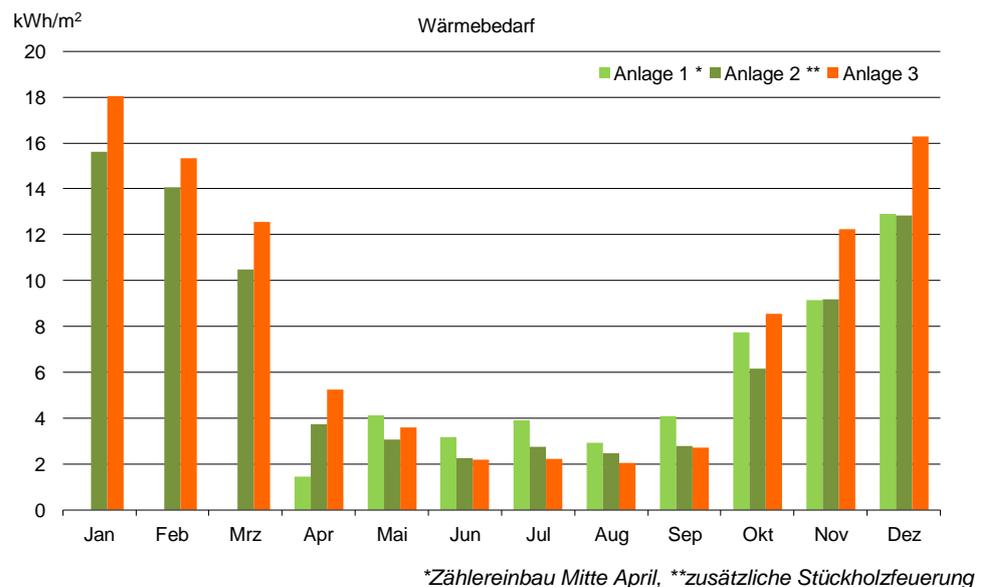


Abbildung 21: Monatlicher spezifischer Wärmebedarf in den drei Objekten

Da Objekt 1 (verspätete Zählerinstallation) und Objekt 2 (zusätzliche Stückholzfeuerung) nur bedingt vergleichbare Ergebnisse darstellen, ist in Abbildung 22 der Vergleich des Wärmebedarfs von Objekt 3 mit den Annahmen der Simulation aus Projektphase I aufgezeigt. Für den Vergleich wird der Fall *NMod12Plocal* herangezogen, da dieser die beste Vergleichbarkeit ermöglicht (siehe [BTGA 2009]). Die in Tabelle 4 dargestellten Parameter dienten als Vorgaben für die Simulation des thermischen Energiebedarfs.

Tabelle 4: Vergleich der Simulationseingabewerte mit den Werten von Objekt 3

	<i>Simulation</i>	<i>Objekt 3</i>
Wohnfläche	380	465 m ²
Wohneinheiten	4	5
Bewohner	12	12 Personen
Wärmebedarf Heizung	50,901	45,758* MWh/a
spezifisch	134	98 kWh/m ² a
Warmwasser	5,256	9,005 MWh/a
spezifisch	438	750 kWh/(Person a)

*klimabereinigt

Insgesamt ist der Wärmebedarf in Projektphase I deutlich höher abgeschätzt worden. Der Wärmebedarf im Jahr 2011 lag mit 47 MWh 16 % unter dem abgeschätzten Verbrauch für die Simulation. Dabei ist insbesondere der Wärmebedarf für Heizung deutlich überschätzt worden. Das ist eine Tatsache, die auch von den großen Abrechnungsfirmen immer wieder für Gebäude dieser Altersklasse festgestellt wird [BRUN 2012]. Der Warmwasserbedarf ist aufgrund des Messkonzepts nur bedingt vergleichbar. Der Warmwasserbedarf wurde in Projektphase I als Nutzwärmebedarf abgeschätzt. Bei Anlage 3 wurde jedoch der Bruttowärmebedarf zur Wärmebereitstellung gemessen, also inklusiv der Rohrleistungs- und Zirkulationsverluste. Über die Höhe der Zirkulationsverluste lässt sich ohne weitere Messungen nur bedingt Aussage treffen. In [Huhn 2008] werden diese mit „teilweise über 50 % des jährlichen Gesamtwärmebedarfs für die Erwärmung des Trinkwassers“ angegeben, sodass die gemessenen Werte nicht unbedingt auf einen deutlichen Mehrbedarf an Warmwasser hindeuten.

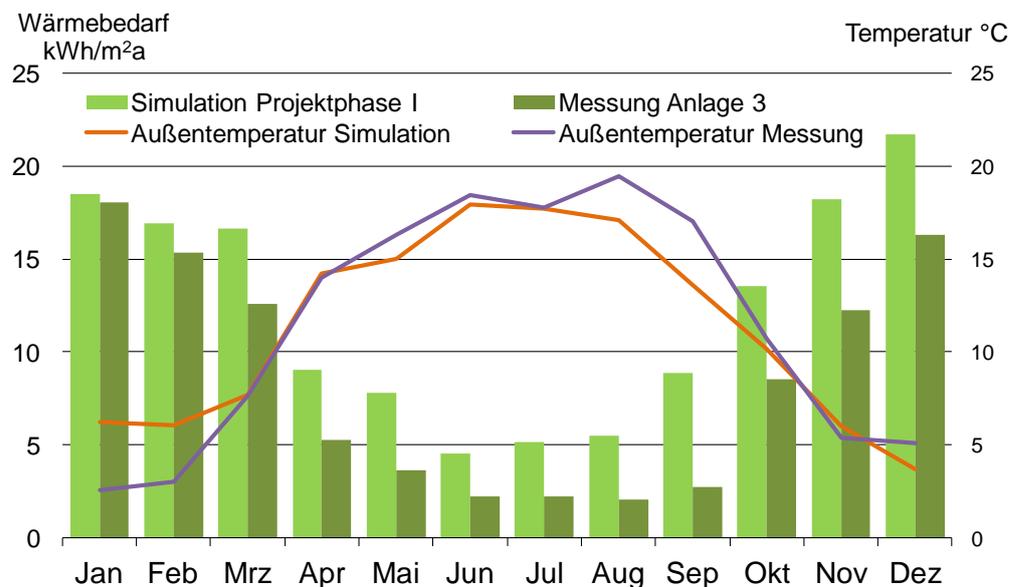


Abbildung 22: Vergleich des Wärmebedarfs von Objekt 3 und der Simulationen aus Projektphase I

Abschließend soll noch die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs der Objekte 2 und 3 aufgezeigt werden. Vergleichend ist in Abbildung 23 auch

die Jahresdauerlinie auf Basis des Lastgangs der Simulation aus Projektphase I dargestellt. Für Anlage 2 ergibt sich für den gesamten Jahresverlauf die geringste thermische Last. Die Anlage 3 weist für ca. 1.500 h/a eine höhere thermische Last auf, als in der Simulation angenommen. In den restlichen Betriebsstunden ist die Last niedriger als in der Simulation angenommen.

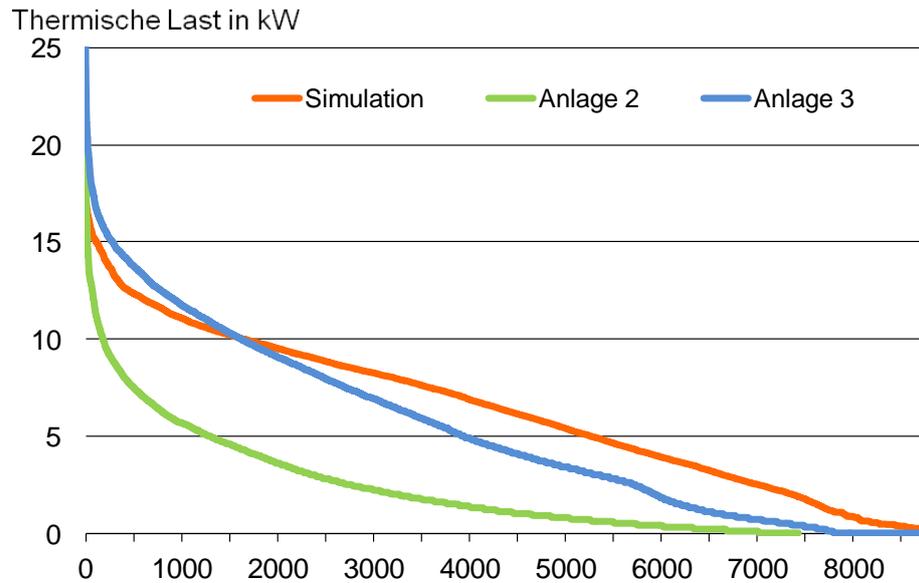


Abbildung 23: Jahresdauerlinie der thermischen Last (Stundenmittelwerte) für Objekt 2 und 3, sowie für das Lastprofil aus Projektphase I

Wärmebereitstellung durch KWK

In Objekt 1 und 2 wurde neben der Wärmeabnahme auch die Wärmeproduktion der KWK-Anlage gemessen. Sofern keine weitere Heizquelle in Betrieb war, ergibt sich aus der Differenz der Wärmeverlust, der für die Wärmebereitstellung auftritt. Die Wärmebereitstellungsverluste werden weiter unten gesondert betrachtet, da diese entscheidenden Einfluss auf die Primärenergie- und CO₂-Einsparung haben.

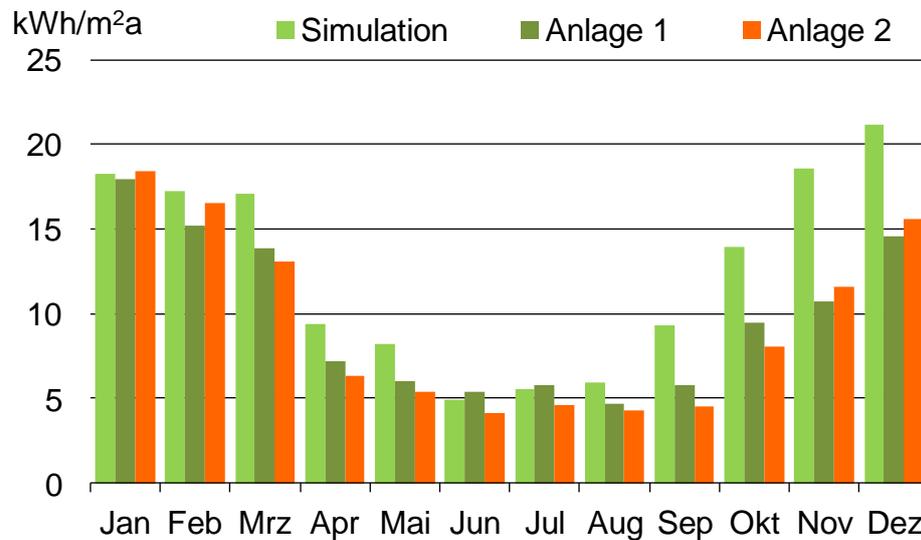


Abbildung 24: Monatliche Wärmebereitstellung durch die KWK-Anlage für Anlage 1 und Anlage 2, sowie für die Ergebnisse der Simulation aus Projektphase I

Insgesamt zeigen sich in Abbildung 24 deutlich geringere Abweichungen zwischen den Simulationsergebnissen aus Projektphase I und den Messungen der Wärmeproduktion der Anlagen 1 und 2. In der Simulation ergibt sich ein Wärmebereitstellungsgrad (Verhältnis von Wärmeabnahme zu Wärmeproduktion) von 98 %. Die realen Wirkungsgrade der Wärmebereitstellung liegen jedoch deutlich darunter (siehe Abbildung 22). Die Verluste wurden in Projektphase I geringer abgeschätzt. Eine genaue Analyse der Wärmebereitstellungsverluste folgt weiter unten.

Aus der Wärmebereitstellung der KWK-Anlage ergibt sich auch die Volllaststundenzahl der Anlagen. In der Simulation in der Projektphase I ergab sich durch die höher angenommene Wärmelast eine Volllaststundenzahl von 4.600 h/a. Die Volllaststunden der Anlagen im Feldtest lagen mit 4.200 h/a (Anlage 1), 3.800 h/a (Anlage 3) und 2.700 h/a (Anlage 2) deutlich darunter.

Auffällig ist, dass der Wärmebedarf bei Anlage 3 leicht über dem Wärmebedarf von Anlage 1 liegt (siehe Tabelle 3) und dennoch die Anlage 1 ca. 400 h/a mehr läuft. Dies liegt im Wesentlichen in den deutlich höheren Wärmebereitstellungsverlusten begründet, die weiter unten näher analysiert werden.

Insgesamt ist die Volllaststundenzahl eine entscheidende Größe, da diese auch die Stromproduktion und somit die Erlöse durch den Stromverkauf bestimmt. Die deutlich geringere Volllaststundenzahl im Feldtest im Vergleich zur Simulation führt zu Veränderungen in der Wirtschaftlichkeit (vergl. Kapitel 13). Andererseits sind jedoch (unter Vernachlässigung des Kesselinsatzes) die Betriebsstunden proportional zu den Emissionen der Wärmebereitstellung. Da die geringeren Volllaststunden aus einem deutlich geringeren Wärmebedarf resultieren, liegen auch die Emissionen unter den in Projektphase I prognostizierten Werten. Eine genaue Analyse der Emissionen folgt weiter unten.

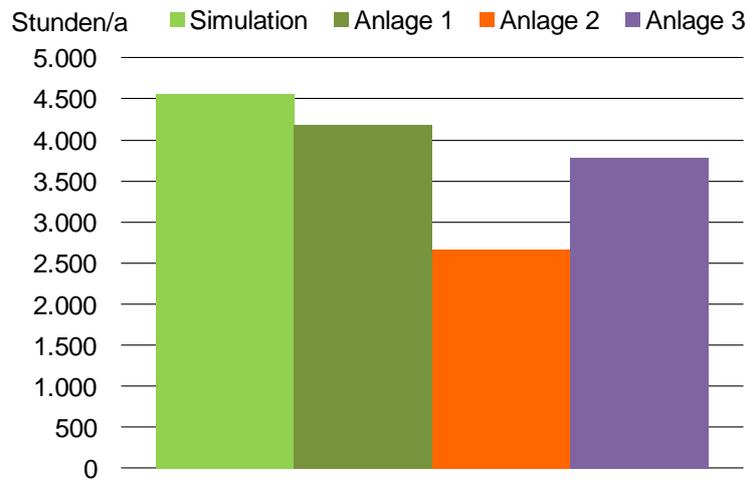


Abbildung 25: Volllaststunden der drei Anlagen sowie der Simulation

Wärmebereitstellung durch Kessel / Holzheizung

Während des Winters 2010/2011 reichte die Wärmeleistung der KWK nicht aus, um die thermische Last zu decken. Besonders im Dezember und Januar ging der Spitzenlastkessel sowohl in Objekt 1, als auch in Objekt 3 immer wieder für kurze Zeiten in Betrieb. Die Auswertung der Betriebszeiten der Spitzenlastkessel ist aufgrund des Monitoring-Setups nicht genau festzustellen. Die Idee war, die Aufteilung des Gasverbrauchs in Spitzenlastkessel und KWK-Anlage anhand der unterschiedlichen aber während des Betriebs konstanten Volumenströme vorzunehmen. Allerdings stellte sich während der Messperiode heraus, dass die Auflösung der eingesetzten Zähler nur bedingt geeignet ist, die unterschiedlichen Betriebszustände zu identifizieren. Bei Anlage 3 ist durch eine sehr starke Streuung der erfassten Gasvolumenströme eine Analyse des Gasverbrauchs des Kessels nicht möglich. Die Ursache hierfür konnte jedoch nicht ermittelt werden. Möglicherweise wurden die Zähler bei der Installation unterschiedlich konfiguriert, sodass sich eine unterschiedliche Auflösung der übermittelten Daten ergibt.

Im gesamten Jahr 2011 werden ca. 3.100 kWh Erdgas im Spitzenlastkessel verbraucht. Dieser kommt ausschließlich in den Monaten Januar bis März zum Einsatz. In den restlichen Monaten (April bis Dezember) trägt der Spitzenlastkessel nicht zur Wärmeproduktion bei. In diesen Monaten wird der gesamte Wärmebedarf durch die KWK-Anlage gedeckt. Die höchste Wärmelast trat im Dezember 2010 auf. In diesem Monat wurden 10 % des eingesetzten Gas in dem Kessel genutzt. Im Gesamtjahr 2010 lag der Anteil des im Spitzenlastkessel genutzten Gases bei ungefähr 3,5 % der gesamten eingesetzten Gasmenge.

Der Heizstab, der in Objekt 3 installiert ist und auch zur Spitzenlastabdeckung installiert ist, musste während der gesamten Messperiode nicht in Betrieb gehen. Dies liegt zum einen an der deutlich geringeren thermischen Last bedingt durch die geringere Wohnfläche, als auch an der zusätzlichen Stückholzfeuerung, die sowohl das 3.OG als auch das Dachgeschoss des Gebäudes zusätzlich mit Wärme versorgen kann. Der Betreiber, der in diesen Räumlichkeiten wohnt, hat während des Versuchszeitraums die verfeuerten Mengen an Stückholz protokolliert. Im

Jahr 2011 wurde im Gebäude 560 kg Holz verfeuert. Bei der Annahme eines mittleren Heizwertes von ca. 4 kWh/kg, wie er in der Literatur angegeben wird, ergibt sich ein zusätzlicher Energieeinsatz von 2.240 kWh/a. Damit wird ca. 10 % der benötigten Raumwärme durch die Stückholzfeuerung bereitgestellt.

Wärmebereitstellungsverluste

In Abbildung 26 ist der saisonale thermische Wirkungsgrad aller drei Anlagen dargestellt. Dabei gilt es folgende Einbausituation der Wärmehähler zu berücksichtigen: Bei Anlage 1 und Anlage 3 wurde die abgenommene Gesamtwärmemenge gemessen. Bei Anlage 2 hingegen der Wärmebedarf für Raumwärme und die Nutzwärmemenge für Warmwasser. Damit sind bei Anlage 2 die Zirkulationsverluste und Rohrleitungsverluste im Gebäude nicht in der gemessenen Wärmemenge enthalten, bei Anlage 1 und Anlage 3 hingegen schon. Diese Verluste wurden von dem Heizungsinstallateur auf ca. 6.000 kWh pro Jahr geschätzt. Dies erscheint nach den Angaben nach [Huhn 2008] realistisch. Eine genauere Analyse konnte im Rahmen dieses Forschungsprojektes aufgrund der fehlenden Messwerte jedoch nicht durchgeführt werden. Insgesamt führt die Installation der Zähler dazu, dass die Anlage 2 im Vergleich höhere thermische Verluste aufweist, die nicht einer anderen Regelung oder Anlageninstallation geschuldet sind, sondern der Installation der Zähler.

In Abbildung 26 wird deutlich, dass besonders während der wärmeren Monate die Wärmebereitstellung mit größeren Verlusten verbunden ist, da durch die geringere Wärmeabnahme längere Verweilzeiten in den Speichern auftreten. Es wird jedoch auch deutlich, dass die Anlagenausführung qualitative Unterschiede aufweisen. Anlage 1 und Anlage 3 müssen ungefähr eine ähnliche Menge Wärme bereitstellen und es ergeben sich somit ähnliche Verweilzeiten im Speicher. Der thermische Wirkungsgrad der Anlage 1 liegt jedoch ganzjährig fast 10 % unter dem thermischen Wirkungsgrad der Anlage 3. Bei Anlage 2 resultiert der niedrige thermische Wirkungsgrad in erster Linie aus der oben beschriebenen anderen Installation der Zähler. Darüber hinaus kann aber auch eine erhöhte Anzahl von Starts während des Feldtest als Ursache für einen geringeren thermischen Wirkungsgrad nicht ausgeschlossen werden.

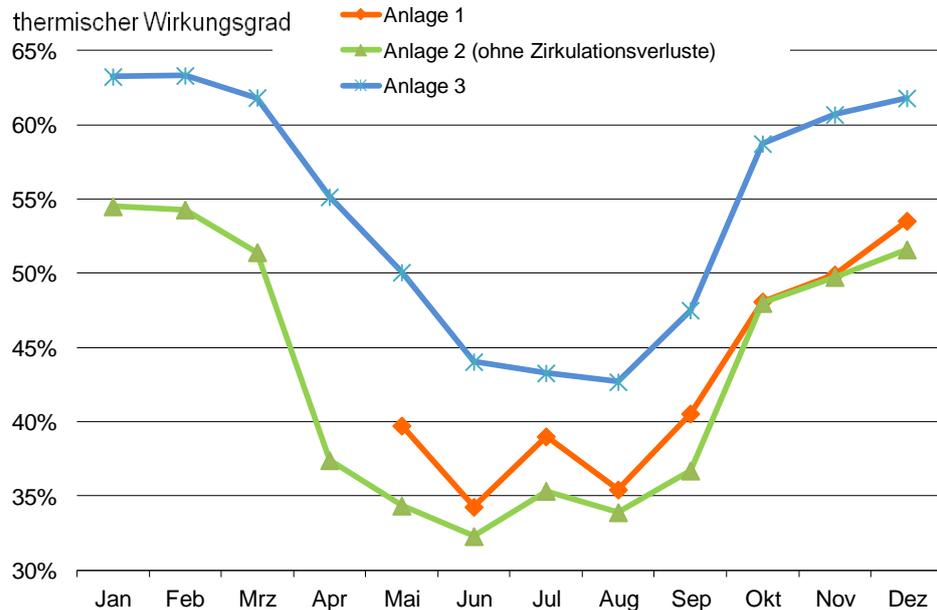


Abbildung 26: Thermischer Wirkungsgrad der Wärmebereitstellung, definiert als Verhältnis der monatlichen Wärmeabnahme zur monatlichen bezogenen Gasmenge

Der Einfluss der Volllaststunden eines Monats auf den thermischen Wirkungsgrad ist in Abbildung 27 dargestellt. Für alle drei Anlagen lässt sich ein Zusammenhang zwischen Volllaststundenzahl und thermischen Wirkungsgrad feststellen. Durch die Darstellungsweise ist auch zu erkennen, dass Anlage 2 absolut niedrigere Wirkungsgrade als Anlage 1 aufweist (siehe Abbildung 26), jedoch bezogen auf die Volllaststundenzahl ein besseres Anlagenverhalten aufweist.

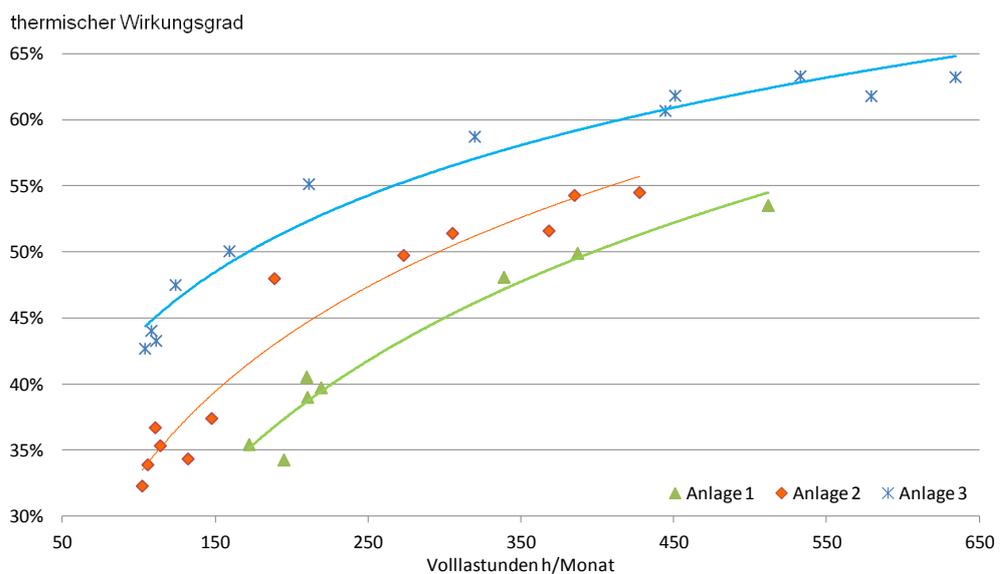


Abbildung 27: Thermischer Wirkungsgrad aufgetragen über den Volllaststunden pro Monat für alle drei Anlagen

Für Anlage 1 und Anlage 2 kann aufgrund der gemessenen Wärmeproduktion auch ein Wärmebereitstellungswirkungsgrad, definiert als Verhältnis von Wärmeabnahme zu Wärmeproduktion der KWK-Anlage, bestimmt werden.

Dieser ist in Abbildung 28 im saisonalen Verlauf dargestellt. Der Wirkungsgrad sinkt im Juni bei beiden Anlagen unter 60 %. Das bedeutet, dass 40 % der produzierten Wärme der KWK-Anlage bereits im Heizungskeller verloren geht und nicht im Objekt genutzt wird. Bei Anlage 2 führen auch hier wieder die Zirkulationsverluste zu deutlich niedrigeren Wirkungsgraden in der Wärmebereitstellung.

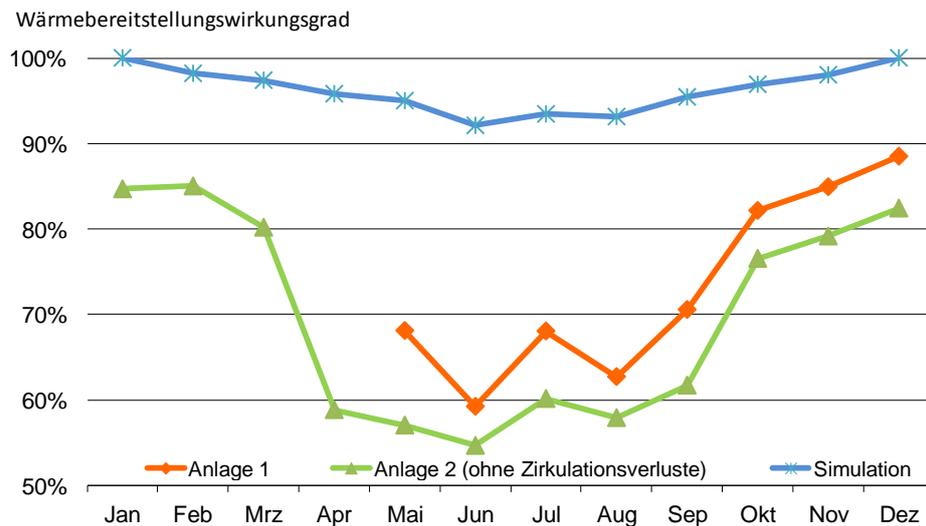


Abbildung 28: Wirkungsgrad der Wärmebereitstellung, definiert als Verhältnis der monatlichen Wärmeabnahme zur monatlichen Wärmeproduktion der KWK-Anlage

Die genaue Ursache für die hohen Wärmebereitstellungsverluste konnte im Rahmen des Forschungsprojektes nicht endgültig geklärt werden. Der Einfluss der großen Speicher hat nur bedingt einen Einfluss auf die Verluste. Bei Anlage 2 war von Ende Mai bis Anfang November einer der beiden thermischen Speicher hydraulisch abgeklemmt worden, um Speicherverluste zu minimieren. So kann hier ein Vergleich für beide Speicherkonfigurationen vorgenommen werden, der in Abbildung 29 dargestellt ist. Dabei wurden nur Tage mit einer Wärmeabnahme unter 100 kWh betrachtet, da Tage mit geringer Wärmeabnahme generell kritischer hinsichtlich der Wärmeverluste sind (vergleiche Abbildung 27). Dabei ist nicht zu erkennen, dass ein niedriges Speichervolumen zu einer deutlichen Reduktion der thermischen Verluste führt. Eine entscheidende Ursache der thermischen Verluste könnte in der unzureichenden Dämmung von Speicheranschlüssen, Rohrleitungen und Zirkulationsverlusten liegen. Bei Terminen vor Ort konnten hier einige Probleme festgestellt werden, die mit dem Betreiber und dem Installateur thematisiert wurden. Es ist daher zu vermuten, dass die eingesparte Verlustleistung des zweiten Speichers, verglichen mit der Summe der Verluste im Heizungskeller, nicht ins Gewicht fällt.

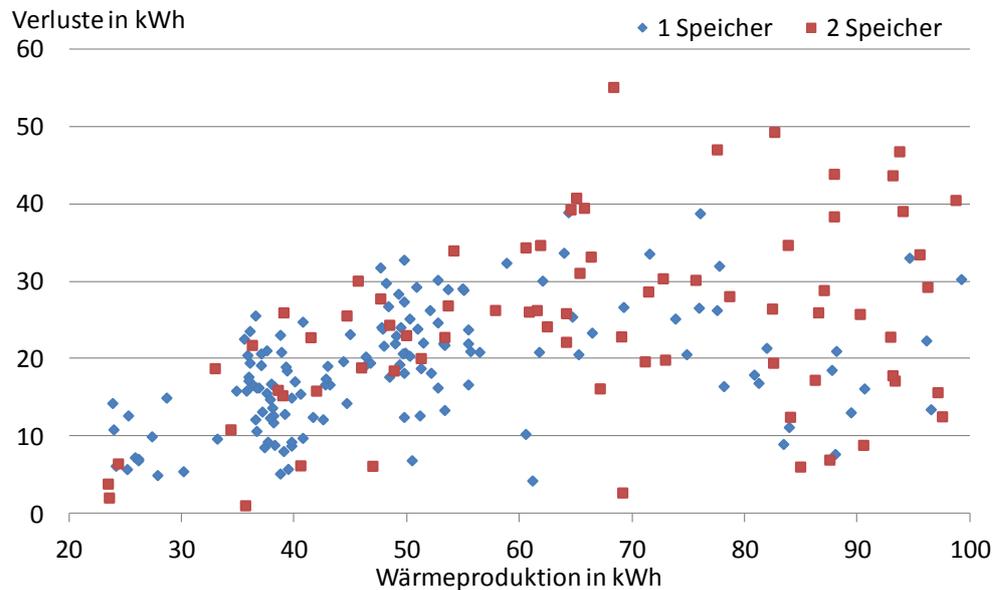


Abbildung 29: Einfluss des Speichervolumens auf die thermischen Verluste der Wärmebereitstellung (Betrachtung der Tagesproduktion und der jeweiligen Verluste zwischen Wärmeproduktion und Wärmeabnahme an Tagen mit einer Wärmeproduktion kleiner 100 kWh/Tag)

Dies bestätigt auch ein Test, bei der die Verlustleistung des zusätzlichen Speichers bei Anlage 2 ermittelt wurde. Hierzu wurde dieser komplett befüllt und anschließend hydraulisch vom Heizungsnetz getrennt (siehe Abbildung 30). Die Verlustleistung betrug 370 Watt bzw. 0,8 % der gespeicherten nutzbaren Wärmemenge pro Stunde, wobei sich der Speicher zu Beginn (zwischen 80 °C und 75 °C) stärker entlädt, da die Differenz zur Außentemperatur über die Zeit abnimmt. Im Anschluss ist die Entladung bis zu einer mittleren Speichertemperatur von ca. 60 °C fast linear.

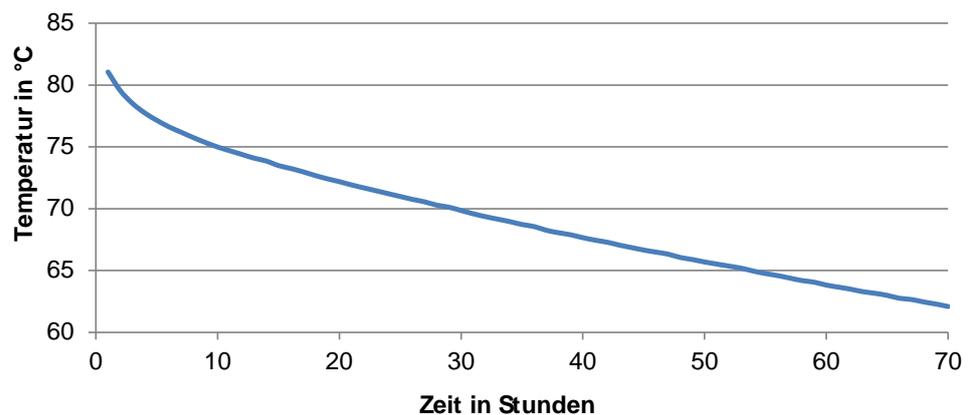


Abbildung 30: Speicherverlust als Abnahme der mittleren Speichertemperatur über die Zeit bei dem 1 m³ Speicher von Anlage 2

Bei Anlage 1 lag die Ursache für die hohen Wärmeverluste an der starken Durchmischung und der parallelen Verschaltung der Speicher. Dadurch herrschten in allen drei Speichern ähnliche Temperaturen. Die mittlere Speichertemperatur, die in erster Näherung proportional zu den Verlusten

ist, lag somit deutlich höher als bei Anlage 3 (vergl. Abbildung 31). Bei einem Termin vor Ort wurde versucht die Ursache für das Fehlverhalten ausfindig zu machen, da auch die Optimierung der mangelnden Schichtung im Speicher betroffen war (siehe Kapitel 11). Neben der parallelen Verschaltung der Speicher unterscheidet sich Anlage 1 zusätzlich von den anderen beiden Anlagen durch eine Trennung in einen Erzeugerkreis (Speicher) und einen Abnehmerkreis (Heizung u. Warmwasser). Die hohe Förderleistung der Pumpe im Erzeugerkreis (2,5 m³/h) führt dazu, dass der Speicherinhalt stark umgewälzt und die Schichtung abgebaut wird. Mitte Dezember wurde für einen kurzen Zeitraum eine Reduktion der Förderleistung der Pumpe vorgenommen. Dies führte zu einer wesentlichen Verbesserung der Temperaturspreizung in den Speichern. Die Anlagenkonfiguration ist essentiell für eine stabilen und optimale Betriebsweise.

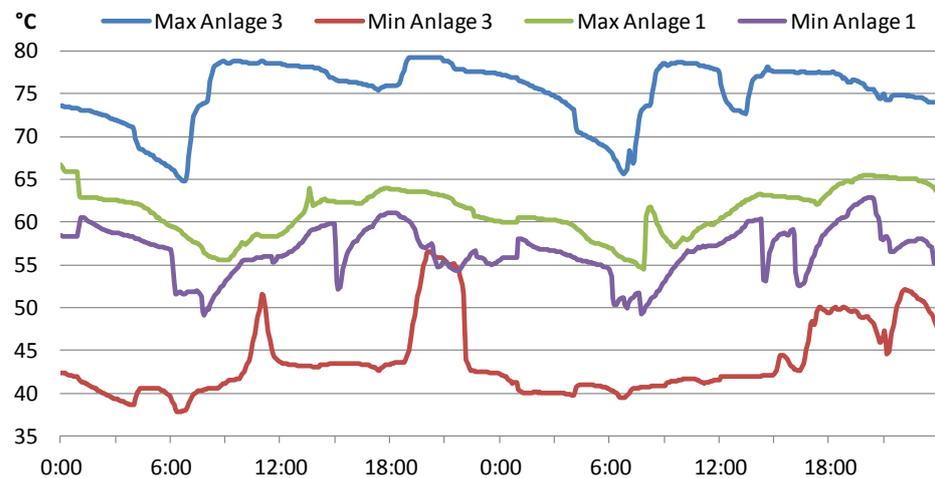


Abbildung 31: Minimale und maximale Speichertemperatur während zweier Tage im April bei Anlage 3 und Anlage 1

10.2. Stromverbrauch, -bezug und -einspeisung

In Tabelle 5 sind die Jahreswerte für Stromproduktion, -verbrauch, -einspeisung, und -bezug zusammengetragen. Zusätzlich sind auch die Annahmen und Simulationsergebnisse aus Projektphase I aufgeführt. Die Stromproduktion, die proportional zur Wärmeproduktion ist, schwankt stark zwischen den drei Objekten. Anlage 2 hat durch den geringen Wärmebedarf 14.600 kWh produziert. Die beiden anderen Anlagen liegen auch unterhalb der Annahmen von Projektphase I. Dies kann jedoch teilweise auf die milden Witterungsbedingungen zurückgeführt werden. Der Stromverbrauch in Objekt 3 ist nahezu identisch mit den Vorgaben aus Projektphase I. Der geringe Verbrauch in Objekt 1 kann teilweise auf die geringere Bewohneranzahl zurückgeführt werden.

Tabelle 5: Vergleich von Strombezug, -einspeisung und -verbrauch mit den simulierten Werten aus Projektphase I

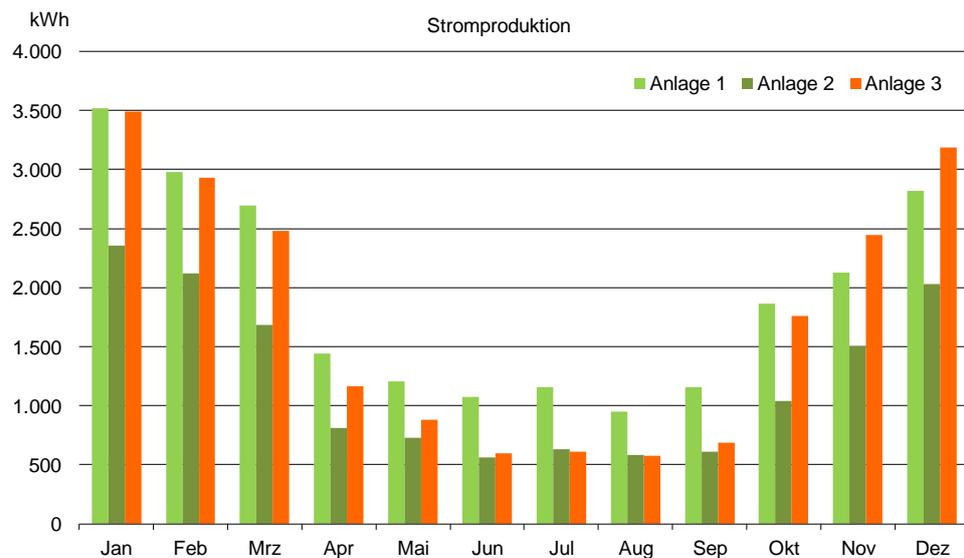
	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Vergleich*
Stromproduktion	23.000	14.600	20.800	26.200

Stromeinspeisung	kWh/a	16.000	10.600	13.100	16.900
Eigenstromverbrauch	kWh/a	7.000	4.000	7.700	9.300
Strombezug	kWh/a	6.100	7.500	7.500	6.000
Stromverbrauch	kWh/a	13.100	11.500	15.200	15.300

**Vergleich mit den Simulationsdaten aus Projektphase I*

In Abbildung 21 sind die Stromproduktion, sowie der Stromverbrauch der drei Objekte dargestellt. Die Stromproduktion macht noch einmal zwei Phänomene deutlich, die bereits in Kapitel 10.1 analysiert wurden. Während der Wintermonate weist das Objekt 2 durch die geringere Heizlast einen geringeren Wärmebedarf auf. Dies führt auch zu einer geringeren Stromproduktion. In den Sommermonaten ist die Stromproduktion der Anlage 1 deutlich höher als bei den beiden anderen Anlagen. Die Ursachen können zum einen höhere Verluste oder eine höhere Abnahme an Warmwasser sein.

Der monatliche Stromverbrauch (Abbildung 21 unten) hingegen ist mit einer geringen saisonalen Fluktuation in allen drei Objekten ähnlich.



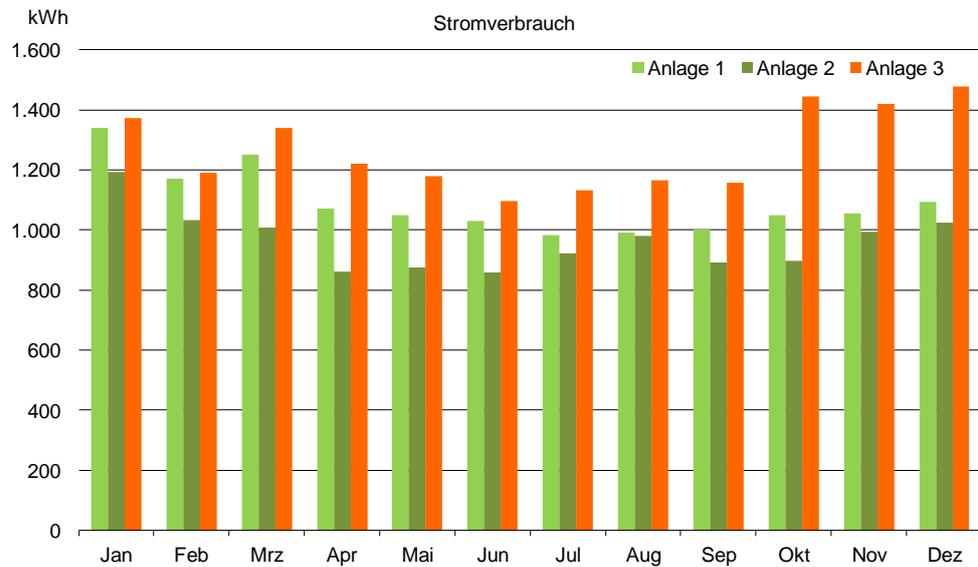


Abbildung 32: Stromproduktion (oben) und Stromverbrauch (unten) in allen drei Objekten

Die spezifischen Stromverbrauchswerte für die drei Objekte (bezogen auf die Wohnfläche) sind deutlich ausgeglichener. Der Stromverbrauch pro Person ist bei Objekt 1 vergleichsweise hoch, da in diesem Gebäude nur 7 Bewohner wohnen. Für das Objekt 3 ergibt sich mit einem Verbrauch von ca. 1.266 kWh/Person*a ein Wert in ähnlicher Größenordnung zu dem Vergleichswert aus Projektphase 1 (1.275 kWh/Person*a).

Tabelle 6: Spezifischer Jahresstromverbrauch

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
<i>kWh/m²a</i>	29	37	33
<i>kWh/Person*a</i>	1.869	961	1.266

In Abbildung 33 ist der kumulierte Lastgang (Stundenmittelwerte) der drei Gebäude für das Jahr 2011 dargestellt. Die maximal auftretende Last gemittelt über den Zeitraum einer Stunde ist bei Objekt 3 (8,0 kW) und Objekt 1 (7,6 kW) ähnlich. In Objekt 2 treten maximale Leistungen von bis zu 13,9 kW auf. Diese sind auf einen elektrischen Durchlauferhitzer zurück zu führen, der fälschlicherweise noch in einer Wohnung installiert war. Dieser ist mittlerweile außer Betrieb.

Anhand der Dauerlinien der elektrische Last der drei Objekte wird deutlich, dass die Zeit, zu der die Last größer als die elektrische Leistung der KWK-Anlage ist, also die Zeit, zu der trotz Betriebs der KWK-Anlage noch Strom bezogen werden müsste, sehr gering ist. In Objekt 3 liegt dieser Anteil mit 0,8 % der Zeit eines Jahres am höchsten. Dies deutet darauf hin, dass die Gleichzeitigkeit von Handlungen mit hoher Leistungsaufnahme – wie beispielsweise Kochen – kaum vorkommt und somit ein Ausgleich bzw. eine Lastglättung innerhalb des jeweiligen Gebäudes auf der Ebene von Stundenwerten stattfindet.

Im Vergleich zu dem in Projektphase I angenommenen elektrischen Lastprofil ergibt sich bei der Messung in allen drei Gebäuden ein dynamischerer Verlauf. Die maximale Last ist in allen drei Gebäuden höher und ab 1000 h sinken die Dauerlinien unter die Dauerlinie des elektrischen Lastprofils aus Projektphase I ab.

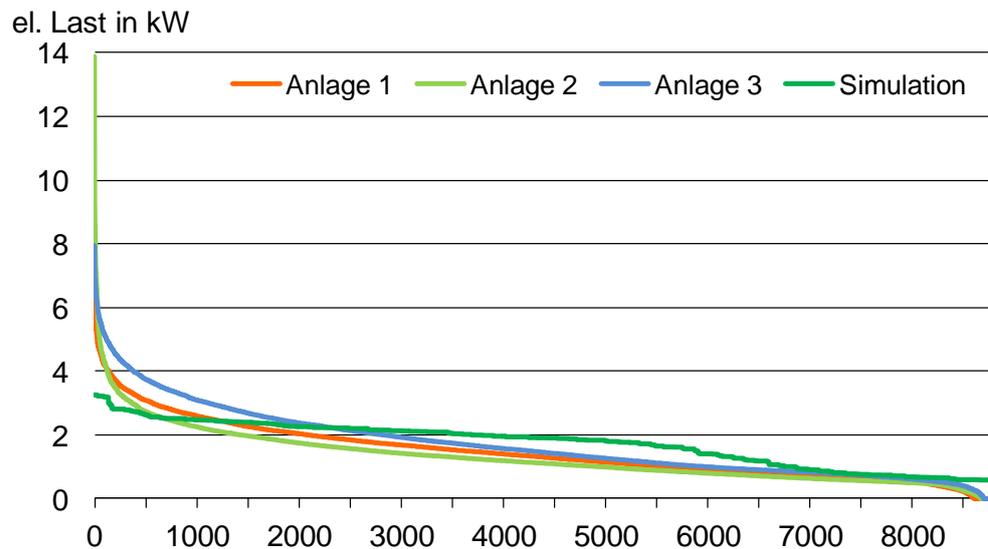


Abbildung 33: Jahresdauerlinie der elektrischen Last (Stundenmittelwerte) der drei Objekte sowie der Simulation aus den Annahmen aus Projektphase I

10.3. Thermische und elektrische Lastprofile

Sowohl für die Auslegung der KWK-Anlage, als auch für die Betriebsweise der KWK-Anlage, ist eine genaue Kenntnis der thermischen und elektrischen Lastgänge nötig. Eine Gleichzeitigkeit von Wärme- und Strombedarf erfordert für eine hohe Eigenverbrauchsdeckung an elektrischer Energie keine Entkopplung und Zwischenspeicherung der erzeugten Wärmeenergie. In der Praxis werden für die Auslegung sogenannte Referenzlastprofile genutzt. Für die Auslegung von KWK-Anlagen kann beispielsweise die VDI-Richtlinie 4655 genutzt werden [VDI 2008].

In Abbildung 34 ist der elektrische Lastgang der drei Gebäude gemittelt über den Zeitraum einer Woche dargestellt. Der generelle Verlauf ist bei allen drei Gebäuden identisch. Während der Abendstunden tritt die maximale Leistungsaufnahme auf. In den Nachtstunden sinkt die Leistungsaufnahme auf ca. 500 bis 700 W ab. Am Wochenende (besonders am Sonntag) liegt die Leistungsaufnahme während der Morgen- und Mittagsstunden geringfügig höher. Im Vergleich zu den Annahmen aus Projektphase I fällt besonders die Abweichung während der Werktage am Vormittag auf.

el.Last in W

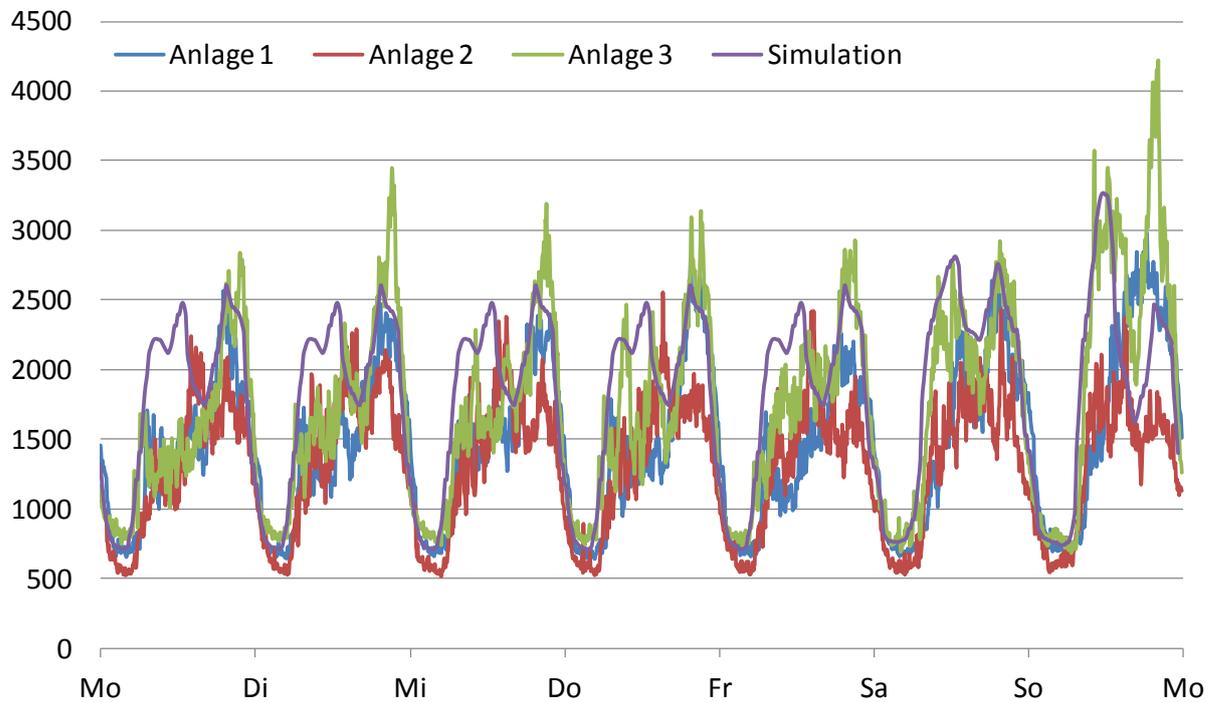


Abbildung 34: Mittlerer Lastgang einer Woche (5min-Mittelwerte) der drei Objekte sowie angenommenes Lastprofil für die Simulation in der Projektphase I (15 min Mittelwerte)

Dies ist in Abbildung 35 noch einmal genauer dargestellt. Besonders die Spitze um 12:00 Uhr tritt in allen drei Objekten nicht auf. Die Lastgänge sinken in allen drei Objekten zur Mittagszeit gegenüber den Morgenstunden ab. Diese Abweichungen sind auf das spezielle Nutzerverhalten, wie beispielsweise einem hohen Anteil Berufstätiger, zurückzuführen. Das Maximum tritt jedoch sowohl im Standardlastgang der für die Simulation zu Grunde gelegt wurde, als auch in den drei Gebäuden während der Abendstunden (zwischen 19:00 und 21 Uhr) auf.

el. Last in W

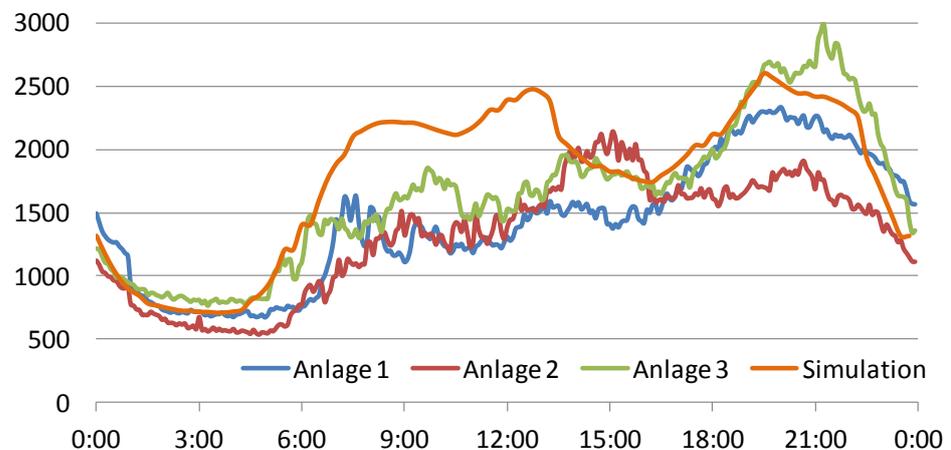


Abbildung 35: Mittlerer Lastgang an Werktagen (5min-Mittelwerte) der drei Objekte sowie angenommenes Lastprofil für die Simulation in der Projektphase I(15 min Mittelwerte)

In Abbildung 36 sind die thermischen Lastprofile der drei Objekte gezeigt. Dabei wurden Klassen mit ähnlicher Tagesmitteltemperatur gebildet (vergleiche Tabelle 7). Während die elektrischen Lastprofile der drei Objekte in Abbildung 35 ähnliche Verläufe aufweisen, ist dies bei den thermischen Lastgängen nur bedingt der Fall. Während Objekt 2 und 3 bis auf eine leichte nächtliche Absenkung keinen sehr stark ausgeprägten tageszeitlichen Verlauf ausweisen, kann bei Objekt 1 besonders in den Morgenstunden zwischen 6:00 Uhr und 9:00 Uhr ein deutlicher Anstieg des Wärmebedarfs festgestellt werden. Bei Objekt 3 fallen vor allem die regelmäßigen Spitzen auf, die vermutlich auf Regelungseinstellungen bei der Warmwasserbereitstellung zurückzuführen sind.

Tabelle 7: Temperaturklassen (Tagesmittel der Außentemperatur) für die Bestimmung des thermischen Lastgangs

Klasse	Min	Max
I		5 °C
II	5 °C	10 °C
III	10 °C	15 °C
IV	15 °C	20 °C
V	20 °C	

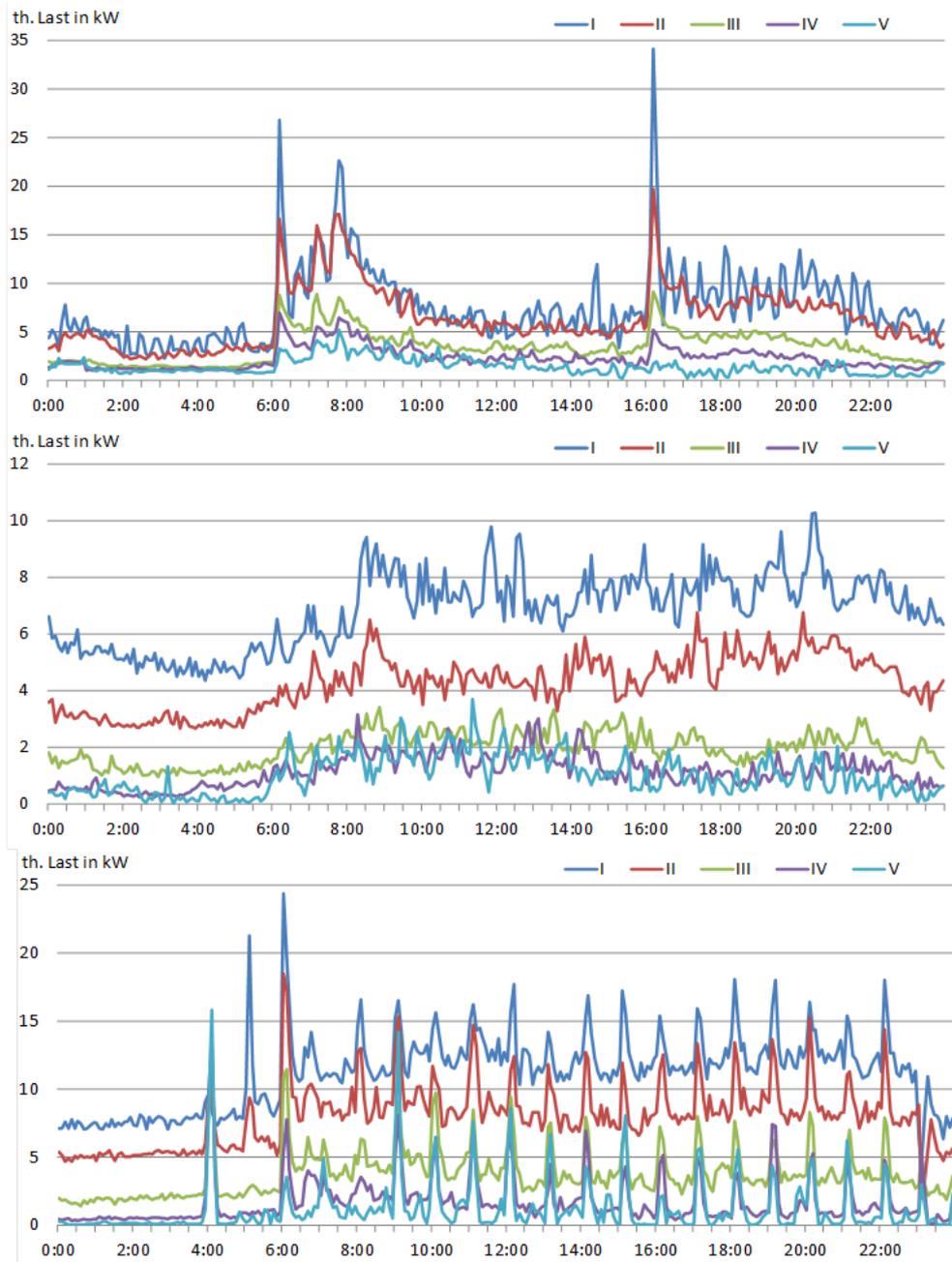


Abbildung 36: Thermisches Lastprofil für verschiedene Temperaturklassen, Oben Objekt 1, Mitte Objekt 2, Unten Objekt 3

10.4. Primärenergie- und CO₂-Einsparungen

Die Endenergiebilanz gibt einen Überblick über die eingesetzten Endenergieträger. In Abbildung 37 ist für die drei Objekte für 2011 die Endenergiebilanz dargestellt. Negativ aufgetragen sind die bezogenen Energiemengen an Gas und Strom. Positiv aufgetragen sind die bereitgestellten Energiemengen aufgeteilt in Warmwasser, Raumwärme (Heizung), Stromverbrauch im Haus, sowie die Einspeisung des überschüssigen Stroms ins Netz. Die Differenz zwischen der Summe

der Bezugsgrößen (Gasbezug und Strombezug) und der Summe der bereitgestellten Energiemengen (Stromverbrauch, Stromeinspeisung, Raumwärme und Warmwasser) stellt die im Laufe des Jahres aufgetretenen Verluste dar.

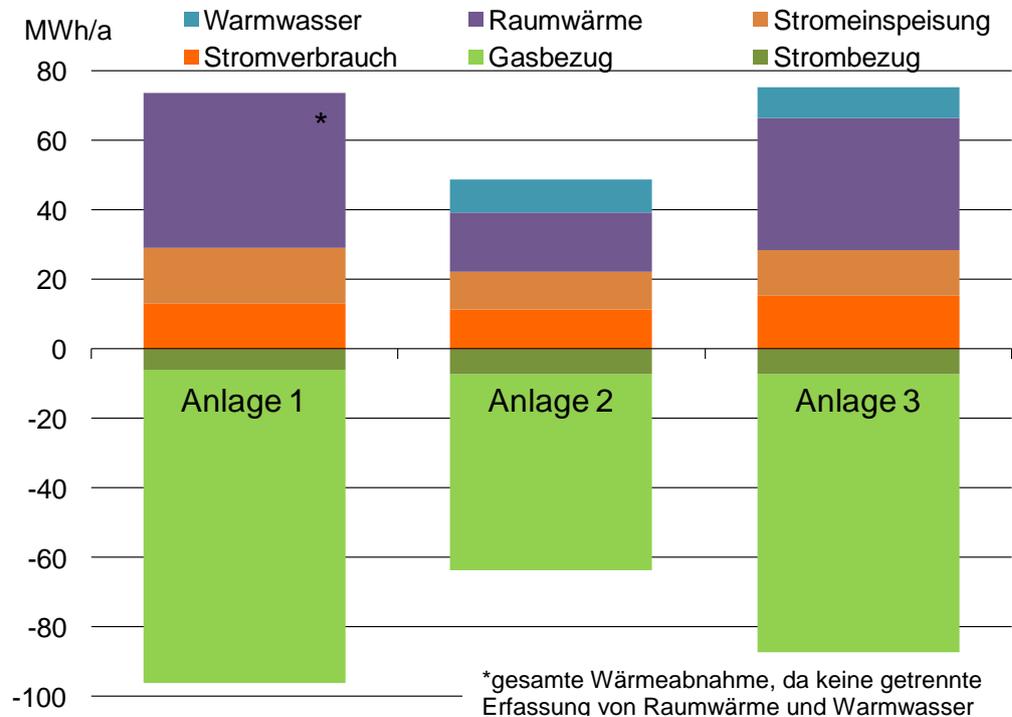


Abbildung 37: Endenergiebilanz (negativ: bezogene Energiemengen, positiv: im Gebäude genutzte Energiemengen)

In Abbildung 38 sind noch einmal die witterungsbereinigten Verbräuche den Ergebnissen aus Projektphase I gegenübergestellt. Witterungsbereinigt weisen Objekt 1 und 3 ähnliche Stromproduktionsmengen wie in Projektphase 1 prognostiziert auf. Auch die Gesamtwärmeabnahme ist von ähnlicher Größenordnung, wobei sich diese bei Objekt 3 aus einem deutlich höheren Anteil Warmwasser und einem geringeren Anteil für Raumwärme zusammensetzt. Der witterungsbereinigte Gasverbrauch ist bei Objekt 1 durch die in Kapitel 10.1 beschriebenen Verluste höher als in Phase 1 prognostiziert. Die numerischen Werte der Jahresenergiemengen sind auch nochmal in Tabelle 8 zusammengetragen. Dort sind die Verbrauchswerte vor und nach dem Umbau auf Primärenergiemengen umgerechnet worden. Bei Anlage 2 und 3 ergibt sich eine Primärenergieeinsparung von 9 % (Anlage 2) bzw. 20 % (Anlage 3), bei Anlage 1 hingegen ein Mehrverbrauch von 12 %. Der große Unterschied ist in erster Linie auf die unterschiedliche Wärmebereitstellung vor der Umbaumaßnahme zurückzuführen. Während Anlage 2 und Anlage 3 vor dem Umbau mit elektrischer Warmwasserbereitstellung mit zentralem Kessel hohe Verbrauchswerte aufweisen (315 kWh/m²a bzw. 325 kWh/m²a), war der Primärenergieverbrauch in Objekt 1 mit dezentralen Gasetagenheizungen für Warmwasser und Raumwärme deutlich niedriger (258 kWh/m²a). Nach dem Umbau liegen die Werte des spezifischen

Primärenergieverbrauchs bei den drei Anlagen in ähnlicher Größenordnung (Anlage 1 und 2 ca. 290 kWh/m²a und Anlage 3 ca. 260 kWh/m²a).

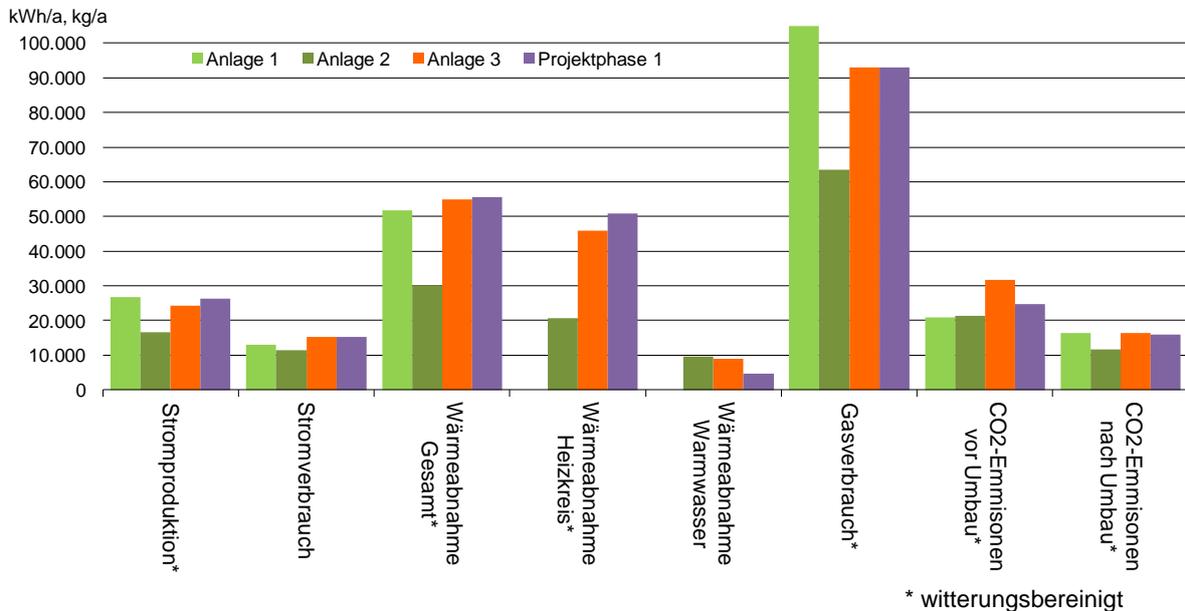


Abbildung 38. Vergleich der witterungsbereinigten Jahresenergiemengen und CO₂-Emissionen der drei Objekte mit den Annahmen und Ergebnissen aus Projektphase I

In Tabelle 9 sind zusätzlich die CO₂-Emissionen vor und nach dem Umbau zusammengetragen. Zusätzlich wurden auch die Emissionen für eine fiktive Variante mit zentralem Heizkessel für Warmwasser und Raumwärme berechnet, da diese Variante auch in Projektphase I als Vergleich herangezogen wurde. Die damals berechneten Werte sind auch aufgeführt. Insgesamt ergibt sich für alle drei Anlage sowohl gegenüber der zuvor installierten Anlagentechnik, als auch gegenüber einer Variante mit zentralem Gaskessel, eine Reduktion der CO₂-Emissionen. Im Vergleich zur Situation vor dem Umbau können Anlage 2 und Anlage 3 deutlich höhere Einsparungen erzielen (45 % bzw. 48 %) als Anlage 1 (22 %). Dies liegt an der bereits oben beschriebenen unterschiedlichen Anlagentechnik. Obwohl Anlage 1 einen Mehrverbrauch an Primärenergie gegenüber der Situation vor dem Umbau aufweist, liegt die Einsparung der CO₂-Emissionen bei 22 %. Dies ist bedingt durch geringere CO₂-Emissionen bei der Bereitstellung von elektrischer Energie auf der Basis von Erdgas gegenüber Strom, der über das Netz bezogen wird und zu einem Anteil von 43 % aus Kohle besteht [STATIS 2009].

Tabelle 8: Jahresbilanz für alle drei Objekte

		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Volllaststunden	<i>h/a</i>	4.200	2.700	3.800
Strom				
Stromproduktion	<i>kWh/a</i>	23.000	14.600	20.800
Bezug	<i>kWh/a</i>	6.100	7.500	7.500
Einspeisung	<i>kWh/a</i>	16.000	10.600	13.100
Stromverbrauch	<i>kWh/a</i>	13.100	11.500	15.200
Eigenverbrauchsdeckung		54%	35%	50%
Im Gebäude genutzter Strom		30%	28%	37%
Wärme				
Wärmeabgabe KWK	<i>kWh/a</i>	52.800	35.100	-
Wärmeabgabe KWK pro qm	<i>kWh/m²a</i>	117	113	-
Wärmeabgabe	<i>kWh/a</i>	44.400	26.700	47.000
Wärmeabgabe witterungsbereinigt	<i>kWh/a</i>	51.700	30.200	54.800
Wärmeabgabe witterungsbereinigt spezifisch	<i>kWh/m²a</i>	114	97	118
Wärmeabnahme Heizkreis	<i>kWh/a</i>	-	17.000	38.000
Wärmeabnahme Warmwasser	<i>kWh/a</i>	-	9.700	9.000
Speicherverluste	<i>kWh/a</i>	6.500	8.500	-
thermischer Wirkungsgrad mit Speicher		43%	41%	51%
thermischer Wirkungsgrad ohne Speicher		58%	61%	-
Wärmebereitstellungswirkungsgrad		74%	68%	-
Gas				
Gasverbrauch	<i>kWh/a</i>	90.100	56.100	79.700
Gasverbrauch witterungsbereinigt	<i>kWh/a</i>	104.900	63.500	92.900
Gasverbrauch	<i>kWh/m²a</i>	199	180	171
Mittlerer Gasbezug vor Umbaumaßnahmen	<i>kWh/a</i>	52.000	32.000	67.000
Mittlerer Gasbezug mit KWK	<i>kWh/m²a</i>	-	200	-
Primärenergie				
Primärenergie vorher	<i>kWh/a</i>	117.000	98.400	151.200
Primärenergie vorher spezifisch	<i>kWh/m²a</i>	258	315	325
Primärenergie nachher	<i>kWh/a</i>	131.300	89.400	121.700
Primärenergie nachher spezifisch	<i>kWh/m²a</i>	290	287	262
Primärenergieeinsparung	<i>kWh/a</i>	-14.300	9.000	29.500
		-12%	9%	20%
Kesselwirkungsgrad		0,95	0,95	0,95
Primärenergiefaktor Strom		2,6	2,6	2,6
Primärenergiefaktor Erdgas		1,1	1,1	1,1

Tabelle 9: Vergleich der CO₂-Emissionen für verschiedene Varianten

CO₂-Minderung für verschiedene Varianten

Anlage	Endenergieart	Endenergiebezug				CO ₂ -Faktor ¹	CO ₂ -Belastung				
		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Phase I		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Phase I	
vor Umbau	Gasbedarf	-52.000	-32.000	-67.000		kWh/a	244 g/kWh	-12.688	-7.808	-16.348	kg/a
	Netzstrombedarf ²	-13.100	-21.200	-24.200		kWh/a	633 g/kWh	-8.292	-13.420	-15.319	kg/a
CO₂-Ausstoß vor Umbau							-20.980	-21.228	-31.667		kg/a
Variante Gaskessel	Gasbedarf ³	-67.700	-36.100	-61.700	-61.400 kWh/a	244 g/kWh	-16.519	-8.808	-15.055	-14.982	kg/a
	Netzstrombedarf	-13.100	-11.500	-15.200	-15.300 kWh/a	633 g/kWh	-8.292	-7.280	-9.622	-9.685	kg/a
CO₂-Ausstoß durch Kesselvariante und reinen Netzstrombezug							-24.811	-16.088	-24.676	-24.667	kg/a
Variante BHKW	Gasbedarf ⁴	-104.900	-63.500	-92.900	-93.100 kWh/a	244 g/kWh	-25.596	-15.494	-22.668	-22.716	kg/a
	Netzbezug Strom	-6.100	-7.500	-7.500	-5.600 kWh/a	633 g/kWh	-3.861	-4.748	-4.748	-3.545	kg/a
	Eigenverbrauch Strom	-7.000	-4.000	-7.700	-9.700 kWh/a	633 g/kWh	-4.431	-2.532	-4.874	-6.140	kg/a
	Einspeisung Strom	20.700	13.600	17.400	16.500 kWh/a	633 g/kWh	13.103	8.609	11.014	10.445	kg/a
	Erzeugung Strom ⁵	27.700	17.600	25.100	26.200 kWh/a	633 g/kWh	17.534	11.141	15.888	16.585	kg/a
CO₂-Ausstoß durch BHKW-Variante und zusätzl. Netzstrombezug							-16.354	-11.633	-16.401	-15.817	kg/a
CO₂-Minderung pro Jahr BHKW gegenüber dem Zustand vor Umbau							4,6	9,6	15,3		- t/a
								22%	45%	48%	
CO₂-Minderung pro Jahr gegenüber einer Variante mit Gaskessel							8,5	4,5	8,3		8,8 t/a
								34%	28%	34%	36%

¹ nach Gemis 4.5 [Großklos 2006]

² Netzstrombedarf enthält bei Anlage 2 und 3 zusätzlich die Wärmemenge für die elektrische Warmwasserbereitung

³ Witterungsbereinigter Gasverbrauch auf Basis des gemessenen Wärmebedarfs, Kesselwirkungsgrad 0,95 und Wärmebereitstellungsgrad Warmwasser von 0,7

⁴ Witterungsbereinigter Gasbezug

⁵ Witterungsbereinigter Stromerzeugung

11. Betriebserfahrungen mit optimierter Betriebsführung

Im folgenden Kapitel wird im Speziellen auf die Erfahrungen mit der optimierten Betriebsweise eingegangen. Ein genauer Vergleich der beiden Steuerungen, der herstellereigenen Steuerung sowie der optimierten (strom-/wärmegeführten) Steuerung, die am Fraunhofer ISE entwickelt wird, findet nur begrenzt statt. Es gab im Zuge des Projektes eine kurze Phase, in der bereits Messdaten der Anlagen erfasst und die KWK-Anlagen auf Basis der herstellereigenen Steuerung betrieben wurden. Diese reicht insbesondere durch die veränderten klimatischen Bedingungen und Benutzerverhalten für einen belastbaren Vergleich nicht aus. Im Folgenden wird daher in erster Linie auf die Einflussfaktoren eingegangen (Prognosegüte, Qualität der Optimierung), die wesentlich für die Funktionsweise der optimierten Betriebsweise sind. Im Anschluss soll dann anhand einiger Betriebszustände die Funktionsweise der optimierten Betriebsweise nachgewiesen werden (Kapitel 11.3) und ein Vergleich – soweit möglich – zu der herstellereigenen Steuerung vorgenommen werden in (siehe Kapitel 11.4).

11.1. Prognosegüte

Wie in Kapitel 9.2 beschrieben, spielt die Prognose sowohl der thermischen, als auch der elektrischen Last eine wesentliche Rolle bei dem prädiktiven Steuerungsansatz.

Um die durch die Kurzfristprognose (siehe Kapitel 9.2) erreichte Prognosequalität nutzen zu können, wird die Prognose einmal pro Stunde vor der Optimierung ausgeführt. Hierdurch wird die Prognose den Abweichungen der nahen Vergangenheit gerecht. Abbildung 39 visualisiert das Verhältnis der im Feldtest erstellten Prognosen mit den Messdaten für das Jahr 2011. Die roten Punktwolken verdeutlichen, dass die Prognose im Tagesmittel die tatsächliche Last zumeist relativ genau trifft. Bei viertelstündlicher Mittelung hingegen (blaue Punktwolke) liegt die mittlere absolute Abweichung wesentlich höher. Außerdem ist bei den Abbildungen gut zu erkennen, dass, obwohl bei allen drei Anlagen dasselbe Prognoseverfahren angewandt wurde sowohl die Prognosequalität, als auch die Tendenz bzw. die Systematik des Fehlers relativ unterschiedlich sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Lastprofile der drei Anlagen von ihrer Gleichmäßigkeit relativ unterschiedlich sind. So sind bei Anlage 3 auch auf Tagesbasis einige starke Ausreißer zu beobachten, bei denen die Prognose die thermische Last wesentlich unterschätzt hat.

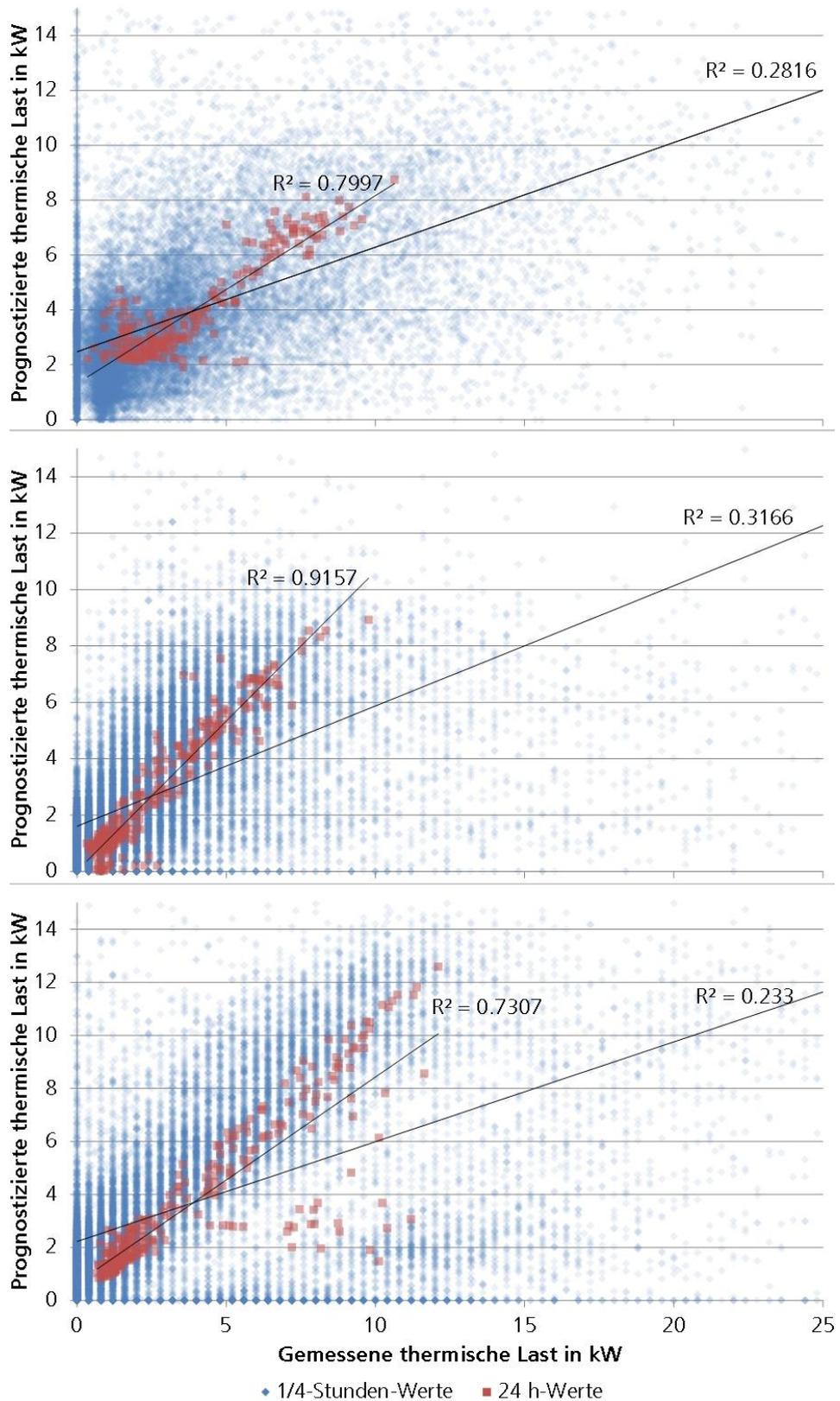


Abbildung 39: Punktwolken der Prognose der thermischen Last über die gemessene thermische Last für ¼-Stunden-Werte und 24-h-Werte

11.2. Qualität der Optimierung

Neben der Prognose hat die Optimierung einen wesentlichen Einfluss auf die Funktion der umgesetzten Steuerung. Die Qualität der Optimierung ist kein statischer Wert, sondern hängt neben dem Modell auch von den Modellparametern (z. B. Speichergröße, Modulierbarkeit des BHKW etc.), dem aktuellen Systemzustand (SOC), sowie den Eingangszeitreihen (z. B. Volatilität der Preisreihe) ab. Im Feldtest wurde auf Basis eines Anlagenmodells drei spezifische Anlagen mit unterschiedlichen Speichergrößen und Speicherverlusten genutzt. Für alle drei Anlagen wurde außerdem auf Basis der lokalen (prognostizierten) Lasten individuelle monetäre Anreizsignale und thermische Lastprofile berechnet.

Es ist daher im Zuge des Feldtests nicht möglich Unterschiede bei der Optimierungsqualität auf bestimmte Einflussgrößen zurückzuführen. Abbildung 40 visualisiert den Abstand zwischen dem relaxierten Ergebnis und dem Optimierungsergebnis unter Beachtung der Ganzzahligkeit in Prozent vom relaxierten Zielwert („Qualität der Optimierung“). Zu erkennen ist, dass der Gap bei Anlage 1 am geringsten ist. Dies kann auf gute Optimierungsergebnisse hinweisen oder darauf, dass bei dieser Anlage die Ganzzahligkeit (insb. kein Modellierender BHKW-Betrieb) keine wesentliche Rolle spielt. Bei Anlage 2 ist zu erkennen, dass die verringerte Speicherkapazität in der Zeit von Juni bis November den Gap tendenziell vergrößerte. Bei allen drei Anlagen sind saisonale Effekte zu sehen. Der Gap ist im Sommer höher als im Winter.

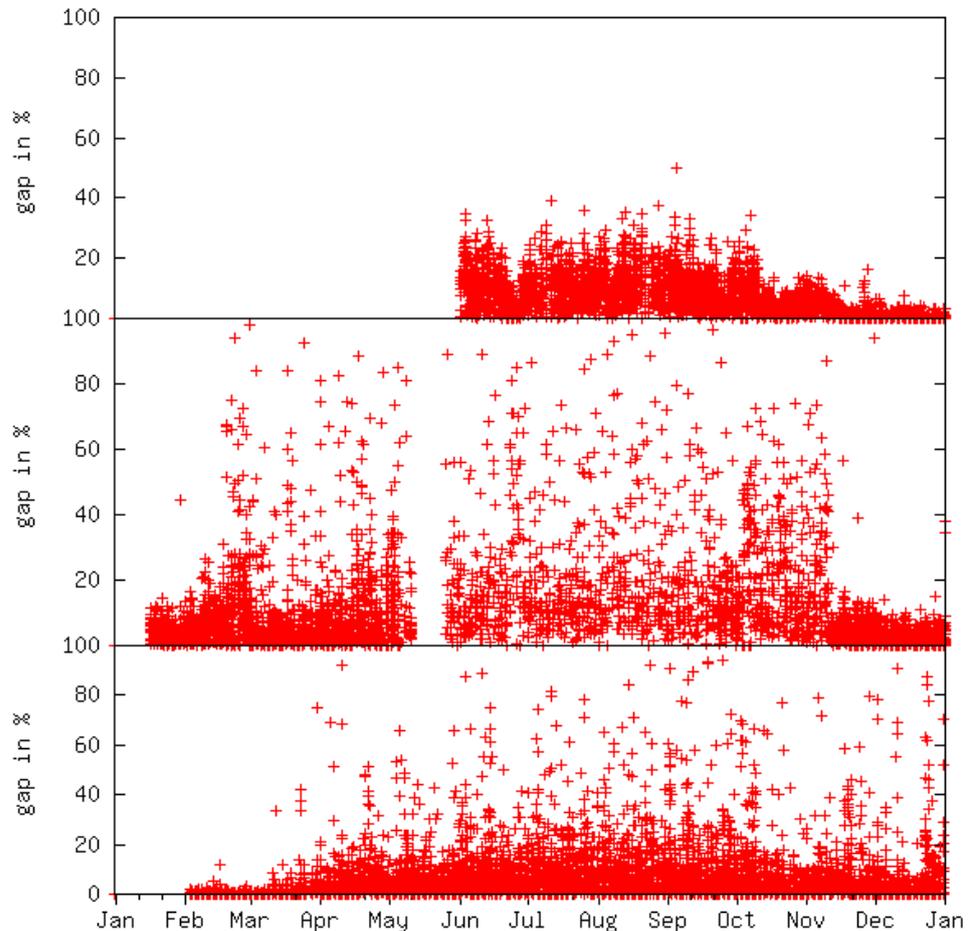


Abbildung 40: Vergleich des Abstandes der im Feld erreichten Optimierungsergebnisse zu den relaxierten Ergebnissen der drei Anlagen (oben: Anlage 1, Mitte: Anlage 2, unten: Anlage 3) im Jahr 2011 (die fehlenden Werte in der zweiten Maihälfte bei Anlage 2 sind auf Speicherprobleme zurückzuführen; ein optimierter Betrieb hat stattgefunden)

11.3. Analyse der optimierten Regelung

Während der Betrieb im Allgemeinen bereits in Kapitel 10 dargestellt wurde, soll in diesem Kapitel eine Analyse des Einflusses der optimierten strom-/wärmegeführten Steuerung auf den Betrieb der KWK-Anlagen vorgenommen werden. Dabei soll untersucht werden, in wie fern eine Stromproduktion zu Zeiten eines hohen Eigenstrombedarfs bzw. Stromtarifs stattgefunden hat. Dabei soll im Speziellen auf die beiden Einflussfaktoren, die maßgeblich das Tarifsinal bestimmen, eingegangen werden. Dies sind der Strompreis an der EEX-Strombörse und die Eigenverbrauchsdeckung

Einfluss des Tarifsinals

In Abbildung 41 ist der mittlere Tagesgang des Tarifsinals (berechnet nach Formel (9-2) der drei Anlagen dargestellt. Der Preis schwankt bei Anlage 1 und 2 zwischen 9,5 ct/kWh und 14,5 ct/kWh. Bei Anlage 3 liegt das Tarifsinal immer deutlich darüber (zwischen 10 und 19,5 ct/kWh). Dieser deutliche Unterschied ist auf die Befreiung der Betreiber GbR der

Anlage 3 von der Zahlung der EEG-Umlage zurückzuführen. Für alle drei Anlagen wird der zugrunde liegende zweistufige Strombezugspreis deutlich. Um 6:00 Uhr morgens steigt durch den Wechsel der Strombezugskosten von Niedertarif zu Hochtarif der lokale Tarif sprunghaft an. Um 20:00 Uhr sinkt der lokale Tarif entsprechend sprunghaft durch den Tarifwechsel der Strombezugskosten. Der Abfall des Tarifs in den Abendstunden ist bedingt durch die höhere Last im Gebäude stärker ausgeprägt.

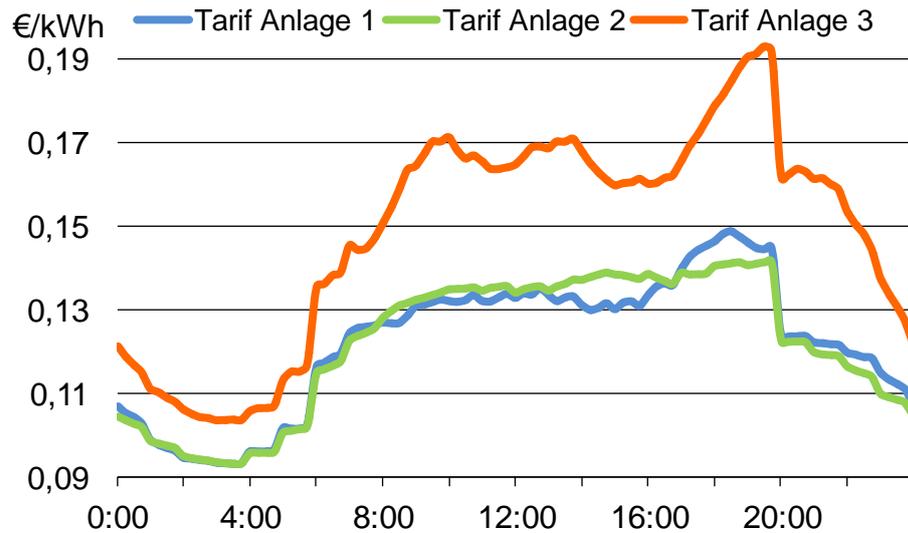


Abbildung 41: Mittlerer Tagesgang der Tarifsignale jeweils seit Beginn der optimierten Steuerung bis Ende Dezember 2011

In Abbildung 42 ist zusätzlich das Tarifsignal für eine Woche im Sommer (oben) und eine Woche im Winter (unten) aufgezeigt. Dabei wird deutlich, dass durch die Mittelung des Tarifsignals, wie in Abbildung 41 dargestellt, die Dynamik des Tarifsignals nicht stark gedämpft wird. Besonders bei Anlage 3 ergibt sich eine hohe Dynamik des Tarifsignals im Verlauf eines Tages. Aber auch bei den beiden anderen Anlagen ergeben sich an vielen Tagen dynamischere Tarifsignale als in der Mittelung.

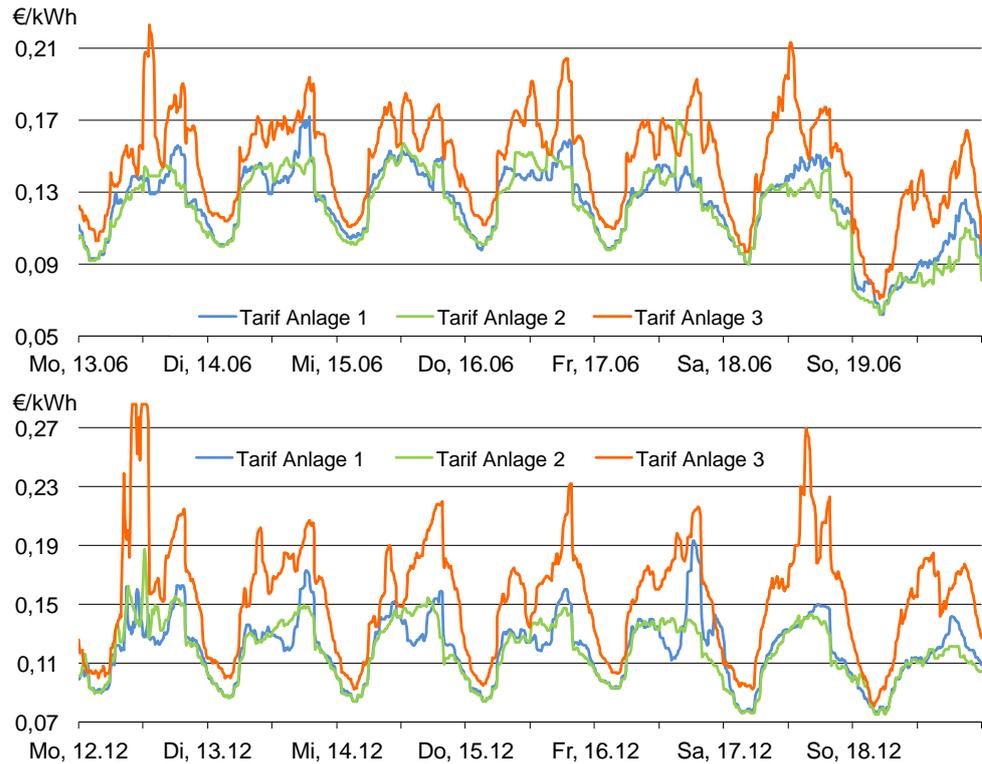


Abbildung 42: Tarifsignal beispielhaft dargestellt für eine Woche im Sommer (oben) und eine Woche im Winter (unten)

Abbildung 43 stellt die Korrelation zwischen dem realen Tarif pro kWh und dem prognostizierten Tarif auf Basis der Prognose der elektrischen Last dar. Bei allen drei Anlagen gibt es eine Punktwolke um $f(x)=x$. Lediglich bei Anlage 3 ist eine systematische Abweichung zu erkennen. Das durchschnittliche Verhältnis des prognostizierten Tarifs zum Tarifsignal auf Basis der Messung liegt bei Anlage 1 bei 97,5 %, bei Anlage 2 bei 98 % und bei Anlage 3 bei 105,6 %.

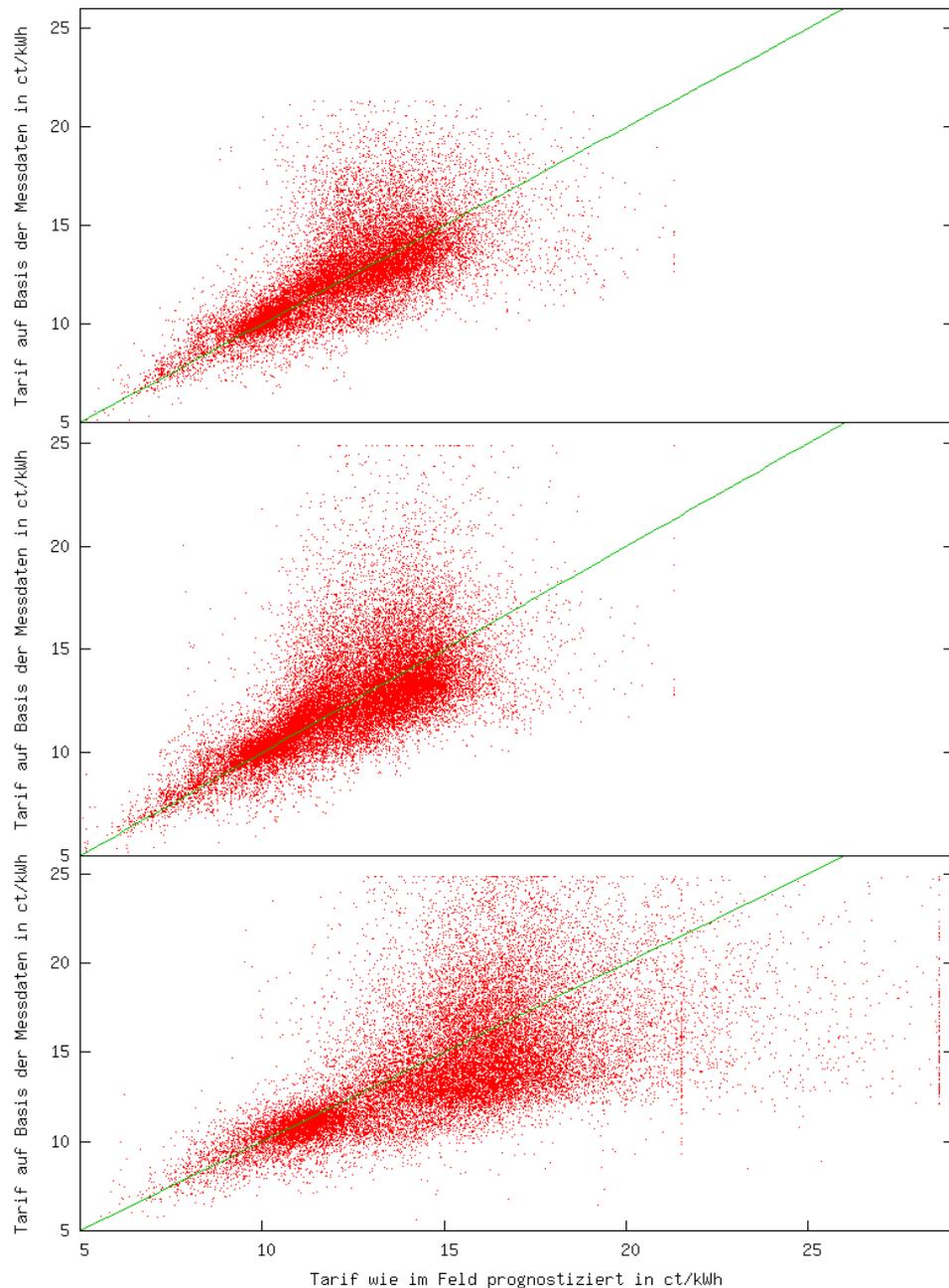


Abbildung 43: Korrelation zwischen dem prognostizierten Tarif und dem berechneten Tarif auf Basis der Messdaten

In Abbildung 44 ist nun der mittlere Tagesgang der Stromproduktion und das bereits in Abbildung 41 dargestellte Tarifsignal aufgezeigt. Bei Anlage 1 und Anlage 3 ist sehr gut zu sehen, wie zu hohen Strompreisen eine hohe Stromproduktion stattfindet. Besonders während der Hochtarifzeit in den Abendstunden wird besonders viel Strom produziert. Bei Anlage 1 ist zusätzlich eine hohe Stromproduktion in den Morgenstunden, die nicht mit einem hohen Tarifsignal korreliert, zu erkennen. Dies ist durch den vergleichsweise hohen Wärmebedarf des Objektes zu begründen. Dies führt dazu, dass in den Morgenstunden, wenn der Strombezugspreis ansteigt, auch die KWK-Anlage Strom produziert, um den Wärmebedarf zu decken. Bei Anlage 2 gab es bei der Betriebsführung einige Probleme, die zu dem in Abbildung 45 dargestellten regelmäßigen Takten geführt hat. Eine Analyse hierzu ist in Kapitel 11.4 zu finden.

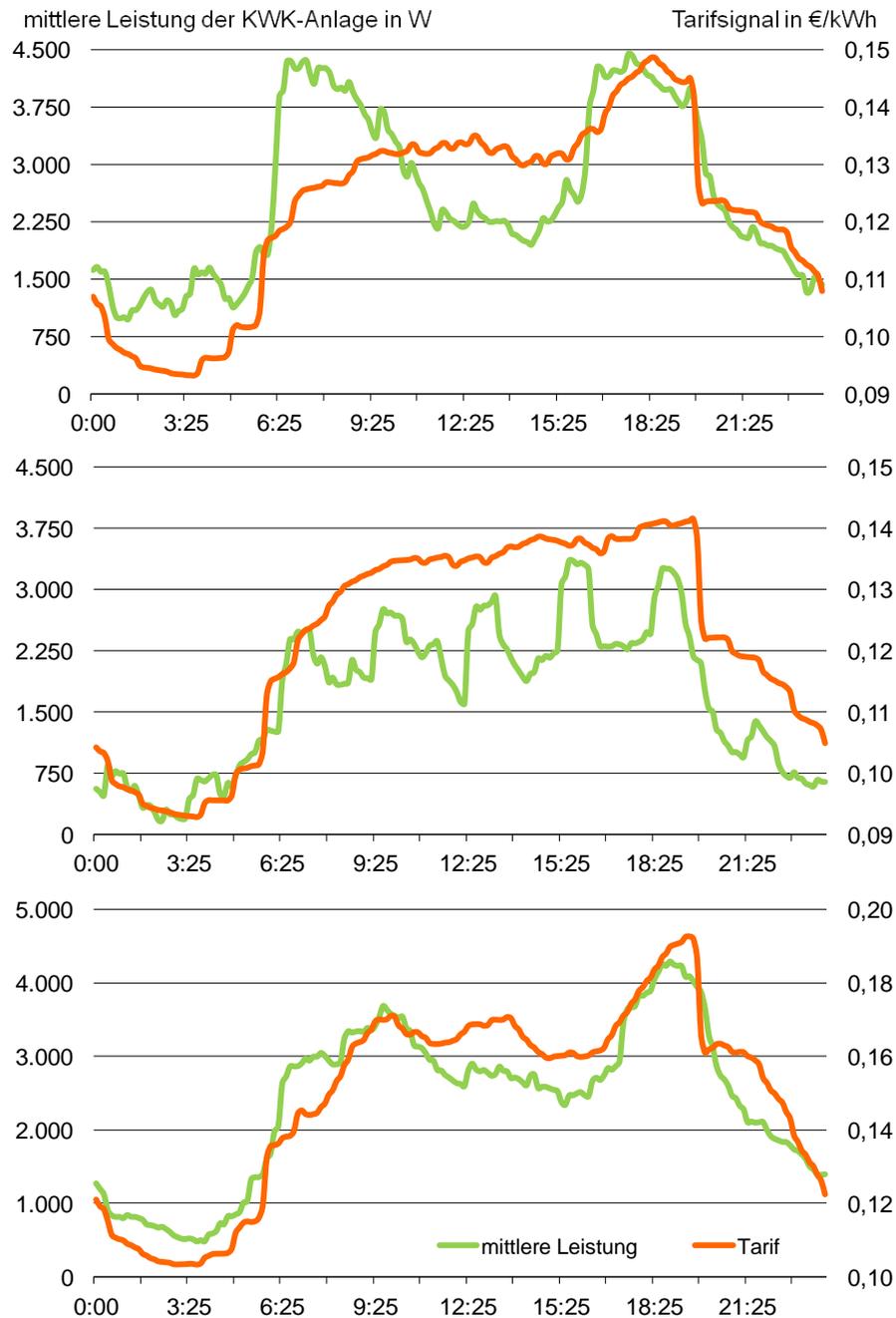


Abbildung 44: Lastgang der KWK-Anlage und mittleres Tarifsinal im Tagesverlauf für Anlage 1 oben, Anlage 2 mitte und Anlage 3 unten

In Abbildung 45 ist noch einmal die Abhängigkeit zwischen Tarifsinal und mittlerer Leistungsabgabe dargestellt. Dabei wurde jeweils die mittlere Leistung bestimmt, die in Tarifklassen zu je 1 ct, (z. B. mittlerer Leistung bei einem Tarifsinal zwischen 8 ct und 9 ct) durch die KWK-Anlage während dieser Zeit bereitgestellt wurde. Bei allen drei Anlagen ist eine starke Korrelation zwischen dem Tarifsinal und der höhe der mittleren Leistungsabgabe festzustellen. Zu Zeiten geringen Tarifs (bis 10 ct) bleibt

die mittlere Leistungsabgabe unter 1 kW.

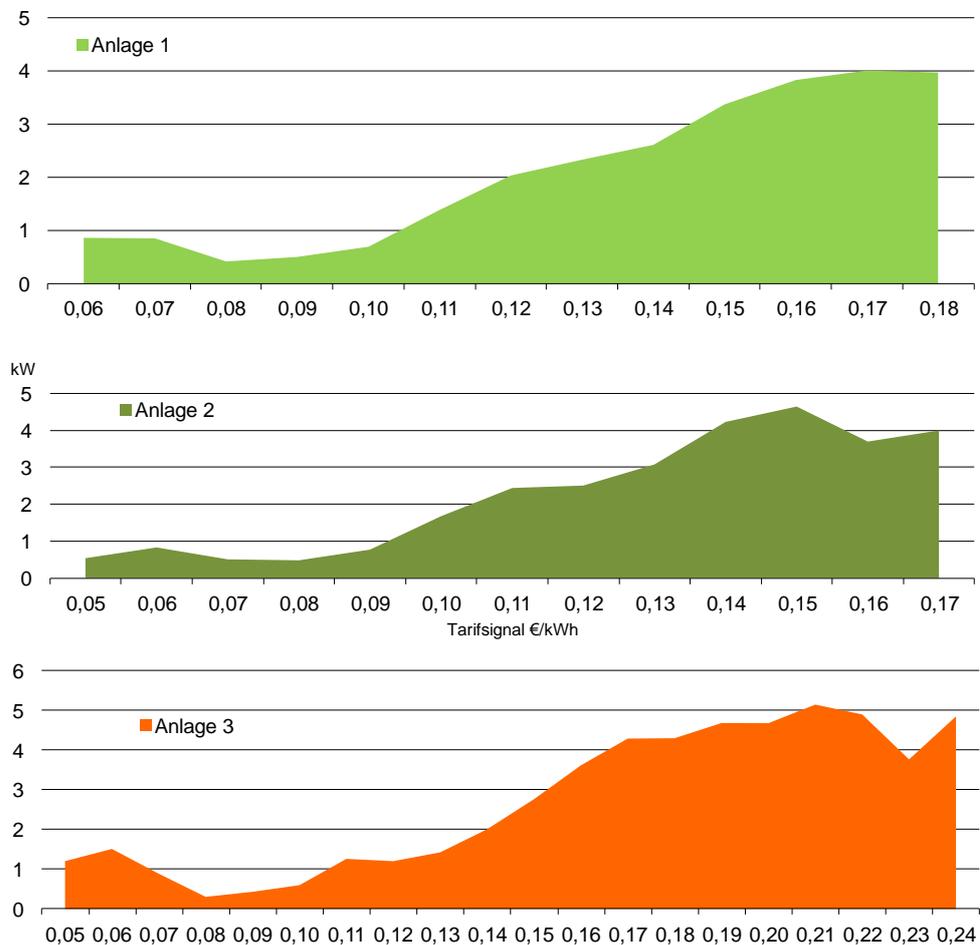


Abbildung 45: Mittlere Leistungsabgabe der KWK-Anlage in Abhängigkeit vom Tarifsignal

Eigenverbrauchsdeckung

Die Eigenverbrauchsdeckung ist in der letzten Zeit ein viel diskutiertes Thema. Die Eigenverbrauchsdeckung vermeidet die Netzinanspruchnahme und minimiert Transportverluste. Besonders bei der dezentralen Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen bietet der Gesetzgeber Anreize einen hohen Anteil des produzierten Stroms im Gebäude zu verbrauchen. Praktisch sind die Spielräume zu klein und die Eigenverbrauchsdeckung liegt erfahrungsgemäß im Bereich von 30 %.

Die Eigenverbrauchsdeckung kann durch den Zähler am Hausübergabepunkt bestimmt werden:

$$\text{Eigenverbrauchsdeckung} = 1 - \frac{\text{Strombezug}}{\text{Stromverbrauch}} \quad (11-1)$$

Die Eigenverbrauchsdeckung – also der Anteil des Stromverbrauchs im Objekt, der durch die KWK-Anlage bereitgestellt wurde – ist in Abbildung 46 (links) dargestellt. Dieser Anteil erreicht in keinem der Monate 100 %. Dies bedeutet, dass in allen Monaten noch Strom aus dem Netz bezogen wird. Während im Januar bei Anlage 1 und Anlage 3 durch die hohe Laufzeit der KWK-Anlage über 85 % Eigenverbrauchsdeckung erreicht

wird, sinkt der Anteil bis Mai kontinuierlich auf 20-30 % ab. Neben der Eigenverbrauchsdeckung ist auch der Anteil des selbstverbrauchten Stroms ein Maß für die Güte der Optimierung.

$$\text{Anteil selbst verbrauchter Strom} = 1 - \frac{\text{Stromeinspeisung}}{\text{Stromverbrauch}} \quad (11-2)$$

Dieser Parameter berücksichtigt zusätzlich, dass bei einer sehr hohen Stromproduktion natürlicherweise auch hohe Eigenverbrauchsdeckungs-raten erreicht werden können. Allerdings ist in diesem Fall auch die Stromeinspeisung hoch. Dieser Parameter ist in Abbildung 46 rechts dargestellt. Dieser Anteil weist nur sehr geringe saisonale Schwankungen auf. Im Mittel liegt er zwischen 26 % (Anlage 2) und 36 % (Anlage 3).

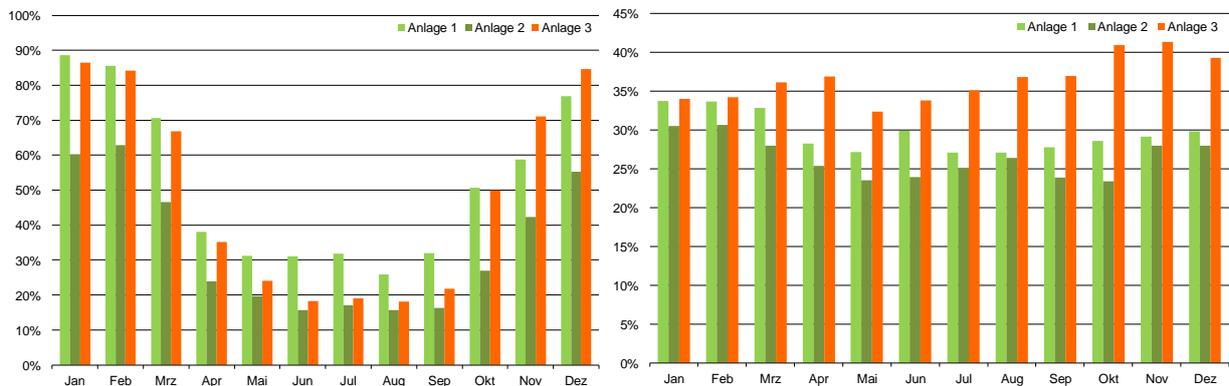


Abbildung 46: Anteil des Stromverbrauchs aus Stromproduktion der KWK-Anlage (links) sowie Anteil der Stromproduktion der KWK-Anlage, der im Gebäude verbraucht wurde (rechts)

In Abbildung 47 ist jeweils die Leistungsaufnahme, sowie die Stromproduktion der drei Objekte als 5-Minuten-Mittel seit der jeweiligen Umstellung der Steuerung dargestellt. Anhand der Darstellung wird deutlich, dass es bei der Optimierung nicht primär um eine Optimierung des Eigenverbrauchs geht, sondern um eine Optimierung anhand des Tarifsignals. Dies wird besonders bei Anlage 1 und Anlage 3 deutlich. Die maximale Leistungsaufnahme findet in den Abendstunden um 21:00 Uhr statt. Die maximale Produktion ist jedoch bereits deutlich früher. Dies liegt an dem zu Grunde gelegten HT/NT-Tarif, der dazu führt, dass es für den Betreiber lukrativer ist, die KWK-Anlage zu Hochtarifzeiten (bis 20:00 Uhr) zu betreiben, auch wenn die Stromnachfrage im Gebäude geringer ist als zu NT-Zeiten (ab 20:00 Uhr).

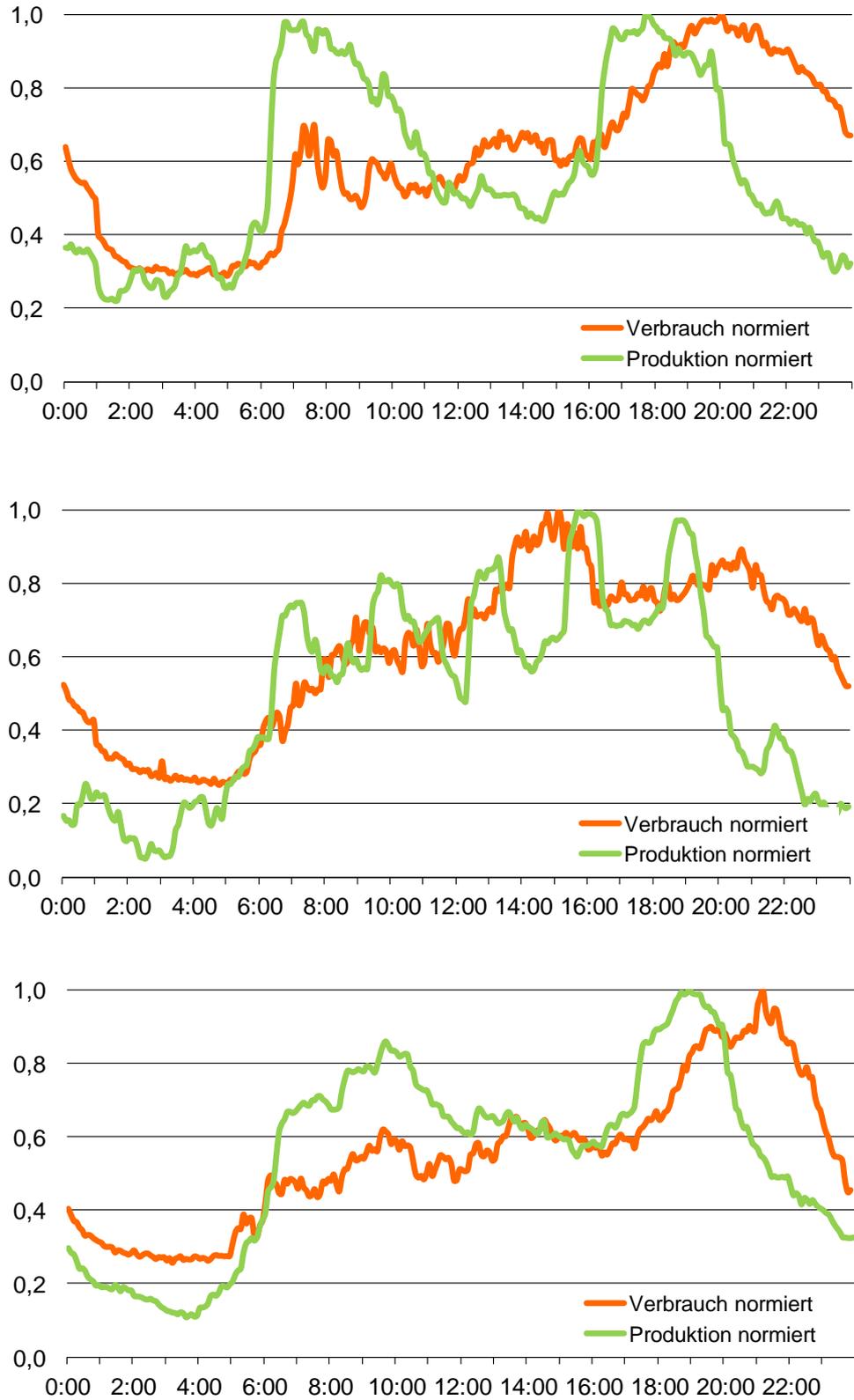


Abbildung 47: Normierte mittlere Leistungsaufnahme und Stromproduktion (5-min Mittelwerte) seit Umstellung der Steuerung. Oben Anlage 1 ab 27. April, Mitte Anlage 2 ab 18. Januar und Unten Anlage 3 ab 9. Februar.

EEX Preis

Der EEX-Preis hat durch das niedrige Preisniveau nur einen Vergleichsweise geringen Einfluss auf die Betriebsweise der KWK-Anlage. In Abbildung 48 ist ein mittlerer Erlös pro produzierte kWh Strom dargestellt. Dieser Erlös liegt bei Objekt 3 mit 17,05 ct/kWh bedingt durch die Einsparung der EEG-Umlage am höchsten. Der Anteil, den die Erlöse durch die Einspeisung nach EEX-Preis erwirtschaftet werden, liegt bei 15 % (Anlage 3) bis 21 % (Anlage 1).

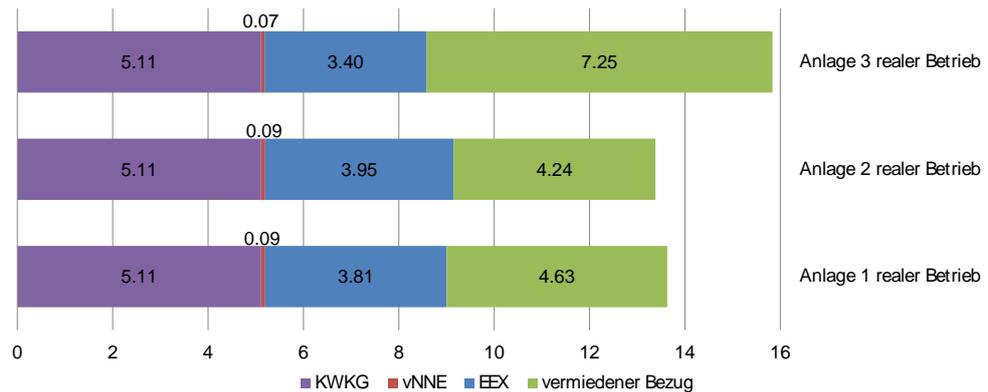


Abbildung 48: Zusammensetzung der mittleren Erlöse pro kWh im Jahr 2011

In Abbildung 49 sind noch einmal die Lastprofile der elektrischen Leistungsaufnahme der drei Objekte dargestellt. Zusätzlich ist auch der mittlere Tagesverlauf des EEX-Preises eingezeichnet. Diese beiden Größen sind (neben dem zweistufigen Strombezugspreis) die beiden Variablen des Tarifsignals. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass es zu einigen Zeiten eine Korrelation zwischen dem EEX-Preis und der elektrischen Leistungsaufnahme in den Objekten gibt. Besonders während der Nachtstunden ist sowohl der EEX-Preis als auch die Leistungsaufnahme im Gebäude niedrig, sodass beide Eingangsgrößen des Tarifsignals korrelieren. Auch das Maximum tritt in beiden Größen während der Abendstunden auf, beim EEX-Preis jedoch etwas früher.

Ob diese Korrelation so in Zukunft noch erhalten bleibt, ist aufgrund zunehmenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus Wind und Photovoltaik fraglich. Es ist zu erwarten, dass der EEX-Preis über einen Tag bedingt durch die Verfügbarkeit von Wind und Photovoltaik deutlich stärker schwankt und dies möglicherweise in der Mittelung über ein gesamtes Jahr zu einer Glättung des EEX-Preise führen könnte.

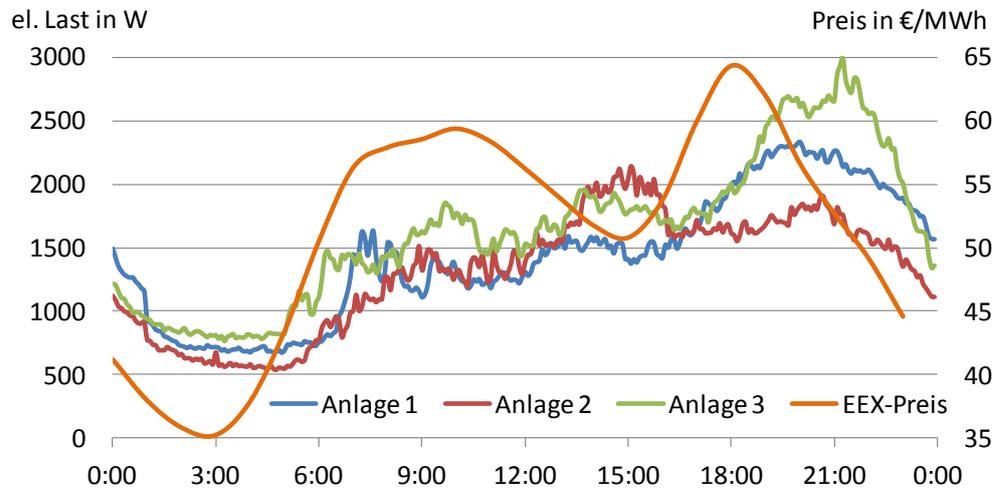


Abbildung 49: Mittlerer EEX-Preis und Lastprofile der drei Objekte

11.4. Vergleich mit der herstellereigenen Steuerung

Wie bereits in der Einleitung zu Kapitel 11 angedeutet, ist es mit der durchgeführten Versuchsreihe nur sehr bedingt möglich, einen Vergleich zwischen der herstellereigenen Steuerung und der MPC-Steuerung vorzunehmen. Dies liegt insbesondere an der fehlenden Vergleichbarkeit der thermischen und elektrischen Lasten der beiden Zeiträume, bedingt durch unterschiedliche klimatische Bedingungen. Tabelle 10 stellt die Betriebszeiten der Steuerungen zusammen. Durch die niedrigen Außentemperaturen von Ende November 2010 bis Anfang Januar 2011 liefen alle drei KWK-Anlagen während dieser Periode nahezu ununterbrochen. Dies erschwert den Vergleich der beiden Steuerungen. Eine belastbare Bewertung der Steuerung ist daher lediglich auf Basis von Simulationen möglich. Die Ergebnisse der Simulationen sind in Kapitel 12 zu finden. In diesem Kapitel soll – auf Basis der vorhandenen Messdaten – eine erste Abschätzung des Einflusses der optimierten Betriebsweise im Vergleich zur herstellereigenen Betriebsweise vorgenommen werden.

Tabelle 10: Messzeiträume der unterschiedlichen Steuerungen

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Beginn Messdaten	01.11.2010	29.11.2010	01.11.2010
Beginn optimierte Betriebsweise	27.04.2011	18.01.2011	09.02.2011
Tage „herstellereigene Steuerung“	177	50	100
Tage „optimierte Betriebsweise“	248	347	325

Ein Vergleich der Tagesprofile der Stromerzeugung in Zeiten mit SenerTec-Steuerung $P_{el, SenerTec}(t)$ (vor Start der Steuerung durch ISE vgl. Abbildung 8) und mit ISE-Steuerung $P_{el, ISE}$ macht deutlich, dass die beiden Zeiträume bzw. Steuerungen kaum vergleichbar sind, da die thermische Last sehr unterschiedlich ist. Der Zeitraum, in der die SenerTec-Steuerung und das Monitoring aktiv waren, ist bei allen drei Anlagen vergleichsweise kalt gewesen. Daher gab es in dieser Zeit entsprechend hohe Volllaststunden.

Dies ist in Abbildung 50 bis Abbildung 53 deutlich an der höheren mittleren Leistung der BHKWs, im Vergleich zum Zeitraum mit ISE-Steuerung zu erkennen.

Anlage 1

Bei Anlage 1 ist insbesondere nachts eine deutlich höhere thermische Last zu vermuten. Die hohen Leistungswerte von $P_{el, SenerTec}(t)$ in den Nachtstunden können auf die erhöhte Nachfrage durch den Heizbetrieb und auf einen wenig optimalen Betrieb zurückgeführt werden. Es ist außerdem zu erkennen, dass sich die monetären Anreizsignale $M_{SenerTec}(t)$ und $M_{ISE}(t)$ insbesondere in den Abendstunden unterscheiden. Hier kam es in der Zeit in der die SenerTec-Steuerung aktiv war zu einer höheren Preisspitze. Die Leistungsspitze in den Abendstunden liegt bei $P_{el, ISE}$ näher am Peak des Tarifes, trifft diesen jedoch auch nicht genau.

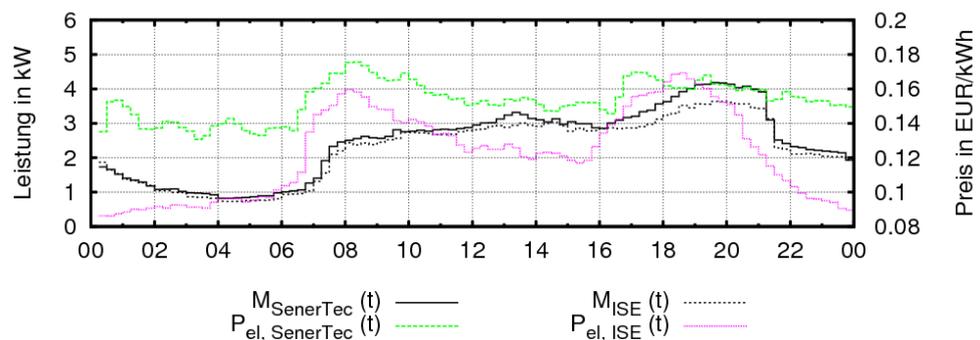


Abbildung 50: Vergleich der mittleren Tagesverläufe der elektrischen Leistung, sowie des monetären Anreizsignals zwischen dem Zeitraum vor der Steuerung durch ISE und dem Zeitraum der aktiven ISE-Steuerung bei Anlage 1

Anlage 2

Die Abbildung zu Anlage 2 macht deutlich, dass sich die berechneten Tarife relativ stark unterscheiden. In der Zeit, in der die SenerTec-Steuerung noch aktiv war, war der Tarif $M_{SenerTec}(t)$ fast über den gesamten Tag wesentlich höher als bei $M_{ISE}(t)$ (dies ist darauf zurückzuführen, dass durch das Monitoring ein großer Stromverbraucher identifiziert und abgeschaltet werden konnte). Es ist zu vermuten, dass der steile Leistungsanstieg um 16:00 Uhr, sowie das steile Abfallen der Leistung um ca. 20:00 Uhr durch die Vorgabe von Zeitfenstern in der SenerTec-Steuerung erreicht wurde. Der dadurch hervorgerufene Produktionspeak passt sehr gut zum dazugehörigen Tarifpeak. Der während des Feldtests berechnete Tarif zeigt einen schwächer ausgeprägten Preispeak in den Abendstunden. Vielmehr ist hier ein Preisplateau zwischen 08:00 Uhr und 21:00 Uhr zu erkennen. Dies spiegelt auch die relativ gleichmäßige Stromproduktion $P_{el, ISE}$ über den Tag wieder. $P_{el, ISE}(t)$ zeigt außerdem eine wesentlich stärkere Ausprägung der Nachtabsenkung als $P_{el, SenerTec}(t)$. Auch hier muss auf den positiven Einfluss der Sommerzeit ohne Heizbetrieb hingewiesen werden.

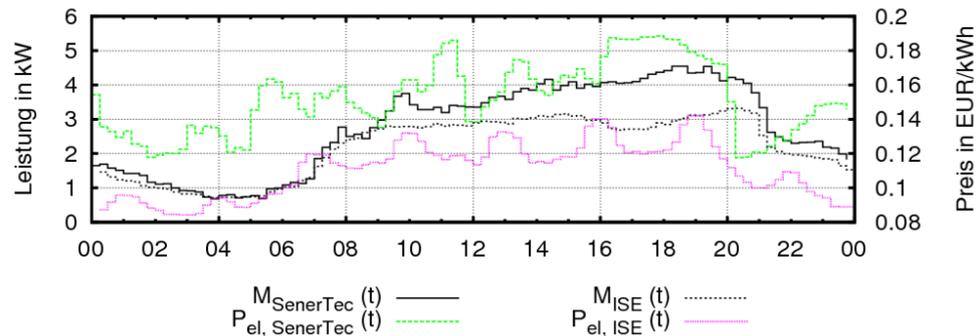


Abbildung 51: Vergleich der mittleren Tagesverläufe der elektrischen Leistung sowie des monetären Anreizsignals zwischen dem Zeitraum vor der Steuerung durch ISE und dem Zeitraum der aktiven ISE-Steuerung bei Anlage 2

Bei Anlage 2 ist eine periodische Peakbildung bei der Erzeugung zu erkennen. Daher wurde schon während der Feldtestphase versucht die Optimierung zu verbessern, da es zwischenzeitlich zu relativ vielen Starts kam und hierfür Lösungen gesucht wurden. Die Analyse der Gaps bestärkte die Vermutung, dass die Optimierung bei Anlage 2 weniger gut funktionierte als bei den beiden anderen Anlagen (siehe Kapitel 11.2). So kam es beispielsweise am 20.04.2011 zu 8 BHKW-Starts. Diese wurden scheinbar durch das Zusammenspiel relativ kleiner Ungenauigkeiten im Framework hervorgerufen. Die Prognose erwartete für diesen Tag eine sehr geringe thermische Last. Der Löser fand nicht das globale Optimum und setzte das BHKW primär (sehr kurz) zu Beginn der zu optimierenden Zeitperiode ein (siehe Abbildung 52). Da die Optimierung mehrmals am Tag aufgerufen und jeweils nur die erste Zeitperiode tatsächlich in ein Steuersignal umgesetzt wird, führte dies zu einem häufigen kurzen Betrieb im Laufe des Tages. Gegen Ende der Feldtestphase wurde außerdem festgestellt, dass der Warmwasser-Wärmemengenzähler keine Zirkulationsverluste misst. Dadurch war das Optimierungsframework bei dieser Anlage einem kontinuierlichen Fehler bei der thermischen Prognose ausgesetzt. Dies hat die Optimierung bei dieser Anlage vermutlich wesentlich beeinträchtigt.

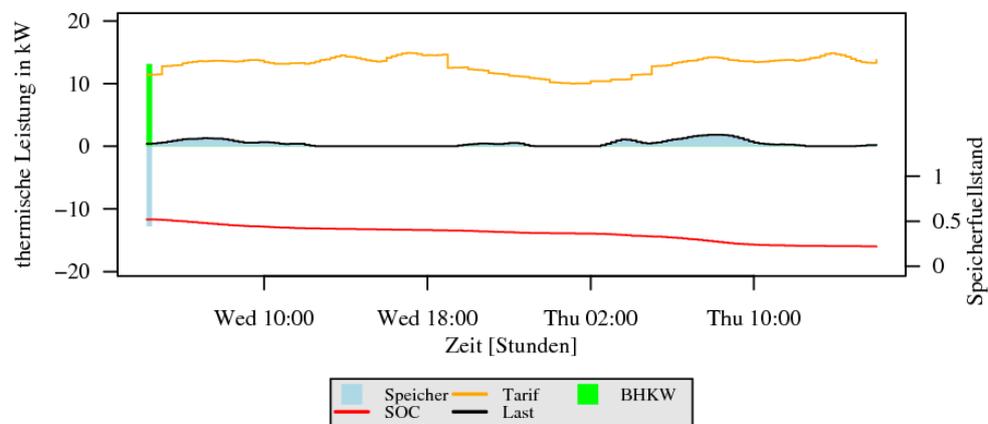


Abbildung 52: Beispielhaftes Optimierungsergebnis bei Anlage 2 in Zeiten sehr geringer Last, bei dem kein Optimum gefunden wurde

Diese Vielzahl von sehr kurzen Starts wurde im weiteren Verlauf des Projektes vermieden / vermindert, indem das BHKW gezwungen wurde zu starten, jedoch nicht aktiv gezwungen wurde abzuschalten. Dies führte dazu, dass die interne Steuerung des BHKW eine Mindestbetriebszeit von 60 Minuten sicherstellt.

Trotz dieser Umstellung kam es bei allen drei Anlagen zu einer relativ hohen Anzahl an Starts (siehe Tabelle 12). Dies ist nicht darauf zurückzuführen, dass dies die wirtschaftlichste Betriebsweise ist, sondern ist als zu minimierende Fehlsteuerung zu sehen, die wahrscheinlich primär durch die Prognoseabweichung und den oben erläuterten Effekt hervorgerufen wird. Für eine wissenschaftliche Analyse der Ursachen ist der Aufbau einer Simulation des MPC-Ansatzes bei der Steuerung von Mikro-BHKW inkl. Prognoseabweichungen unumgänglich. Dies war im Zuge dieses Projektes jedoch leider nicht möglich.

Anlage 3

Wie bei Anlage 1 und 2 ist auch bei Anlage 3 tagsüber ein niedrigerer Tarif $M_{\text{SenerTec}}(t)$ mit weniger stark ausgeprägten Preispeaks zu erkennen. Die thermische Last schien in diesem Objekt besonders hoch gewesen zu sein. Bei $P_{\text{el, SenerTec}}(t)$ ist lediglich eine leichte Leistungsabsenkung in den frühen Morgenstunden zu erkennen. Bei $P_{\text{el, ISE}}(t)$ ist über den gesamten Tag eine starke Anpassung der Stromerzeugung an den Tarif zu erkennen.

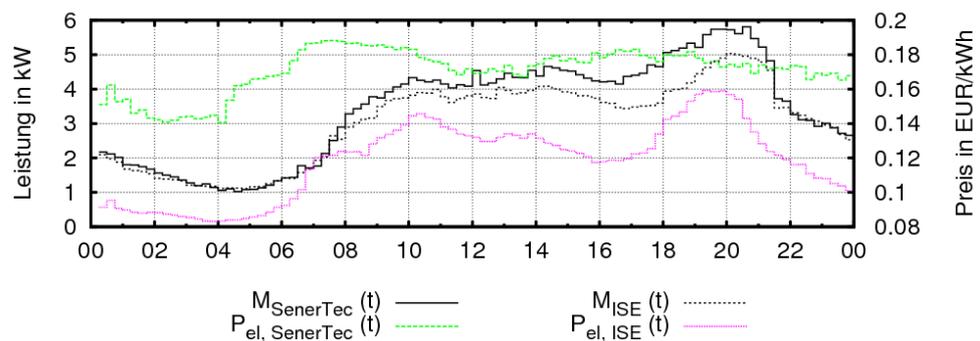


Abbildung 53: Vergleich der mittleren Tagesverläufe der elektrischen Leistung, sowie des monetären Anreizsignals zwischen dem Zeitraum vor der Steuerung durch ISE und dem Zeitraum der aktiven ISE-Steuerung bei Anlage 3

12. Simulation auf Basis der Messdaten

Um die im Feldtest umgesetzte Steuerung direkt mit einer Feldtestanlage, die auf Basis der internen Steuerung gesteuert wurde, vergleichen zu können, hätte es ein zweites Heizsystems gebraucht, bei dem die identische thermische Last auf ein identisches Heizungssystem aufgeprägt worden wäre. Da dies über einen Zeitraum von einem Jahr kaum zu realisieren ist, wurden durch Simulationen Referenzszenarien erzeugt. Diese dienen als Vergleich zur Orientierung bei der Beurteilung der Feldteststeuerung.

Bei den Simulationen handelt es sich um vereinfachte Modelle der Anlagen im Feld, wie es in Abbildung 16 dargestellt ist. Es werden nicht alle Einzelkomponenten abgebildet, sondern lediglich Energiebilanzen gebildet. Dieses Vorgehen wurde in zahlreichen Projekten getestet und validiert, wie unter [Wille-Hausmann 2009] aufgezeigt. Die Modelle wurden jeweils auf die spezifische Anlage angepasst und die individuellen gemessenen Lasten aufgeprägt. Somit erlaubt die Simulation den Vergleich der Betriebszeiten. Ein Vergleich der Energieeffizienz ist jedoch nicht möglich, da das Modell anhand der Effizienz des Feldtests validiert wurde.

Die Simulation wurde jeweils ab Beginn des Folgemonats des Starts der Steuerung durch das Fraunhofer ISE durchgeführt und mit dem Ergebnis im Feld desselben Zeitraums verglichen.

12.1. Anpassung der Simulation an die Anlagenspezifika

Zunächst wurden die individuellen Spezifika der Anlagenkomponenten abgebildet. Die Modelle wurden individuell angepasst auf Basis der:

1. Speicherkapazität, die sich im Feld als nutzbar herausgestellt hat,
2. Anlagenspezifischen mittleren Wirkungsgrade, die im Feld gemessen wurden und
3. Summe der Verluste (berechnet auf Basis der Differenz von Erzeugungs-WMZ und Last-WMZ) der spezifischen Anlage, die als Speicherverluste abgebildet wurden.

Eine besondere Rolle kommt hierbei der Definition der Speicherkapazität zu. Wie schon mit Formel (8-1) aufgezeigt, ist die Speicherkapazität eine Funktion aus Speichervolumen und Temperaturspreizung (ΔT) in dem sich die Speichertemperatur bewegen kann. Die Temperaturspreizung wird nach unten begrenzt durch die „Komfortgrenze“ (die Temperatur ab der das Warmwasser als nicht warm genug empfunden wird bzw. die Heizung nicht mehr alle Räume ausreichend beheizen kann) für die Vorlauftemperatur. Nach oben wird die Speichertemperatur begrenzt durch die maximale Rücklauftemperatur des BHKW. Diese ist begrenzt, da sonst die Wirkungsgrade stark abfallen bzw. im Extremfall das BHKW nicht mehr ausreichend gekühlt wird. Grundsätzlich gilt, je besser die Schichtung in den Speichern desto größer die nutzbare Temperaturdifferenz zwischen dem wärmsten und dem kältesten Punkt in den Speichern.

Tabelle 11: Anlagenspezifische Parameter zur Berechnung der Speicherkapazität (* auch in der Simulation wurde bei Anlage 2 das Speichervolumen von Jun. bis Sept. auf den kleineren Speicher begrenzt vgl. Abbildung 26)

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Speichervolumen in l	3.000	1.800 / 800*	2.000
Max. mittlere Speichertemperatur in °C	75	80	80
Min. mittlere Speichertemperatur in °C	50	40	40
Temperaturspreizung in K	25	40	40
Speicherkapazität in kWh	87,14	83,65 / 37,18*	92,9

Einen besonderen Einfluss auf diese Werte hat der Anlagenaufbau. Wie Abbildung 54 verdeutlicht, führt eine verstärkte Durchmischung der Speicher zwangsläufig zu einer niedrigeren Spreizung trotz gleicher Werte. Insbesondere bei Anlage 1 (oben) ist zu sehen, dass lediglich im oberen Speicherladezustand (SOC = State of Charge) eine leichte Entmischung der Speicher stattfindet, was voraussichtlich auf die Parallelschaltung, sowie die Durchmischung durch Zirkulation zurückzuführen ist (siehe Kapitel 10.1). Die Temperaturen in den in Reihe geschalteten Speichern in Anlage 2 und 3 weisen eine deutlich stärkere Temperaturspreizung über den gesamten SOC auf.

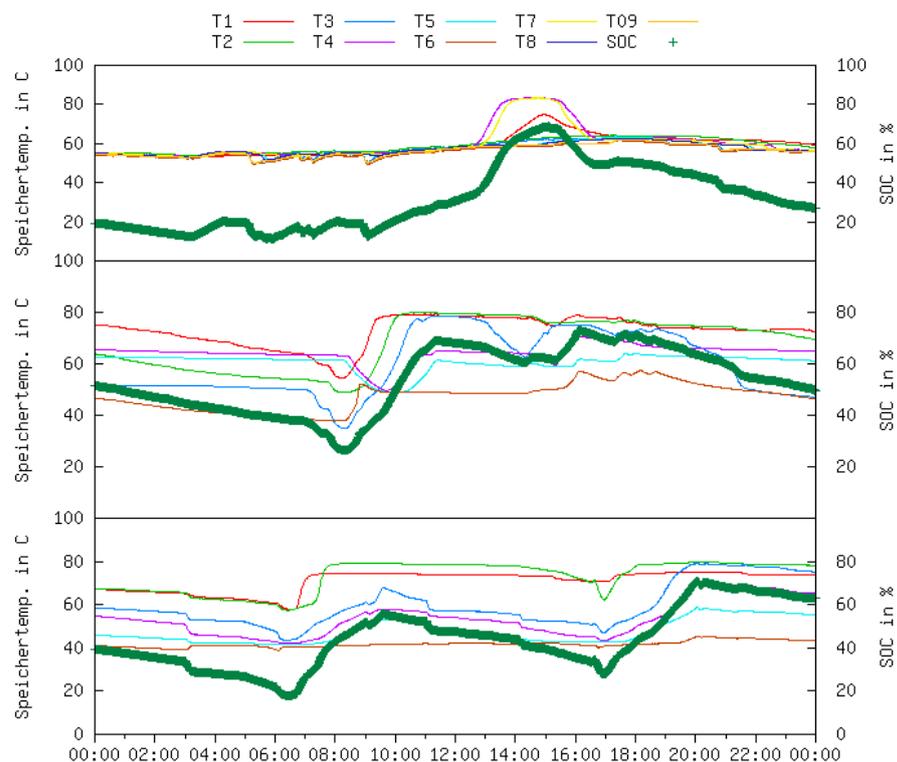


Abbildung 54: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen in den Speichern bei sich veränderndem SOC über den Tag für Anlage 1 (oben) bis 3 (unten) (Anlage 2 und 3 haben jeweils lediglich sechs Temperaturfühler)

Für die drei Anlagen wurden auf Basis der Energiemengen des Wärmemengenzählers hinter dem BHKW, des Gaszählers, sowie des Stromzählers am BHKW die individuellen Wirkungsgrade ermittelt.

Tabelle 12: Anlagenspezifische Parameter zur Berechnung der Wirkungsgrade im Modell (bei Anlage 3 ist kein Wärmemengenzähler zwischen Speicher und BHKW installiert. Im gesamten Simulationszeitraum kam es zu keinem Kesseleinsatz)

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Erzeugung thermischer Energie in kWh	44.680	29.360	-
Erzeugung elektrischer Energie in kWh	19.464	12.294	14.379
Gasverbrauch (kein Kesseleinsatz) in kWh	87.431	54.225	63.490
Elektrischer Wirkungsgrad in %	22,2	22,6	22,6
Thermischer Wirkungsgrad in %	51,1	54,1	-
Gesamtwirkungsgrad in %	73,3	76,7	-

Um die prozentualen Speicherverluste im Modell über der Zeit abzubilden, wurden die Summe aller Verluste im Heizungssystem (gemessen über die Differenz zwischen gemessener thermischer Erzeugung und thermischer Last) genutzt. Hierdurch sind die Energieflüsse zwischen Simulation und Feld bilanziell fast identisch, wie Abbildung 55 mit Hilfe der akkumulierten Stromerzeugung der BHKWs für die drei Anlagen aufzeigt.

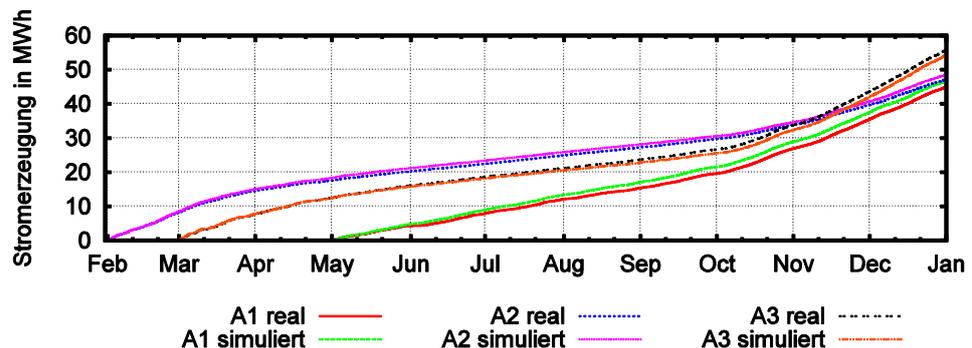


Abbildung 55: Vergleich der akkumulierten Stromerzeugung im Feld mit der simulierten Stromerzeugung für die drei Anlagen (A1-A3)

12.2. Szenarien

Auf Basis des so validierten Modells wurden als Referenz zum realen Betrieb für jede Anlage zwei Simulationsszenarien gerechnet: ein wärmegeführtes und ein globaloptimales. Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere durch die für die Optimierung genutzten Zeitreihen:

- Vorhersage der thermischen Last im Feld $Q_{V, \text{prog}}(t)$
- Gemessene thermische Last $Q_{V, \text{real}}(t)$
- Monetäres Anreizsignal auf Basis der Messdaten $M_{\text{real}}(t)$
- Monetäres Anreizsignal auf Basis der Vorhersage im Feld $M_{\text{prog}}(t)$

Tabelle 13: Zuordnung der Input-Zeitreihen zu den Szenarien

	Betriebsart	Input		Output
		thermische Last	Monetäres Anreizsignal	
SZ0	Real	$Q_{V, \text{prog}}(t)$	$M_{\text{prog}}(t)$	$P_{\text{el,real}}(t)$
SZ1	Optimiert	$Q_{V, \text{real}}(t)$	$M_{\text{real}}(t)$	$P_{\text{el,opt}}(t)$
SZ2	Wärmegeführt	$Q_{V, \text{real}}(t)$	$\emptyset M_{\text{real}}(t)$	$P_{\text{el,thermal}}(t)$

Für den wärmegeführten Betrieb wurde jeweils das durchschnittliche Anreizsignal über den Simulationszeitraum genutzt. Es gibt daher in diesem Szenario keinen Anreiz das BHKW an einem variablen Preis auszurichten. Das Optimierungsziel ist daher die Vermeidung unnötiger Kosten durch eine Vielzahl von Starts und die Vermeidung thermischer Verluste durch niedrige mittlere Speicherfüllstände und somit niedrige Speicherverluste.

SZ0, das dem im Feld gemessenen BHKW-Betrieb entspricht, ist dabei wesentlichen Störgrößen ausgesetzt, die bei der Simulation nicht abgebildet sind. Das optimale simulierte Szenario SZ1 bildet somit das im Feld nicht zu erreichende Optimum ab. Besonders gewichtig erscheint hierbei die simulativ nicht abgebildete Störgröße des Prognosefehlers beim MPC Steuerungsansatz. Bei den beiden simulierten Szenarien (SZ1 und SZ2) wird von einer fehlerfreien Prognose ausgegangen. Die Steuerung basiert somit auf dem vollständigen Wissen über den Verlauf des Eigenverbrauchs, sowie der thermischen Last. Ein direkter Vergleich ist daher nicht möglich und die optimierte Simulation kann lediglich als obere Grenze für das theoretisch erreichbare interpretiert werden. Technisch umsetzbar sind jedoch lediglich Steuerungen mit Prognosefehlern, die bei kleinen Systemen, wie den hier untersuchten, wesentlich erscheinen. Das wärmegeführte Szenario bildet nicht direkt die untere Grenze ab, sondern entspricht einem Betrieb, der ausschließlich wärmegeführt und ansonsten stochastisch verteilt, erfolgt.

12.3. Ergebnisse

Die Interpretation der Ergebnisse beschränkt sich auf den Vergleich der Betriebszeiten der BHKWs, sowie der spezifischen Einnahmen und Kosten pro kWh_{el} , da Aussagen zur Effizienz auf Basis der durchgeführten Simulation nicht belastbar sind.

Im Folgenden wird auf die Ergebnisse für die drei Anlagen eingegangen. Zu Beginn der Analysen zu den einzelnen Anlagen stellen Abbildung 56, Abbildung 60, und Abbildung 64 das monetäre Anreizsignal (berechnet auf Basis der gemessenen elektrischen Last) der Stromproduktion der (simulierten) BHKWs gegenüber. Hierzu wurden für die Zeitreihen die mittleren Tagesganglinien errechnet. Auf der X-Achse ist der Verlauf des Tages aufgetragen.

Anlage 1

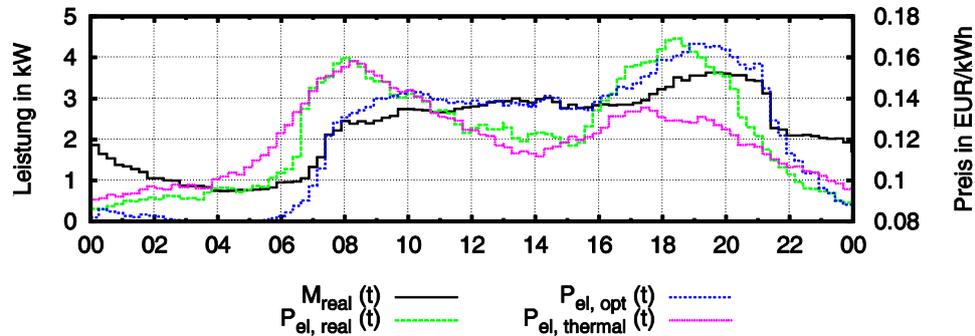


Abbildung 56: Mittlerer Tagesverlauf der elektrischen BHKW Leistung verglichen mit dem Tagesverlauf des monetären Anreizsignals bei Anlage 1

Bei Anlage 1 zeigen $P_{el,real}(t)$ und $P_{el,thermal}(t)$ bis um 16:15 Uhr eine relativ starke Korrelation. Lediglich die Nachtabsenkung ist etwas stärker und die BHKW-Produktion läuft erst um 06:30 Uhr an, dafür jedoch steiler als bei $P_{el,thermal}(t)$. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei Anlage 1 ein starker Anstieg der thermischen Last um ca. 06:30 Uhr zu verzeichnen ist (siehe Abbildung 57). Ab ca 16:15 Uhr erzeugt die Feldanlage übermäßig viel Energie, was darauf zurückzuführen ist, dass das monetäre Anreizsignal im Zeitraum vor 21:00 Uhr bis auf die Tagesspitze ansteigt und dass es eine zweite thermische Lastspitze gibt. Es ist davon auszugehen, dass diese thermische Lastspitze zu einem leicht verfrühten BHKW-Einsatz geführt hat, denn der Optimalbetrieb zeigt in diesem Zeitraum einen nach rechts versetzten BHKW-Betrieb.

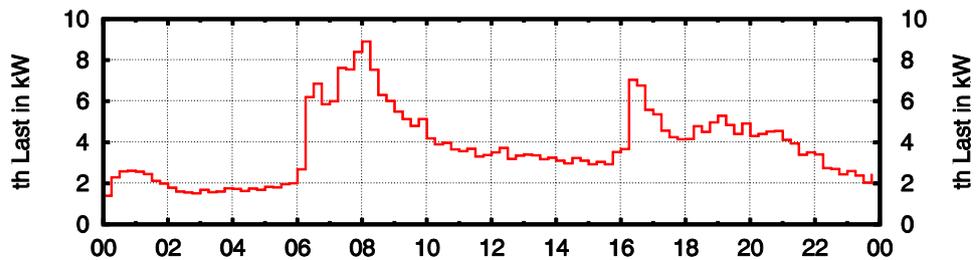


Abbildung 57: Mittlerer Tageslastgang der thermischen Last bei Anlage 1

Wie Abbildung 58 zeigt, führt die im Feld relativ schwach realisierte Nachtabsenkung auch wirtschaftlich zu Abschlägen gegenüber der optimalen Steuerung, die einen ca. 12 % höheren Deckungsbeitrag erwirtschaftet. So ist die im Feld realisierte Steuerung zwar dem wärmegeführten Betrieb überlegen (ca. 5 %), jedoch relativ weit entfernt vom optimalen Betrieb in der Simulation.

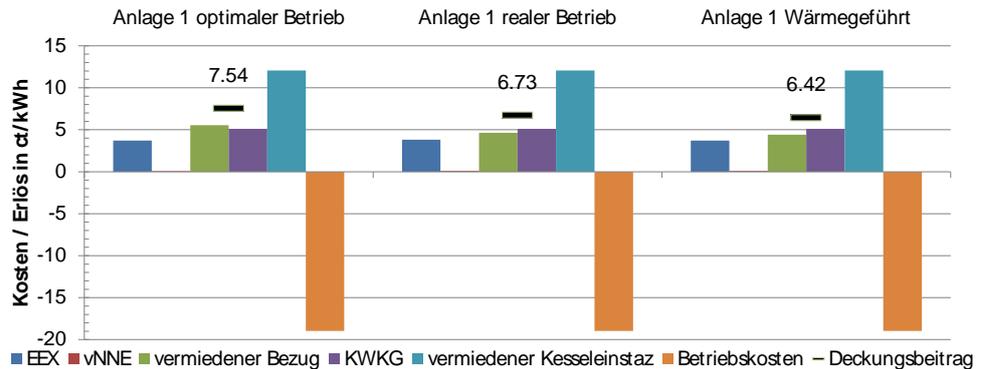


Abbildung 58: Analyse von spezifischen Erlöse und Kosten pro im BHKW erzeugte kWh_{el} für die drei untersuchten Szenarien bei Anlage 1

Während spezifische Betriebskosten, vermiedener Kesseleinsatz, Einnahmen aus dem KWKG-Bonus, sowie vNNE in allen Szenarien gleich sind, unterscheiden sich Einnahmen aus der EEX-Vergütung und dem vermiedenen Bezug wie Abbildung 59 verdeutlicht. Die Mehreinnahmen des optimalen Betriebs wurden, auf Kosten der Erlöse aus dem Verkauf zu EEX-Preisen, durch die Steigerung des vermiedenen Bezugs erwirtschaftet. Dies ist insbesondere auf die Steigerung des im Gebäude direkt verbrauchten Anteils zurückzuführen. Der Vergleich der beiden Säulen von realen und wärmegeführten Betrieb zeigt eine leichte Vorteilhaftigkeit des realen Betriebs sowohl bei EEX als auch beim vermiedenen Bezug.

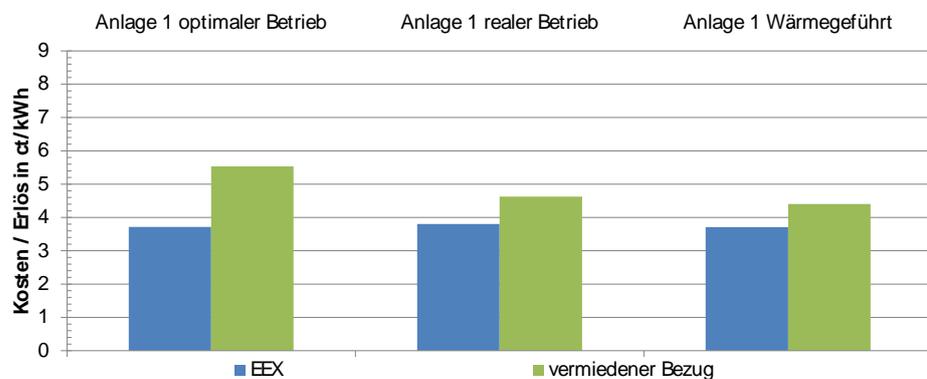


Abbildung 59: Vergleich der spezifischen Erlöse aus EEX-Tarif und vermiedenem Bezug pro im BHKW erzeugte kWh_{el} für die drei untersuchten Szenarien bei Anlage 1

Anlage 2

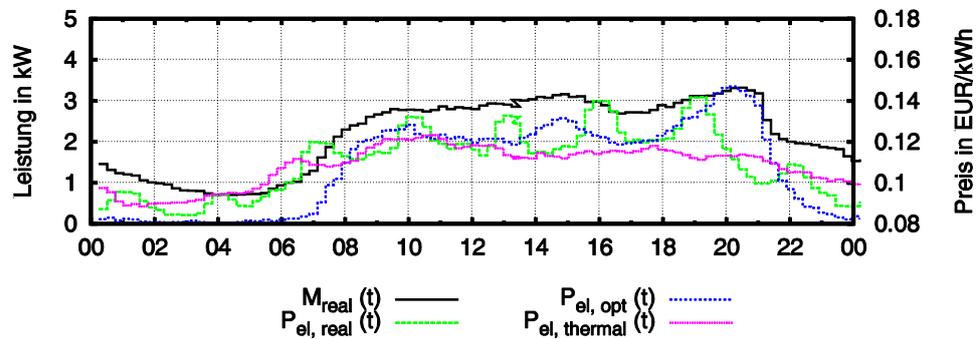


Abbildung 60: Mittlerer Tagesverlauf der elektrischen BHKW Leistung verglichen mit dem Tagesverlauf des monetären Anreizsignals bei Anlage 2

Bei Anlage 2 zeigt sich ein ähnliches Verhältnis zum wärmegeführten Betrieb wie bei Anlage 1. Der im Feld umgesetzte BHKW-Betrieb zeigt eine leichte Nachtabsenkung und eine Erhöhung des BHKW-Einsatzes in der Hochpreiszeit. Die drei Erhöhungen im Verlauf des BHKW-Einsatzes beim optimalen Betrieb wurden im realen Betrieb nicht genau getroffen, sind jedoch gut sichtbar. Der Verlauf der thermischen Last über den Tag ist bei Anlage 2 wesentlich gleichmäßiger (niedrigere Nachtabsenkung) und hat keine besonderen Spitzen wie dies bei Anlage 1 der Fall ist (siehe Abbildung 61).

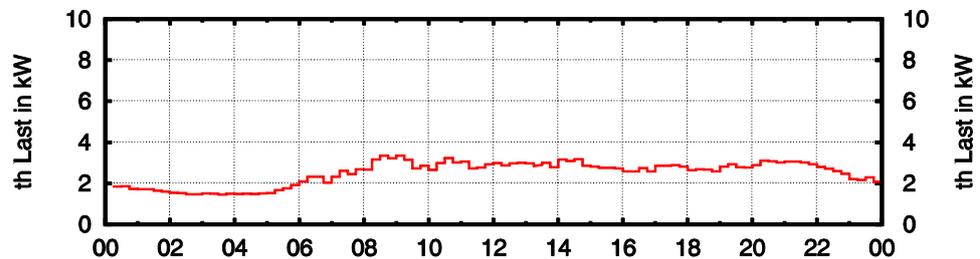


Abbildung 61: Mittlerer Tageslastgang der thermischen Last bei Anlage 2

Wie Abbildung 62 zeigt, ist die Spreizung des spezifischen Deckungsbeitrages zwischen dem wärmegeführten und dem optimalen Simulationsergebnis bei Anlage 2 etwas höher als bei Anlage 1. Auch hier liegt das Ergebnis, das im Feld realisiert werden konnte zwischen den beiden simulierten Ergebnissen. Allerdings ist das real im Feld erzielte Ergebnis weiter entfernt vom Optimum (ca. 20 % niedriger) und näher am wärmegeführten Betrieb (ca. 3 % höher).

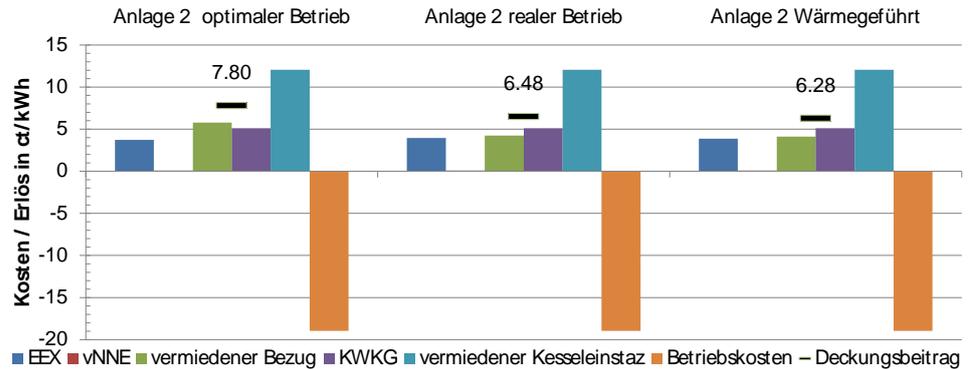


Abbildung 62: Analyse von spezifischen Erlösen und Kosten pro im BHKW erzeugte kWh_{el} für die drei untersuchten Szenarien bei Anlage 2

Beschränkt man auch hier die Darstellung auf die variierenden Erlösquellen, so ist deutlich zu erkennen, dass der optimale Betrieb (wie bei Anlage 1) wesentlich höhere Einnahmen aus der Eigenbedarfsdeckung und leicht geringere Einnahmen aus dem EEX-Tarif erzielt. Die Steigerung des Deckungsbeitrags beim realen Betrieb (6,48 ct/kWh) gegenüber dem simulierten wärmegeführten Betrieb (6,26 ct/kWh) wird jedoch durch eine Steigerung beider Erlösquellen erreicht (Steigerung der Erlöse durch geringeren Strombezug und Steigerung der EEX-Verkaufserlöse).

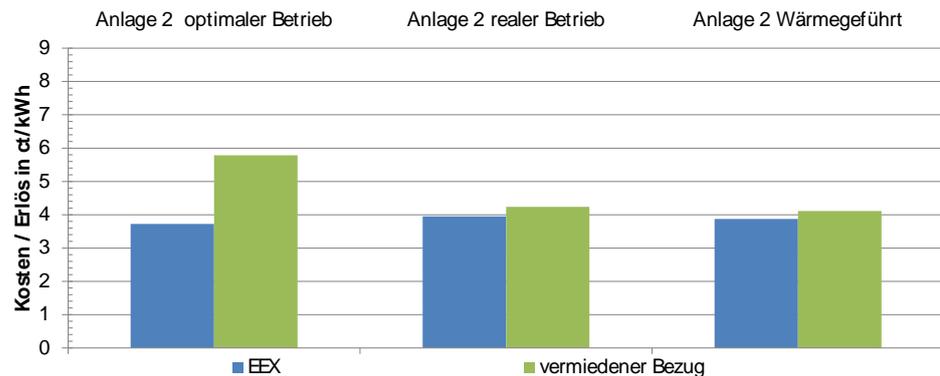


Abbildung 63: Vergleich der spezifischen Erlöse aus EEX-Tarif und vermiedenem Bezug pro im BHKW erzeugte kWh_{el} für die drei untersuchten Szenarien bei Anlage 2

Anlage 3

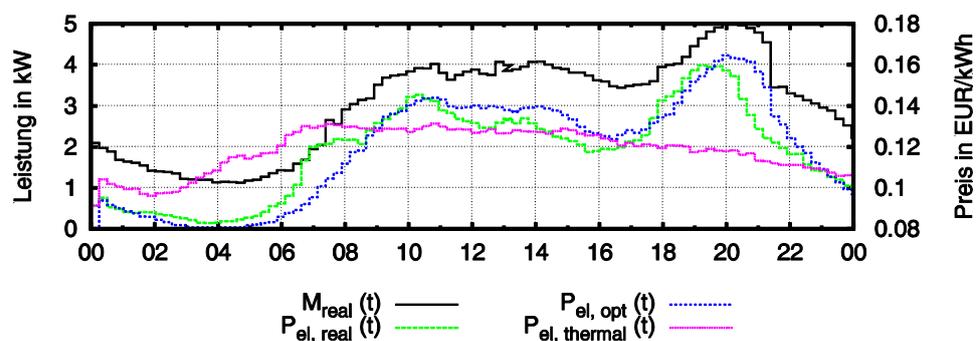


Abbildung 64: Mittlerer Tagesverlauf der elektrischen BHKW Leistung verglichen mit dem Tagesverlauf des monetären Anreizsignals bei Anlage 3

Bei Anlage 3 ist ein BHKW-Betrieb zu sehen, der sehr nahe am optimalen Betrieb liegt, wie Abbildung 64 zeigt. Es gibt eine starke Absenkung des BHKW-Einsatzes in der Niedrigpreiszeit und eine starke Erhöhung zur Preisspitze um 20:00 Uhr. Er scheint lediglich leicht nach links versetzt zu sein. Auch bei Anlage 3 ist die thermische Last relativ gleichmäßig über den Tag verteilt. Sehr ausgeprägt erscheinen die thermischen Lastspitzen über den Tag, die vermutlich durch eine Zeituhrgesteuerte Umwälzpumpe im Sekundärkreis oder zur Befüllung des separaten Trinkwasserspeichers von 300 l hervorgerufen werden.

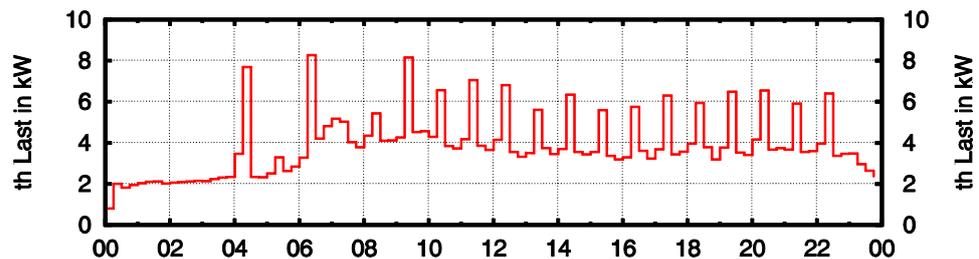


Abbildung 65: Mittlerer Tageslastgang der thermischen Last bei Anlage 3

Die Reihenfolge der spezifischen Deckungsbeiträge ist wie bei den beiden anderen Anlagen: optimaler simulierter Betrieb ca. 12 % über dem realen Betrieb und realer Betrieb ca. 10 % über dem wärmegeführten simulierten Betrieb.

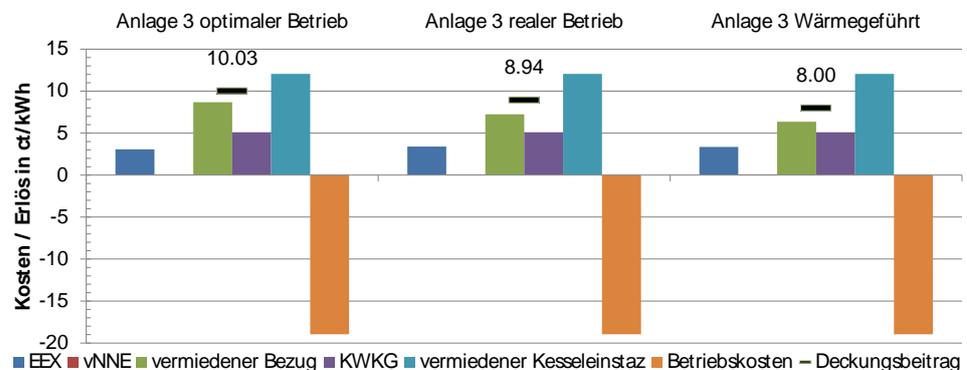


Abbildung 66: Analyse von spezifischen Erlösen und Kosten pro im BHKW erzeugte kWh_{el} für die drei untersuchten Szenarien bei Anlage 3

Im Gegensatz zu Anlage 1 und 2 konnte die im Feld realisierte Betriebsweise bei Anlage 3 den eigenverbrauchten Anteil gegenüber dem wärmegeführten Betrieb wesentlich erhöhen. Dies führt dazu, dass der EEX-Anteil gegenüber dem wärmegeführt simulierten Betrieb nahezu gleich bleibt und sich die Erlöse aus eigenverbrauchttem Anteil stark erhöhen (wie Abbildung 67 verdeutlicht). Beim optimal simulierten Betrieb ist wie bei Anlage 1 und 2 der Effekt zu sehen, dass auf Kosten der Einnahmen aus EEX der eigenverbrauchtete Anteil weiter gesteigert werden konnte.

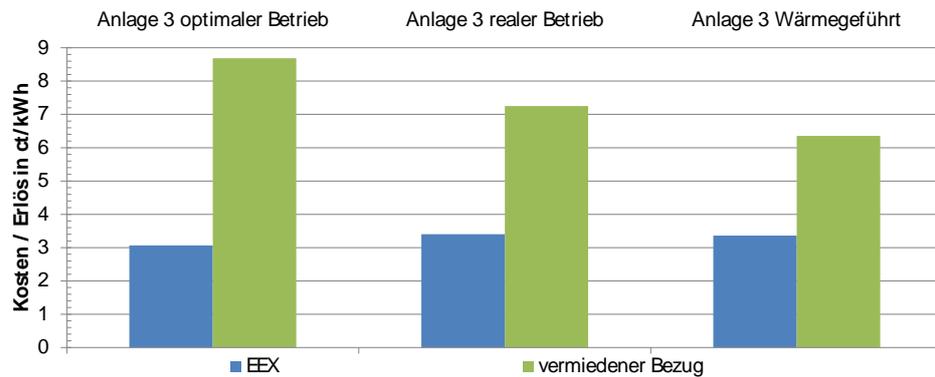


Abbildung 67: Vergleich der spezifischen Erlöse aus EEX-Tarif und vermiedenem Bezug pro im BHKW erzeugte kWh_{el} für die drei untersuchten Szenarien bei Anlage 3

12.4. Zusammenfassung und Perspektive

Abbildung 68 zeigt zusammenfassend, dass bei allen drei Anlagen der spezifische Deckungsbeitrag der im Feld realisierten Betriebsweise zwischen den beiden Simulationen liegt, wobei der Abstand zu SZ1 und SZ2 sehr unterschiedlich ist. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass

- anlagenspezifische Parameter von der Simulation nicht (z. B. Prognosefehler) oder nicht ausreichend genau (z. B. thermische Verluste) abgebildet werden,
- das Optimierungsframework bei den einzelnen Anlagen unterschiedlich gut funktioniert hat.

Letzteres kann an einer unterschiedlich optimalen Parametrierung des Frameworks (z. B. Häufigkeit der Optimierung) liegen, aber auch an unterschiedlicher Eignung der Anlagen für den Ansatz allgemein (z. B. Prognostizierbarkeit der Lasten). Ein weiterer wichtiger Punkt ist wohl die Anzahl der Störquellen bei den Einzelnen Anlagen. Hier erscheint beispielsweise die Messung der thermischen Last ohne Zirkulationsverluste bei Anlage 2 als wesentliche Störgröße (siehe Kapitel 11.4).

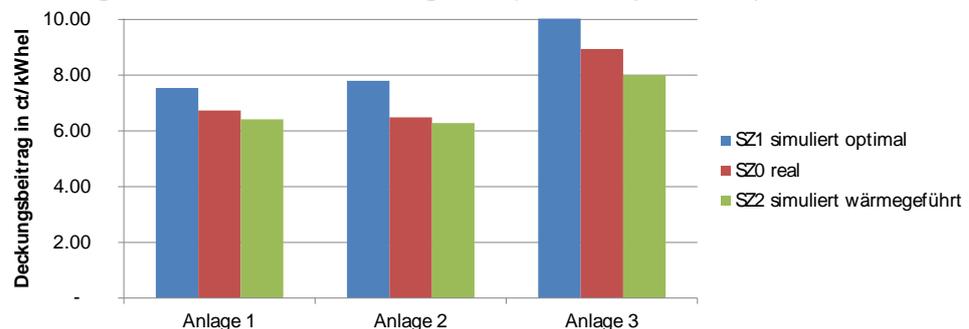


Abbildung 68: Vergleich des Deckungsbeitrages der drei Anlagen für die drei Szenarien

Im Zuge der Auswertung der im Projekt erhobenen Daten konnten jedoch keine einzelnen wesentlichen Faktoren identifiziert werden, die die Unterschiede vollständig erklären würden. Weiterführende simulative Untersuchungen des Modells des prädiktiven Ansatzes zur Steuerung von

BHKWs sind notwendig, um Schwachstellen zu identifizieren und das Framework weiter zu optimieren.

Selbst bei Anlage 3, bei der das Framework am besten funktionierte, konnte lediglich ca. 1 ct/kWh an Mehrertrag erwirtschaftet werden. Bei 3.782 Vollaststunden im Jahr (wie bei in Anlage 3 im Jahr 2011 gemessen) entspricht dies jährlichen Mehreinnahmen von ca. 196 €. Für Anlage 2 ergeben sich nach dieser Berechnung Mehreinnahmen von 29 € (bei 2.663 h/a) und für Anlage 1 72 € (bei 4.179 h/a). Der simulativ ermittelte optimale Betrieb hätte 422 €/a (Anlage 3), 223 € (Anlage 2) und 257 € Mehrerlös gegenüber dem wärmegeführten Betrieb erwirtschaftet.

Dies macht deutlich, wie eng der finanzielle Rahmen für Mehrinvestitionen bzw. den Mehraufwand zur nachfrageorientierten Stromproduktion unter den heutigen Rahmenbedingungen bei Mikro-BHKWs mit geringen Vollaststunden ist.

Tabelle 14 zeigt vergleichend die Anzahl der Starts in den Simulationen und im realen Betrieb, wobei die Auswertung auf ¼-h Werten basiert und somit Schaltvorgänge unterhalb ¼-h nicht beachtet werden. Es wird deutlich, dass im realen Betrieb eine höhere Anzahl an Starts vorkam. Am geringsten ist der Unterschied bei Anlage 3, bei der ca. 1.5-mal mehr Starts durchgeführt wurden als in der Simulation. Bewertet man diese erhöhte Anzahl von Starts mit jeweils 20 ct, folgen daraus Mehrkosten in Höhe von ca. 55 € (in 10 Monaten). Bei Anlage 1 bzw. Anlage 2 würden Mehrkosten in Höhe von 87 € (in 8 Monaten) bzw. 89 € (in 11 Monaten) anfallen.

Tabelle 14: BHKW-Starts in der Simulation und im Feld

		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Start des Betrachtungszeitraums (bis 31.12.11)		01.05.11	01.02.11	01.03.11
Anzahl der Tage		229	333	294
Optimiert	Anzahl der Starts	370	721	469
	Ø Starts pro Tag	1,6	2,2	1,6
Wärmegeführt	Anzahl der Starts	421	641	468
	Ø Starts pro Tag	1,9	1,9	1,6
Real	Anzahl der Starts	854	1085	742
	Ø Starts pro Tag	3,8	3,3	2,5

Unter diesen Gesichtspunkten erscheint unter heutigen Rahmenbedingungen eine Optimierung des BHKW-Einsatzes durch die sinnvolle Nutzung der statischen Möglichkeiten, die SenerTec mit der Zeitschaltuhr bietet, ausreichend. Es ist jedoch zu beachten, dass dies der Ausregelung fluktuierender Erzeuger durch Mirko-BHKW entgegensteht, da hierzu eine dynamische Anpassung des BHKW-Ansatzes unumgänglich ist.

13. Bewertung der Investitions- und Betriebskosten

13.1. Investitionskosten

Die Investitionskosten für die drei Anlagen sind in

Tabelle 15 zusammengetragen. Alle aufgeführten Kosten sind Nettoinvestitionen. In allen drei Fällen hat die WSW einen Zuschuss an die drei Hauseigentümer gezahlt. Darüber hinaus sind die zusätzlichen Kosten, die für die Umrüstung der Regelung, sowie die Messtechnik entstanden sind, von Seiten der WSW übernommen worden.

In Objekt 3 wurde ein Zuschuss von 7.500 € an den Betreiber gezahlt. Hier war die KWK-Anlage bereits vor Projektbeginn geplant und es wurde von der WSW die weggefallene BAFA-Förderung übernommen. Darüber hinaus hat die WSW die Zählerinstallation, sowie zusätzliche Kosten wie beispielsweise die Datenleitungen für die Messtechnik übernommen. Die Kosten für die Gesamtinstallation liegen bei Objekt 1 mit ca. 80.000 € mehr als doppelt so hoch verglichen mit den anderen beiden Gebäuden. Dies liegt an der deutlich aufwendigeren Anlagentechnik, den sonstigen Materialkosten von ca. 32.000 € und Arbeitskosten in Höhe von 16.000 €. Darüber hinaus waren im Gebäude vor der Umbaumaßnahme dezentrale Gasetagenheizungen für Warmwasser und Heizung installiert. Die Umrüstung auf eine zentrale Heizungsanlage mit zentraler Warmwasserbereitung erforderte deutlich mehr baulichen Aufwand als in den beiden anderen Objekten, in denen bereits eine zentrale Heizungsanlage installiert war.

Die eigentliche KWK-Anlage ist in allen drei Gebäuden mit ca. 16.000 € bis 18.000 € inklusive des Abgaswärmetauschers von ähnlicher Größenordnung.

In Objekt 2 war die KWK-Anlage bereits seit 2006 in Betrieb und lief zuverlässig. Daher wurden Umrüstungen (Speichererweiterung, Zählerinstallation), die für dieses Projekt nötig waren, von der WSW übernommen. Der Eigentümer erhielt einen Zuschuss in Höhe von 1.000 € und nahm damit Änderungen an der Zählereinrichtung vor, damit er nun den produzierten Strom der KWK-Anlage direkt an seine Mieter verkaufen kann.

In Objekt 3 wurde eine Förderung durch die WSW von 15.000 € gewährt, da dem Eigentümer durch die Umrüstung Kosten in Höhe von 13.300 € entstanden sind. Die Kosten für die Zähler, sowie deren Inbetriebnahme wurden von der WSW übernommen.

Die Zusammensetzung der Kosten für Anlage 2 und 3 ist in Abbildung 69 dargestellt. Bei beiden Anlagen ist die KWK-Anlage an sich mit ca. 60 % der größte Kostenpunkt. Die Anteile der Kosten für die Speicher lagen in beiden Fällen bei ca. 10 % und die sonstigen Materialkosten bei ca. 20 %. Für diese beiden Anlagen waren die zu tätigen Investitionen ohne zusätzliche Steuerung und Monitoringsystem mit ca. 28.000 € bzw. 25.500 € ungefähr in der Größenordnung der Kostenabschätzung aus Projektphase I (25.000 €). Bei Objekt 3 kommen die etwas höheren Kosten

durch den vergleichsweise großen Speicher zu Stande, der vom Eigentümer selber gezahlt wurde. Die Investitionen bei Anlage 1 liegen mit ca. 70.000 € (ohne Monitoring und zusätzlichen Maßnahmen) durch den komplexeren Anlagenaufwand mehr als doppelt so hoch.

Einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Investition hat im Vergleich zu Projektphase I der weggefallene Investitionszuschuss der BAFA. Dieser lag für die Anlagen bei ungefähr 7.500 €. Dadurch ergeben sich allein durch den Wegfall des Zuschusses Mehrkosten für die Anfangsinvestition in Höhe von ca. 40 %. Ab April wird es wieder einen Investitionszuschuss durch die BAFA geben. Näheres dazu ist Kapitel 0 zu entnehmen.

Tabelle 15: Übersicht über die Nettoinvestitionen für die drei Anlagen

	<i>Objekt 1</i>	<i>Objekt 2</i>	<i>Objekt 3</i>
Kosten Gesamt	79.900 €	33.500 €	34.900 €
Kosten Eigentümer ohne Zuschuss	70.700 €	25.500 €	28.300 €
KWK-Anlage	18.200 €	15.800 € ¹	17.200 €
Speicher	4.500 €	2.100 € ¹	3.000 €
Sonstige Materialkosten	31.800 €	3.700 € ¹	4.900 €
	-	900 € ²	-
Installation und Inbetriebnahme	15.900 €	2.500 € ¹	2.900 €
	-	500 € ²	-
Sonstige Kosten	300 €	-	300 €
Zuschuss WSW	7.500 €	1.000 €	15.000 €
Kosten WSW mit Zuschuss	16.700 €	9.000 €	21.600 €
Kosten übernommen durch WSW	9.200 €	8.000 €	6.600 €
Zähler (Materialkosten)	1.800 €	1.700 € ²	1.900 €
Zähler (Installation und Inbetriebnahme)	4.700 €	2.000 € ²	4.700 €
Zusätzlicher Materialaufwand	800 €	800 € ²	-
Zusatzkosten Installation und Inbetriebnahme	1.900 €	3.500 € ²	-

¹⁾ Kosten, die im Rahmen der Installation im Jahre 2006 angefallen sind.

²⁾ Kosten, die im Rahmen der Speichererweiterung und Umrüstung der Regelung im Jahre 2010 angefallen sind.

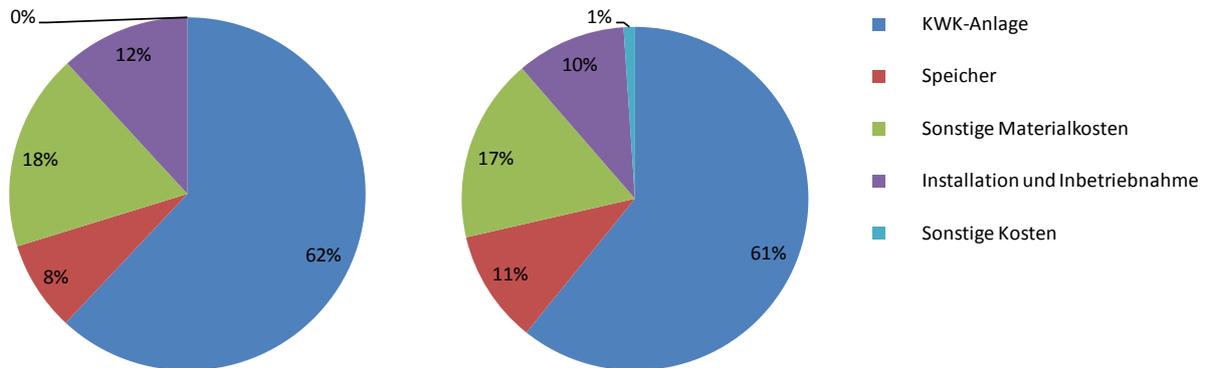


Abbildung 69: Zusammensetzung der Investitionskosten für Anlage 2 (links) und 3 (rechts)

13.2. Betriebskosten

Sämtliche Kosten und Erlöse sind in Tabelle 16 für die drei Objekte, sowie die Vergleichswerte aus der Projektphase I zusammengestellt.

Auf der Ausgabenseite fallen bei allen drei Objekten Kosten für Wartung, Brennstoff, sowie den Strombezug an. Dabei bilden die Ausgaben für den Erdgasbezug den größten Anteil. Die Wartungskosten wurden mit 8 ct/h angenommen. Die resultierenden Werte stimmen gut mit den realen Wartungskosten überein, soweit diese den Betreibern vorlagen. Darüber hinaus fallen in Objekt 2 und Objekt 3 zusätzliche Kosten für die EEG-Umlage an. Diese muss für jede an die Mieter verkaufte kWh-Strom abgeführt werden. In Objekt 3 entfällt diese Abgabe durch das GbR als Betreiber der Anlage (siehe Kapitel 7.2).

Die Einnahmen setzen sich aus den Erlösen für die Wärmebereitstellung und Warmwasserbereitung, sowie aus den Erlösen aus KWK-Zuschlag, Stromverkauf an die Mieter, der Vergütung für die Einspeisung ins Netz und der Energiesteuerrückzahlung zusammen. Zur Berechnung des Anteils des Erdgases, der zur Wärmebereitstellung genutzt wird, ist seit 2011 die VDI-Richtlinie 2077 zur „Ermittlung der umlagefähigen Wärmeerzeugungskosten von KWK-Anlagen“ in Kraft und ermöglicht auf Basis der Herstellerangaben des thermischen und elektrischen Wirkungsgrades [SenerTec 2012] die Berechnung des entsprechenden Brennstoffanteils [VDI 2010]. Dieser Anteil liegt bei allen Objekten bei ca. 70 %. Der Stromverkauf an die Mieter wird in allen drei Objekten unterschiedlich geregelt. In allen drei Fällen ist der Arbeitspreis vertraglich an den Strompreis der WSW (Tarif *WSW STROM STANDARD*) gekoppelt. In Objekt 3 erlässt der Betreiber den Mietern die Grundgebühr vollständig. Die Mieter in Objekt 2 bezahlen ein Viertel der Grundgebühr des WSW-Tarifs und die Mieter von Objekt 1 die Hälfte. Die Erlöse aus der Einspeisung ins Netz wurden auf Basis des üblichen Preises der variablen Day-Ahead Strompreise der EEX Strombörse gebildet, die auch in das Anreizsignal einfließen (siehe Kapitel 9.2).

Tabelle 16: Betriebskosten und -erlöse für 2011

		Objekt 1	Objekt 2	Objekt 3	Vergleich
Kosten	€	6.002	4.593	5.298	6.203
Wartungskosten p.a.	€	336	216	304	384
spezifische Wartungskosten	ct/h	8	8	8	8
Brennstoffkosten	€	4.191	2.678	3.728	5.819
Brennstoffverbrauch	kWh/a	90.100	56.100	79.700	96.980
Arbeitspreis ab 50.000 kWh	ct/kWh	4,45	4,45	4,45	6,00
Grundpreis	€/Monat	15,12	15,12	15,12	-
Kosten für Strombezug	€	1.013	1.293	1.266	-
Grundpreis	€/Monat	13,44	13,44	13,44	-
HT	ct/kWh	19,75	19,75	19,75	-
NT	ct/kWh	13,78	13,78	13,78	-
Kosten durch EEG-Umlage	€	462	406	-**	-
EEG-Umlage	ct/kWh	3,53	3,53	-	-
Erlöse	€	8.242	5.848	7.797	8.828
Erlöse Wärme	€	2.958	1.876	2.605	4.038
Brennstoff Wärme*	kWh/a	63.600	39.300	55.700	67.300
davon Anteil Wärme		71%	70%	70%	69%
Erlöse Strom	€/a	4.788	3.663	4.753	-
Erlöse Strom abzüglich Stromeinkauf	€/a	3.776	2.370	3.487	4.256
Erlöse KWK Zuschlag	€/a	1.175	746	1.063	1.338
KWK Zuschlag	ct/kWh	5,11	5,11	5,11	5,11
Produzierte Strommenge	kWh	23.000	14.600	20.800	26.190
Volllaststunden	h/a	4.200	2.700	3.800	4.800
Erlöse aus Einspeisung (Day-Ahead Preis)	€/a	845	578	708	1.071
Einspeisung ins Netz	kWh/a	16.000	10.600	13.100	16.860
vermiedenen Netznutzungsentgelte	ct/kWh	0,12	0,12	0,12	-
Mittlerer EEX-Preis	ct/kWh	5,11	5,11	5,11	6,35
Erlöse durch Stromverkauf an Mieter	€/a	2.768	2.339	2.982	-
Erlöse abzüglich Strombezugskosten	€/a	1.755	1.046	1.716	1.847
Stromverbrauch Mieter	kWh/a	13.100	11.500	15.200	
Eigenstromverbrauch	kWh/a	7.000	4.000	7.700	9.330
Eigenstromverbrauch		30%	27%	37%	36%
Anzahl der Kunden		6	5	5	-
Grundpreis	€/Monat	2,75	1,38	-	-
Arbeitspreis	ct/kWh	19,62	19,62	19,62	19,8
Rückzahlung Zollamt	€/a	496	309	438	533
Rückerstattung Energiesteuer Brennstoff	ct/kWh	0,55	0,55	0,55	0,55
Gewinn	€/a	2.240	1.255	2.499	2.625
statische Amortisationszeit	a	32,0	20,0	11,0	10,0

*berechnet nach VDI 2077

**durch die Betreiber GbR muss die EEG-Umlage nicht abgeführt werden

Tabelle 17 zeigt den Einfluss der verschiedenen Vermarktungsstrategien auf die Erlöse aus dem Stromverkauf. Die höchsten Erlöse werden erzielt, wenn wie in diesem Projekt umgesetzt, der Strom an die Mieter verkauft

wird und der überschüssige Strom auf Basis der Day-Ahead Strompreise vermarktet wird. Allerdings führt die Vermarktung nach Day-Ahead Preis nur in geringem Umfang zu Mehrerlösen. Die zusätzlichen Einnahmen liegen bei den drei Objekten zwischen 27 € und 35 €. Dies resultiert aus dem bereits in Kapitel 9.2 diskutierten niedrigen Preisniveau, sowie den vergleichsweise geringen Fluktuationen. Der Unterschied zwischen dem Verkauf an die Mieter bringt hingegen deutliche Zusatzerlöse gegenüber einer vollständigen Einspeisung. Bei Objekt 3 ergeben sich durch den Wegfall der EEG-Umlage zusätzliche Erlöse von ca. 1.300 €/a gegenüber der Volleinspeisung. Bei Objekt 2 und drei sind die zusätzlichen Erlöse mit 900 €/a bzw. 400 €/a geringer, jedoch immer noch hoch gegenüber den Zusatzeinnahmen, die durch die Day-Ahead-Preis Vermarktung entstehen. Dadurch wird deutlich, dass unter derzeitigen Rahmenbedingungen das Betreibermodell (GbR-Gründung und Befreiung von Zahlung der EEG-Umlage) deutlich höheren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage hat, als eine Vermarktung des Stroms nach den Day-Ahead Strommarktpreisen.

Tabelle 17: Erlöse durch Verkauf des produzierten Stroms abhängig von verschiedenen Vermarktungsstrategien

	<i>Anlage 1</i>	<i>Anlage 2</i>	<i>Anlage 3</i>	<i>Projektphase I</i>
Mittlerer Quartalspreis EEX in ct/kWh	5,11	5,11	5,11	6,35
Quartalspreis EEX (gesamte Produktion wird eingespeist)	1.176 €	749 €	1.064 €	1.071 €
Quartalspreis EEX Einspeisung mit Erlösen durch Verkauf an Mieter	2.110 €	1.183 €	2.389 €	2.918 €
Day-Ahead-Preis EEX Einspeisung mit Erlösen durch Verkauf an Mieter	2.138 €	1.218 €	2.424 €	
Quartalspreis EEX Einspeisung	817 €	543 €	673 €	
Day-Ahead-Preis EEX Einspeisung	845 €	578 €	708 €	
Zusätzliche Erlöse durch Verkauf an die Mieter	934 €	433 €	1.325 €	1.847 €
Zusätzliche Erlöse durch Day-Ahead Preis	27 €	35 €	35 €	

Im Vergleichsszenario aus Projektphase I war nicht von einem Stromein- und -weiterverkauf des Betreibers ausgegangen worden, wodurch die Kosten für den Strombezug entfallen. Der Erdgaspreis, zu dem die Betreiber derzeit ihr Gas beziehen, liegt mit 4,45 ct/kWh deutlich unter dem angenommenen Preis von 6 ct/kWh. Daher sind in allen drei Objekten die Brennstoffkosten deutlich geringer. Darüber hinaus wurde die Abgabe der EEG-Umlage in Projektphase I noch nicht berücksichtigt, da diese erst seit Januar 2010 abzuführen ist.

Alle drei Betreiber können über ein Jahr hinweg einen Überschuss erwirtschaften. Dieser fällt bei Objekt 3 mit ca. 2.500 €/a am höchsten und bei Objekt 2 mit ca. 1.250 €/a am niedrigsten aus. Alle drei Objekte bleiben jedoch hinter den Erwartungen aus Projektphase I zurück. Dort wurde ein Überschuss von ca. 2.625 €/a prognostiziert. Objekt 3 liegt hier mit einer Differenz von 125 € am nächsten an den Zielvorgaben. Die Differenz ergibt sich aus den geringeren Laufzeiten der KWK-Anlage und der damit verbundenen geringeren Strom- und Wärmeproduktion, sowie dem geringeren EEX-Strompreis. Dieser war während der Projektphase I mit 6,35 ct/kWh angenommen worden, lag jedoch im Untersuchungszeitraum mit 5,11 ct/kWh deutlich darunter.

Die statische Amortisationszeit (Annahme von jährlich konstanten Ein- und Ausgaben und keiner Betrachtung von Zinsen) liegt bei Objekt 1 aufgrund der sehr hohen Investitionskosten bei 32 Jahren. Bei Objekt 2 ergibt sich

aufgrund der geringen Laufzeit und den damit verbundenen geringen jährlichen Erlösen eine Amortisationszeit von 20 Jahren. Bei Objekt 3 ergibt sich ein Wert von 11 Jahren. Im Vergleich dazu ergibt sich mit den Kosten und Erlösen sowie den angenommenen Investitionskosten aus Projektphase I eine statische Amortisationszeit von 10 Jahren.

Diese statische Größe kann nur bedingt eine Aussage über die Amortisation der Investition geben. Besonders der KWK-Bonus, der nach 10 Jahren ausläuft, führt zu deutlich veränderten Bedingungen ab diesem Betriebsjahr, sodass im folgenden Kapitel eine dynamische Investitionsrechnung, wie sie auch bereits in Projektphase I durchgeführt wurde, durchgeführt wird, um diese Dynamiken besser berücksichtigen zu können.

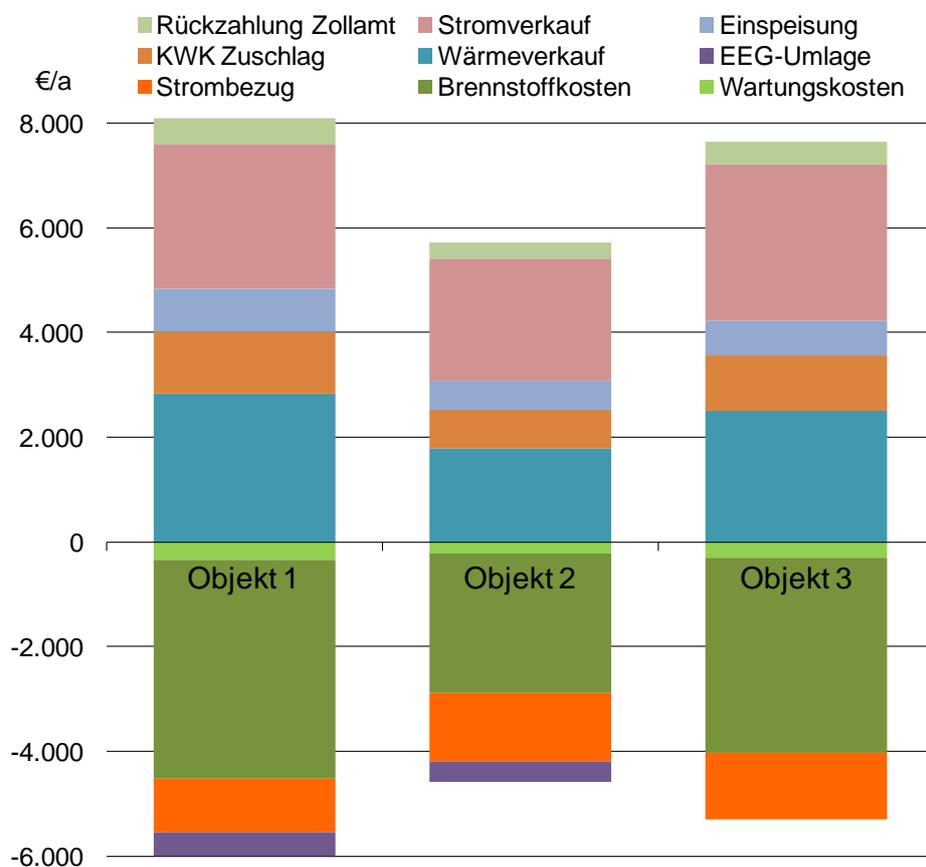


Abbildung 70: Darstellung der Kosten (negativ) und Erlöse (positiv) für das Kalenderjahr 2011

13.3. VOFI

Bereits in der Projektphase I ist die Methode der vollständigen Finanzpläne (VOFI) zur dynamischen Investitionsrechnung genutzt worden [BTGA 2009]. Dort wurden sowohl für die Investitionen, als auch für die jährlichen Einnahmen und Ausgaben Werte aus der Literatur, sowie der Simulationen entnommen. Diese Berechnung ist nun auf Basis der realen Investitionen, sowie Einnahmen und Ausgaben für alle drei Objekte durchgeführt worden.

Bei der Berechnung wurden die Teuerungsraten von 2 % für Strom, Brennstoffbezug und Wartung, sowie der Darlehenszins von 2,5 % für die ersten 8 Jahre und danach 3,5 % aus der Projektphase I übernommen [BTGA 2009]. In wie fern diese Annahmen realistisch sind lässt sich kaum abschätzen, wie die aktuelle Diskussion um Strompreise, EEG-Umlage und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien zeigt [DWI 2011, IE 2010]. Um die Ergebnisse mit den Annahmen aus Projektphase I vergleichen zu können, wurden die Annahmen auch für die in Abbildung 71 dargestellten VOFI übernommen.

Es wird deutlich, dass keine der drei Anlagen über den Betrachtungszeitraum ein Endvermögen generieren kann. Bei Anlage 3 ist die anfängliche Investition mit Zinsen bis auf 700 € zurückgezahlt. Das Endvermögen der Anlage 2 steigt geringfügig und erreicht nach 15 Jahren einen Wert von -25.000 € (anfängliche Investition 25.500 €). Unter den getroffenen Annahmen wird auch über einen längeren Zeitraum kein positives Endvermögen erreicht. Nach Wegfall des KWK-Bonus sinkt das Endvermögen aufgrund der Zinsen und steigenden Energiepreisen ab. Bei Anlage 1 ist durch die hohe Anfangsinvestition von ca. 70.000 € die Zinslast so hoch, dass das Endvermögen nach Wegfall des KWK-Bonus unter die Investitionssumme fällt (Endvermögen nach 15 Jahren: -73.000 €).

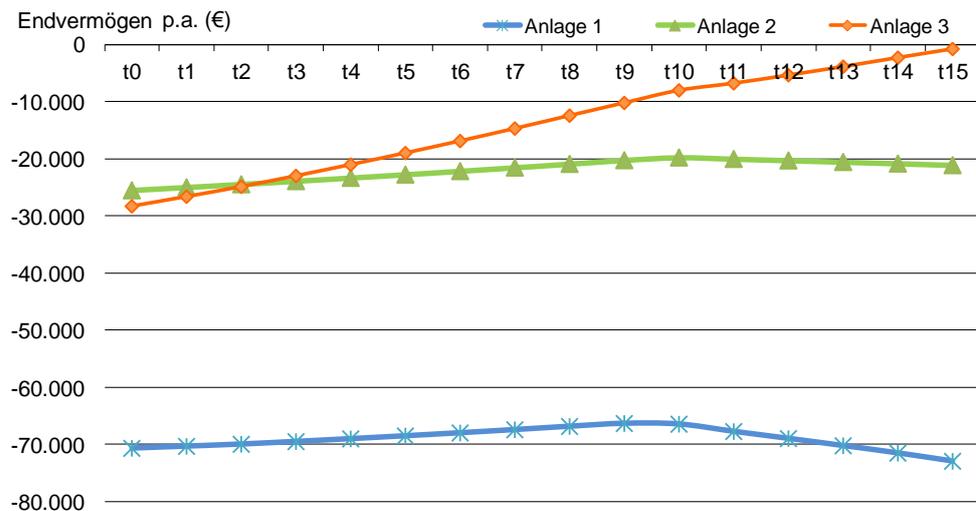


Abbildung 71: Dynamische Investitionsrechnung für die drei Anlagen

In Abbildung 72 sind den Daten von Anlage 3 die Ergebnisse aus Projektphase I gegenübergestellt. Dabei wurde einmal der tatsächlich in Projektphase I untersuchte Fall dargestellt, sowie das Ergebnis ohne BAFA-Förderung, die für Anlage 3 bereits nicht mehr gezahlt wurde. Die Anfangsinvestition ist für Anlage 3 etwas höher im Vergleich zu den Ergebnissen aus Projektphase I (vergl. Kapitel 13.1). Dies gilt auch für den Fall aus Projektphase I ohne Beachtung des damals gezahlten Zuschusses. Durch die – in Projektphase I angenommenen – höheren Gewinne steigt das Barvermögen nach 15 Jahren auf ca. 10.000 €. Dies unterstreicht die Bedeutung der BAFA-Förderung auf das gesamtwirtschaftliche Ergebnis. Sie wird ab April 2012 in abgeänderter

Form wieder zur Verfügung stehen. Näheres dazu ist in Kapitel 15.1 zu finden.

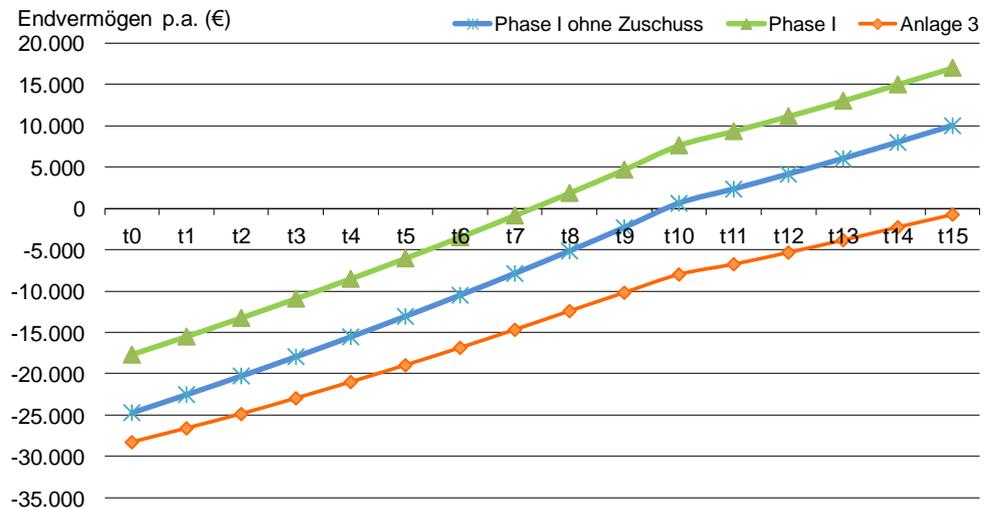


Abbildung 72: Vergleich der dynamischen Investitionsrechnung mit den Ergebnissen aus Projektphase I

In Abbildung 73 ist die dynamische Investitionsrechnung der Anlage 3 einer Investition in einen konventionellen Kessel gegenübergestellt. Dabei wurde für die Investition in einen Kessel ein identischer Zinssatz vorausgesetzt und die jährlichen Brennstoff- und Wartungskosten des Kessels vollständig auf die Mieter umgelegt. Der Vermieter trägt die Kosten für die anfängliche Investition und die Zinsen. Bei einer Betrachtung über einen Zeitraum von 15 Jahren wird deutlich, dass die Kosten für die Investition in einen Kessel über den gesamten Zeitraum bei ca. 8.700 € liegen (Anfangsinvestition von 6.000 €, Realzins von 2,5 %). Im Vergleich dazu schneidet die Anlage 3 deutlich besser ab und es ergibt sich nach 15 Jahren eine Differenz von ca. 8.000 €.

Dadurch wird deutlich, dass die Investition in eine KWK-Anlage als Ersatzinvestition für eine notwendige Heizungserneuerung wirtschaftliche Vorteile bieten kann. Allerdings sind weitere Rahmenbedingungen – wie geringer baulicher Aufwand zur Einbindung der Anlage, Auslastung der Anlage, Eigenverbrauchsdeckung, direkte Vermarktung des Stroms an die Mieter und niedrige Wärmeverluste – notwendige Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Erfolg.

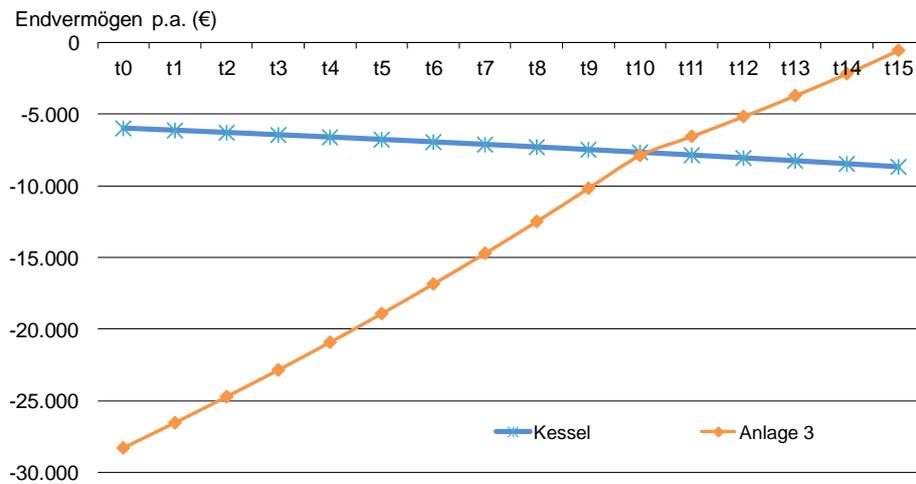


Abbildung 73: Vergleich der Investition in einen konventionellen Kessel und Investition in Anlage 3

13.4. CO₂-Minderungskosten

Auch wenn die drei Anlagen unter derzeitigen Rahmenbedingungen über den betrachteten Zeitraum von 15 Jahren keinen Gewinn erwirtschaften können, so weisen sie dennoch ein hohes Potential zur CO₂-Minderung im Bestand auf. Mit den in Kapitel 10.4 berechneten CO₂-Einsparungen ergeben sich, bezogen auf die Ergebnisse der VOFI-Berechnung (Zeitraum von 15 Jahren), CO₂-Minderungskosten zwischen 0,6 ct/kg_{CO2} (Anlage 3) und 58 ct/kg_{CO2} (Anlage 1). Anlage 2 liegt mit Kosten von 32 ct/kg_{CO2} in der Mitte. Die sehr starke Streuung der Werte ist zum einen auf die hohe Anfangsinvestition der Anlage 1 zurückzuführen. Die hohen Kosten der Anlage 2 (gegenüber Anlage 3) kommen durch die deutlich geringeren CO₂-Einsparungen und die geringeren Gewinne während des Betriebs zu Stande, da hier Investitionen von ähnlicher Größenordnung getätigt wurden. Im Vergleich zu anderen Maßnahmen der Emissionsminderung, die in Projektphase I untersucht worden sind, schneidet die KWK als Maßnahme auch unter den im Feld gemessenen Bedingungen positiv ab. Besonders die Kosten bei Anlage 3 von 0,6 ct/kWh ct/kg_{CO2} liegen deutlich unter den Kosten von anderen Maßnahmen. Auch die Kosten von Anlage 2 haben eine ähnliche Größenordnung (Dämmung außen: ca. 30 ct/kg_{CO2}, Dämmung innen: 40 ct/kg_{CO2}, Fensteraustausch: ca. 50 ct/kg_{CO2} [BTGA 2009]).

14. Fachpublikationen und regionale Öffentlichkeitsarbeit

In der April 2010-Ausgabe der Zeitschrift EuroHeat & Power der EW Medien und Kongresse GmbH wurde ein fünf Seiten umfassender Artikel zu den Erkenntnissen aus Projektphase I veröffentlicht. Darüber hinaus wurde das Projekt bei einem Tagesseminar der DenkmalAkademie e.V. zur Energieeinsparung im Bestand am 5. November 2010 in Wiesbaden beispielhaft als Beitrag zur Emissionsminderung im Gebäudebestand mittels dezentraler Stromerzeugung im Kleinleistungsbereich vorgestellt. Gegenstand waren allgemeine Aspekte zum Thema KWK, die Erkenntnisse aus Projektphase I mit Hauptaugenmerk auf die Umsetzung im Szenario denkmalgeschützter Gebäude, sowie erste Erfahrungen aus der Realisierungsphase II.

Im Februar 2011 wurde das Projekt mit einem Poster und einem „runden Tisch“ im Rahmen einer Ausstellung der Verbraucherzentrale und der Stadt Wuppertal vorgestellt. Auf dieser Ausstellung wurden in der Stadt Wuppertal umgesetzte Altbau-Sanierungen präsentiert. Dort stieß das Projekt auf reges Interesse. Auch einer der drei Betreiber hat an dieser Veranstaltung teilgenommen und konnte seine Erfahrungen als Betreiber der Anlage weitergeben.

Am 20.05.2011 wurde im Zuge einer Präsentation mit dem Titel „Innovative und netzwerkbasierte Mini-KWK-Steuerungskonzepte: Relevanz, Umsetzbarkeit, Ausblick“ auf den Energie Tagen Hessen in Wetzlar im Fachkongress innovative Mini- und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen das entwickelte Steuerungskonzept einem Fachpublikum aus dem BHKW-Bereich vorgestellt und im Anschluss diskutiert.

Auf dem ETG Kongress 2011 in Würzburg, dem Jahreskongress der Energietechnischen Gesellschaft im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (ETG) konnten im Zuge einer Präsentation, sowie eines Konferenzbandbeitrages erste Ergebnisse vorgestellt werden. Der Titel der Präsentation sowie des Konferenzbandbeitrages war: „Mikro-BHKW zur Eigenversorgung in der Wohnungswirtschaft: Wirtschaftlichkeit und Systemintegration“.

Am Mittwoch, den 21.03.2012 werden die Ergebnisse des Forschungsprojekts im Rahmen einer Veranstaltung für eine breite Öffentlichkeit vorgestellt. Das genaue Programm der Veranstaltung ist in Anhang 7 zu finden.

15. Ausblick

15.1. Förderpolitik

Neben dem KWK-Bonus, der für jede produzierte kWh Strom gezahlt wird, hatte der bis August 2009 gezahlte Investitionszuschuss entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage. Der Wegfall dieser Förderung hat die Nachfrage gebremst; ab April 2012 wird es eine neue Förderung in geringerem Umfang geben.

Neue KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} werden einen einmaligen Investitionszuschuss erhalten, der nach der elektrischen Leistung der Anlagen gestaffelt ist. So erhalten zum Beispiel kleine Anlagen mit einer Leistung von 1 kW_{el} 1.500 Euro, große Anlagen mit 19 kW_{el} hingegen 3.450 Euro.

Voraussetzung für die Förderung ist, dass die Anlagen nicht in einem Gebiet mit einem Anschluss- und Benutzungsgebot für Fernwärme liegen dürfen. Die Primärenergieeinsparung muss für Anlagen kleiner 10 kW_{el} mindestens 15 % und für Anlagen von 10 kW_{el} bis einschließlich 20 kW_{el} mindestens 20 % betragen. Außerdem ist ein Gesamtnutzungsgrad von mindestens 85 % einzuhalten. Weitere Anforderungen sind unter anderem das Vorhandensein eines Wärmespeichers mit einem Energiegehalt von mindestens 1,6 kWh pro installiertem kW_{th} (min. 6,9 kWh), einer Steuerung und Regelung für eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise inklusive eines intelligenten Wärmespeichermanagements, sowie eines Messsystems zur Bestimmung des aktuellen Strombedarfs (Smart Meter) für Anlagen ab 3 kW_{el} [BAFA 2012]. Die im Zuge des Projektes entwickelte Steuerung erfüllt diese Anforderungen.

Der Betrieb einer KWK-Anlage mit dem Einsatz von Biogas als Brennstoff bietet weitere Fördermöglichkeiten durch höhere Erlöse für den eingespeisten Strom im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes [EEG 2012]. Diese Einspeisevergütung liegt je nach Einsatz der Rohstoffe zum Betrieb der Biogasanlage zwischen 17,3 und 25,3 ct/kWh. Den höheren Erlösen stehen aber auch höhere Brennstoffkosten gegenüber. Derzeit bieten bereits einige Anbieter aufbereitetes Biomethan zu einem Preis von 12,95 ct/kWh an. Die tatsächlichen Gesamtkosten für die Biomethanherstellung werden derzeit mit ca. 7,5 ct/kWh bei einer großtechnischen Herstellung angegeben [UMSICHT 2009]. Dies führt zu Mehrkosten bei den Brennstoffkosten von ca. 3 ct/kWh. Die zusätzlichen Kosten führen aufgrund des geringen Wärmepreises jedoch dazu, dass der Betrieb der KWK-Anlage mit Biogas trotz deutlich höherer Einspeisevergütung für den produzierten Strom zu keiner wirtschaftlichen Verbesserung für den Anlagenbetreiber führt.

Wie sich diese Situation beim Betrieb von KWK-Anlagen mit Biogas in Zukunft verändert ist genauer zu betrachten. Mit der im EEG 2012 eingeführten Markt- und Flexibilitätsprämie versucht der Gesetzgeber Anreize für neue Betriebsmodelle zu schaffen. Diese Modelle erfordern gegenüber der bisherigen Einspeisevergütung von erneuerbaren Energien eine bedarfsgerechte Erzeugung [Ritter 2012].

15.2. Veränderungen am Strommarkt

Die ursprüngliche Erwartung, dass durch die Stromerzeugung und Einspeisung zu Spitzenstromzeiten ein deutlicher Mehrerlös erzielt werden kann, hat sich in den letzten zwei Jahren nicht bestätigt. Grund dafür ist die Preisentwicklung an der Strombörse. Die Vermarktung des EEG-Stroms (insbesondere der zur Mittagsspitze einspeisenden PV-Anlagen) hat zu einer Dämpfung und Annäherung der Peakpreise an die Basepreise geführt. Für „Spitzenlastkraftwerke“ ist jedoch insbesondere ein Markt mit hohen Preisschwankungen bzw. hoher Volatilität interessant. Die möglichen Einnahmen aus dem Verkauf des erzeugten Stroms direkt am Großhandelsmarkt bzw. zu hochaufgelösten Tarifen haben sich durch die niedrige Volatilität einem festen Tarif angeglichen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Volatilität des Preises für Strom mit dem fortschreitenden Ausbau der regenerativen Energien wieder zunimmt. Tritt eine hohe PV-Einspeisung gemeinsam mit hohem Windaufkommen auf, so kann es schon heute zu einem Mittagstief kommen, wie insbesondere der Sonntag in Abbildung 74 verdeutlicht. Dies führt zunehmend auch zu Mittagstiefs bei den Strommarktpreisen und somit zu einer erhöhten Volatilität.

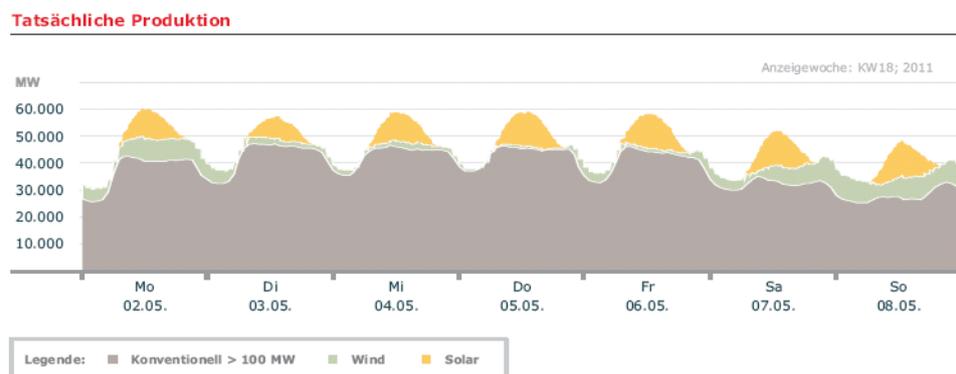


Abbildung 74: Tatsächliche Stromproduktion in Deutschland in der Kalenderwoche 18 vom 02. bis zum 08. Mai 2011 [ISE 2011]

Auch das Preisniveau an den Regelleistungsmärkten hat in den letzten zwei Jahren abgenommen, was den Markt weniger attraktiv macht. Es ist jedoch positiv zu sehen, dass die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zunehmend vereinfacht und auch kleineren Akteuren bzw. virtuellen Kraftwerken zugänglich gemacht wird (siehe beispielhaft das neue Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve [BNetzA 2010]).

Grundsätzlich gilt, dass mit zunehmendem Anteil dezentraler Erzeuger an der Stromerzeugung auch deren Marktintegration in den Vordergrund tritt, um die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch sicher zu stellen. Mit den Direktvermarktungsanforderungen / -möglichkeiten im EEG haben sich diesbezüglich die Rahmenbedingungen schon wesentlich geändert. Auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung ist damit zu rechnen, dass der Druck bzw. die Möglichkeiten sich an der Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch zu beteiligen zunehmen wird. Dass von dieser Tendenz auch sehr kleine Anlagen nicht ausgenommen sind, zeigen die aktuellen Bemühungen der Bundesregierung, nur noch 90 % der durch PV-Anlagen erzeugten Energie

über das EEG abzunehmen. Die restliche Strommenge müsste entweder selbst verbraucht oder direkt an der Strombörse vermarktet werden (siehe gemeinsame Veröffentlichung von Rösler und Röttgen „Energiewende auf gutem Weg“ [BMW 2012]). Ob diese Maßnahmen tatsächlich zu einer erhöhten Marktintegration bzw. Systemkompatibilität führen oder lediglich eine versteckte Absenkung der Förderung entsprechen ist unklar (siehe [Fell 2012]).

15.3. Perspektiven für lokale Energieversorgungsunternehmen

Die WSW überlegt auf Basis der Forschungsergebnisse, sowie der sich verändernden energiepolitischen Rahmenbedingungen, spezielle Produkte im Bereich KWK anzubieten. In der Vergangenheit sind bereits eine Vielzahl von dezentralen eigenen KWK-Anlagen installiert worden. Auch der private Ausbau von KWK-Anlagen wird bereits seit Jahren durch einen Investitionskostenzuschuss durch den WSW-Klimafond unterstützt.

Viele namenhafte Hersteller von KWK-Anlagen bieten immer mehr maßgeschneiderte Produkte für unterschiedliche Kundenstrukturen an, sodass die Möglichkeit der KWK-Nutzung stetig zunimmt. Viele Energieversorger schließen sich diesem Trend an und bieten bundesweit Komplettlösungen für ihre Kunden an. Auch die WSW wollen neue Dienstleistungen für ihre Kunden anbieten.

Ein Augenmerk liegt hierbei speziell auf der Entwicklung eines zeitvariablen Tarifes. Insbesondere die Verlagerungsmöglichkeiten der KWK-Stromerzeugung in Zeiträume, in denen der Strompreis an der Börse hoch ist, sind von Interesse für EVUs. Hier bleibt abzuwarten, wie sich die in Kapitel 15.2 beschriebenen Veränderungen am Strommarkt entwickeln und ob sich daraus Perspektiven für einen zeitvariablen Tarif anbieten.

Darüber hinaus ist bei der Umsetzung des Forschungsprojektes deutlich geworden, dass die derzeitige Konstellation, dass der Betreiber der KWK-Anlage Strom bei der WSW einkauft und an die Mieter weiterverkauft, nach den derzeitigen Geschäftsbedingungen nicht zulässig ist. Hier plant die WSW die Ausgestaltung eines Sondervertrages, der die Anforderungen und speziellen Rahmenbedingungen für die Betreiber von KWK-Anlagen berücksichtigt.

Neben dem Betrieb von KWK-Anlagen mit Erdgas, wie in diesem Projekt realisiert, prüft die WSW den Einsatz von Biogas in vorhandenen und neuen KWK-Anlagen zu nutzen. Gerade vor dem Hintergrund des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, welches auch auf die Bestandsgebäude ausgedehnt wird, ergeben sich neue Möglichkeiten. Zurzeit werden verschiedene Möglichkeiten geprüft, in welcher Form zukünftig ein Produkt Biogas von den WSW angeboten werden kann.

15.4. Ausblick Emissionsminderung im Bestand

Anlass des Projektes war das Ziel, Perspektiven für eine signifikante Minderung des Ressourcenverbrauchs und der Emissionen bei bestehenden Bauten aufzuzeigen, die nur ein eingeschränktes Einsparpotenzial durch Wärmedämmung, etc. aufweisen. Die Analysen zeigen, dass signifikante Einsparungen erreicht wurden, diese jedoch

wegen geringerer Wärmebezüge geringer als prognostiziert ausfallen. Würden die Häuser weiter wärmetechnisch saniert (z. B. durch Innendämmung oder Fenster in Passivhausqualität), würde der Wärmeverbrauch noch sinken. Daher ist es besonders wichtig, dass zunächst wärmetechnisch sinnvolle Maßnahmen einbezogen werden und darauf basierend erst eine KWK-Anlage ausgelegt wird. Das führt zur Notwendigkeit kleinerer Leistungsklassen und idealerweise solchen Systemen mit möglichst hoher Stromkennzahl. Es bleibt abzuwarten, ob die neuen Produkte am Markt diese Erwartungen erfüllen können.

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
a	Jahr
A	Fläche (in m ²)
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent
DIN	Deutsche Industrienorm
DWD	Deutscher Wetterdienst
DSL	Digital Subscriber Line, Übertragungsstandard mit hohen Übertragungsraten
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange, Marktplatz für Energie und energienahe Produkte
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GbR	Gemeinschaft bürgerlichen Rechts
GSM	Groupe Spécial Mobile, Standard für volldigitale Mobilfunknetze
h	Stunde
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energieforschung, Sitz in Freiburg
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärmekopplung
KWKG	Kraft-Wärmekopplungs-Gesetz
kW _{th}	Kilowatt thermisch
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
max.	maximal
MFH	Mehrfamilienhaus
MSR	Messen-Steuern-Regeln
MW	Megawatt

MW _{el}	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunden
MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch
MWh _{th}	Megawattstunden thermisch
MPL	Mathematical Programming Language
p.a.	Per anno / pro Jahr
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
t	Tonne
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient $n \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ als spezifische Kennzahl der Materialzusammensetzung eines Bauteils
vNNE	Vermiedene Netznutzungsendgelte
WSW	Wuppertaler Stadtwerke

Anhang

Anhang 1

Pressemitteilung vom 13.01.2010

Beim Heizen Geld verdienen

Mit zwei Pilotprojekten wollen die Wuppertaler Stadtwerke WSW zusammen mit einer Forschergruppe der Bergischen Universität Wuppertal und dem Fraunhofer ISE exemplarisch zeigen, dass sich speziell in gründerzeitlichen Wohnhäusern durch kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Verbindung mit einer innovativen Regelungstechnik nicht nur umweltfreundlich heizen, sondern mit dem dabei entstehenden Strom auch Geld verdienen lässt. Eigentümer solcher Gebäude in Wuppertal können sich bis zum Jahresende bei der WSW melden. Das Projekt wird mit Mitteln der WestLB Stiftung Zukunft NRW unterstützt.

Ambitionierte Ziele in Bezug auf Energieeinsparung und Klimaschutz sind heute vor allem im Gebäudebereich wirkungsvoll und wirtschaftlich attraktiv umsetzbar. Dazu steht eine große Auswahl von bereits erprobten Maßnahmen zur Verfügung. Große Einsparungen sind nur dann möglich, wenn die bestehenden Wohngebäude in großer Zahl saniert werden. In vielen Städten sind jedoch Gründerzeitgebäude stadtbildprägend. Damit dominiert eine Gebäudetypologie, deren gestalterischen Merkmale umfangreiche energetisch-bauliche Sanierungen oft unwirtschaftlich bis unmöglich (Denkmalschutz) macht. Angesichts des daraus resultierenden vergleichsweise hohen Energieverbrauchs eignen sich diese Gebäude ganz besonders für den Einsatz kleiner **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen**, sogenannten KWK-Anlagen, wie ein Forschungsprojekt für die WestLB-Stiftung Zukunft NRW nachgewiesen hat. Die Wärmeversorgung wird durch die Abwärme der netzgekoppelten Stromerzeugung im Heizungskeller gewährleistet. Anders als bei der großtechnischen Stromerzeugung in Kraftwerken werden über 90 % der im Brennstoff - meist Erdgas - verfügbaren Energie genutzt. Da kleine KWK-Anlagen erst seit einigen Jahren auf dem Markt verfügbar sind, ist die Marktdurchdringung noch vergleichsweise gering. In Wuppertal arbeiten derzeit etwas mehr als 20 Anlagen. Diese Anlagen laufen zwischen 3.000 und 5.000 Stunden pro Jahr. Ihr Betrieb ist ausschließlich wärmegeführt: Strom wird immer dann erzeugt, wenn Wärme im Gebäude benötigt wird. Daher erklärt sich, dass der Großteil des erzeugten Stroms „exportiert“ wird und nicht in erster Linie den Eigenbedarf deckt.

Genau an diesem Punkt setzen die aktuellen Arbeiten der Forschergruppe an. Wirtschaftlich interessant ist vor allem die Deckung des eigenen Stromverbrauchs. Neben den eingesparten Strombezugskosten gewährt das neue KWK-Gesetz 5,11 Euro-Cent zusätzlich für jede produzierte Kilowattstunde Strom. Darüber hinaus wird bei der WSW darüber nachgedacht, den Preis für eingespeisten Strom zukünftig zeitlich variabel

zu gestalten. Somit entsteht ein wirtschaftlicher Anreiz dafür, die KWK-Anlage im Heizungskeller auch dann in Betrieb zu nehmen, wenn beispielsweise in der Mittagszeit eingespeicherter Strom höher vergütet wird. Dazu bedarf es eines Wärmespeichers und einer intelligenten Regelungseinheit. Im Rahmen einer gerade abgeschlossenen Studie haben die Forscher vom Fachbereich Architektur der Wuppertaler Universität zusammen mit dem Fraunhofer ISE, Freiburg, Detailfragen der Dimensionierung, der Betriebsführung und Wirtschaftlichkeit analysiert.

Jetzt werden Hauseigentümer von gründerzeitlichen Wohngebäuden in Wuppertal gesucht, die bereit sind, ihre Zentralheizung auf eine Kraft-Wärme-Kopplung umzurüsten und den Praxistext anzutreten.

Anhang 2

Erstellte Gebäudeübersicht über eines der drei ausgewählten Gebäude während der Objekterfassung

Gebäudetypenblatt, Phase II

1. Gebäude- und Nutzerbeschreibung

Gebäudebezeichnung	
Adresse	Sattlerstraße XX
Ansprechpartner	-----
Telefonnummer	-----
Telefonat geführt am	19.01.2010
Denkmalschutz o.ä.	vorhanden
Anzahl Bewohner	[Stck.] 7 plus Büro
Anzahl Wohneinheiten	[Stck.] 5 plus Büro



Eigentümerstruktur / Eigentumsverhältnisse

Eigentümer Berg. Versicherungsverein, vermietet

Baujahr des Gebäudes	[a] 1920
Wohnfläche	[m²] 500,00

Gebäudegestalt / Gebäudeklasse	Reihenhaus
--------------------------------	------------

Struktur / Größe der Wohneinheiten	
------------------------------------	--

Bewohnerstruktur	
------------------	--

2. Energetische Beschreibung

2.1	Gebäudestandards Hülle / Maßnahmen vor –Einbindung der KWK-Anlage	
	ungedämmt	

	Standards TGA / ggf. andere Systeme vor Einbindung der KWK-Anlage	
	Heizungserneuerung vorbereitet, Gasetagenheizung. wird zu Zentralheizung mit KWK-Anlage und Spitzentherme	
	im Sommer umgebaut, Puffer 3 mal 1000 l	

3. Wärme- und Stromerzeugung

3.1	Kennzahlen	
	Wärmebereitstellung zurzeit (zentral?)	dez
	Warmwasserbereitstellung zurzeit (zentral?)	dez
	Endenergieart zur Zeit	Gas
	Energiebezug vor KWK-Anlage	[kWh/a] 66.905,00
	Strombezug Netz vor KWK-Anlage	[kWh/a]
	Alter des bestehenden Heizsystems	

	Baulicher Aufwand der Einbindung der KWK-Anlage in den Heizkreislauf
	gering, alles wird zur Zeit umgebaut, Kunde kauft Dachs

	Motivation der Anschaffung
	zukunftsfähige Technik, lohnt sich, er will den Mietern Strom verkaufen zum Stadtwerkepreis und erlässt die Grundgebühr, um Mietern kleinen Vorteil einzuräumen

4. Fazit

	Bewertung der Immobilie
	gut geeignet, Besitzer denkt sehr innovativ,

Anhang 3

Ablaufplan KWK-Anlagen in vermieteten Gebäuden

Vor Inbetriebnahme:

Anzeige der KWK-Anlage bei der BAFA	Formular KWK-Anzeige BAFA
Anzeige der Energiebelieferung an Letztverbraucher nach §5 EnWG	Formular Anzeige Bundesnetzagentur
Antrag auf Netzeinspeisung bei WSW	Formular Antrag Netzeinspeisung WSW
Netzeinspeisevertrag mit der Netzgesellschaft	Formular WSW-KWG-Einspeisevertrag
Anmeldung als Versorger beim zuständigen Hauptzollamt	Der Antrag ist formlos zu stellen; die Erlaubnis wird auch rückwirkend erteilt
Abmeldung der Mieter bei WSW	Stromvertrag kündigen beim WSW Kundencenter
Antrag auf Ausbau der Messeinrichtungen Strom und Gas	Formular WSW Netz GmbH
Antrag auf die Inbetriebsetzung einer Abnahmestelle	Formular WSW Netz GmbH

Jährlich Aufgaben:

Bis 31.01	Netzbetreiber	KWK-Zuschuss verm. Netznutzung	Formular
Bis 31.03.	Hauptzollamt Düsseldorf	Rückerstattung der Energiesteuer	Formular
Bis 30.04.	Netzbetreiber	Stromeinspeisung ins öffentliche Netz	Formular
Bis 31.05.	Hauptzollamt Düsseldorf	Abgabe einer Stromsteueranmeldung	Formular
Bis 31.12.	WSW eigene Abrechnung	Übermittlung der Zählerdaten - Gaszähler - Stromzähler (Mieter, KWK-Anlage, Strombezug/-einspeisung)	Formular
-	Amprion	Abrechnung EEG-Umlage	Rechnung Formular

Anhang 4

Beispielhafte Teilnahmeerklärung, die die Vermieter mit der WSW Energie & Wasser AG abgeschlossen haben

Teilnahmeerklärung für ein Forschungsprojekt zum Einsatz einer stromerzeugenden Heizungsanlage

Projektbeschreibung

Zusammen mit Ihnen möchten wir, d. h. eine Forschergruppe bestehend aus der Bergischen Universität Wuppertal und dem Fraunhofer ISE sowie ihr örtlicher Energieversorger - die WSW Energie & Wasser AG - ein innovatives Projekt zur Energieversorgung in ihrem Haus durchführen. Wir wollen exemplarisch zeigen, dass sich speziell in gründerzeitlichen Wohnhäusern durch kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Verbindung mit einer speziellen Regelungstechnik nicht nur umweltfreundlich heizen, sondern mit dem dabei entstehenden Strom auch Geld verdienen lässt. Das Projekt wird mit Mitteln der WestLB Stiftung Zukunft NRW unterstützt.

In vielen Städten sind Gründerzeitgebäude stadtbildprägend. Damit dominiert eine Gebäudetypologie, deren gestalterischen Merkmale umfangreiche energetisch-bauliche Sanierungen oft unwirtschaftlich bis unmöglich (Denkmalschutz) macht. Angesichts des daraus resultierenden vergleichsweise hohen Energieverbrauchs eignen sich diese Gebäude ganz besonders für den Einsatz kleiner **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen**, so genannter KWK-Anlagen. Die Wärmeversorgung wird durch die Abwärme der netzgekoppelten Stromerzeugung im Heizungskeller gewährleistet. Anders als bei der großtechnischen Stromerzeugung in Kraftwerken werden über 90 % der im Brennstoff - meist Erdgas - verfügbaren Energie genutzt. Da kleine KWK-Anlagen erst seit einigen Jahren auf dem Markt verfügbar sind, ist die Marktdurchdringung noch vergleichsweise gering. In Wuppertal arbeiten derzeit etwas mehr als 20 Anlagen. Diese Anlagen laufen zwischen 3.000 und 5.000 Stunden pro Jahr. Ihr Betrieb ist ausschließlich wärmegeführt: Strom wird immer dann erzeugt, wenn Wärme im Gebäude benötigt wird. Daher erklärt sich, dass der Großteil des erzeugten Stroms "exportiert" wird und nicht in erster Linie den Eigenbedarf deckt.

Genau an diesem Punkt setzen die aktuellen Arbeiten der Forschergruppe an. Wirtschaftlich interessant ist vor allem die Deckung des eigenen Stromverbrauchs in dem Mehrfamilienhaus. Neben den eingesparten Strombezugskosten gewährt das neue KWK-Gesetz 5,11 Euro-Cent zusätzlich für jede produzierte Kilowattstunde Strom. Darüber hinaus wird bei der WSW darüber nachgedacht, den Preis für eingespeisten Strom zukünftig zeitlich variabel zu gestalten. Somit entsteht ein wirtschaftlicher Anreiz dafür, die KWK-Anlage im Heizungskeller auch dann in Betrieb zu nehmen, wenn beispielsweise in der Mittagszeit eingespeister Strom höher vergütet wird. Dazu bedarf es eines Wärmespeichers und einer intelligenten Regelungseinheit. Im Rahmen einer gerade abgeschlossenen Studie haben die Forscher vom Fachbereich Architektur der Wuppertaler Universität zusammen mit dem Fraunhofer ISE, Freiburg, Detailfragen ab Dimensionierung, der Betriebsführung und Wirtschaftlichkeit analysiert.

Zusammenarbeit

Herr _____ ist bereit, die Zentralheizung seines Hauses um eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zu ergänzen und den Praxistest anzutreten.

Der Eigentümer erklärt sich bereit, an dem Projekt zur Forschung zum Einsatz einer stromerzeugenden Heizungsanlage mitzuwirken,

- indem er den Einbau der neuen Regelung und eines Pufferspeichers zustimmt
- der eventuellen Nutzung des vorhandenen DSL-Anschlusses zustimmt,
- die Zugänglichkeit zum Heizraum sicherstellt und dazu einen Ansprechpartner im Haus benennt,
- indem er die Öffentlichkeitsarbeit zu dem Projekt in seinem Haus gestattet und unterstützt,

- er der Veröffentlichung der anonymisierten Daten zustimmt,
- sowie die wissenschaftliche Auswertung durch die Offenlegung aller in Verbindung mit der Heizung verbundenen Kosten und Energieverbrauchsdaten ermöglicht.

Rahmenbedingungen

Zuschuss

Wenn Herr _____ das BHKW im Rahmen des Projektes auf eigene Kosten errichtet und betreibt, so erhält er von WSW als Prämie den Differenzbetrag zu einer modernen Gas-Brennwertanlage in entsprechender Größe zur notwendigen Wärmeleistung des Gebäudes (max. 15.000 € brutto). Diese Prämie kann nur gezahlt werden, wenn der Hauseigentümer Strom - und Gaskunde bei WSW ist (falls Wohnort Wuppertal). Sollte der Hauseigentümer innerhalb von 5 Jahren nach Projektbeginn den Gas- oder Stromlieferanten wechselt, ist diese Prämie anteilmäßig an WSW zurück zu zahlen.

Die Kosten für die notwendige Messtechnik werden von WSW übernommen.

Modell zur Strom- und Wärmenutzung

Um das wirtschaftliche Optimum für den Betrieb des BHKWs zu erreichen ist es sinnvoll, möglichst viel des vom BHKW erzeugten Stroms als Eigenverbrauch zu verwenden. Deshalb ist ein Stromverbrauch des BHKW-Stroms durch die Hausgemeinschaft von Vorteil.

Für den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom wird ein Entgelt für den Strom, die vermiedene Netznutzung und eine KWK-Zulage in Höhe von 5,11 ct/kWh gezahlt.

Da die Mieter grundsätzlich eine freie Wahl des Stromanbieters haben, müssen gesonderte Verträge oder ein Betreiber-Gesellschaftsvertrag mit den interessierten Mietern geschlossen werden. Dabei sollte der Strompreis so gestaltet werden, dass auch die Mieter vom Projekt profitieren. Um bei den Stromkosten nicht in Vorleistung zu gehen ist es sinnvoll, analog zur Heizkostenabrechnung eine monatliche Abschlagzahlung und eine Jahresendabrechnung zu vereinbaren.

Hierzu wird in rechtlichen und technischen Fragen Unterstützung seitens der Projektgruppe, im Speziellen durch WSW, gegeben. Falls hierzu gesonderte vertragliche oder andere Abschlüsse sowie Vereinbarungen getroffen werden, sind diese einzeln von beiden Parteien zu unterzeichnen.

Eingebaute Regelungstechnik, die die bestehende Regelung des SenerTec BHKWs ergänzt, kann nach Wunsch auch über die Projektphase am BHKW verbleiben. In diesem Fall übernimmt die Projektgruppe keine weitere Garantie für deren Betrieb, da es sich nicht um ein Serienprodukt, sondern um eine Spezialanfertigung im Rahmen des Projektes handelt. Auf jeden Fall wird der Ausbau, falls erwünscht, nach Beendigung des Projektes garantiert.

Wuppertal,

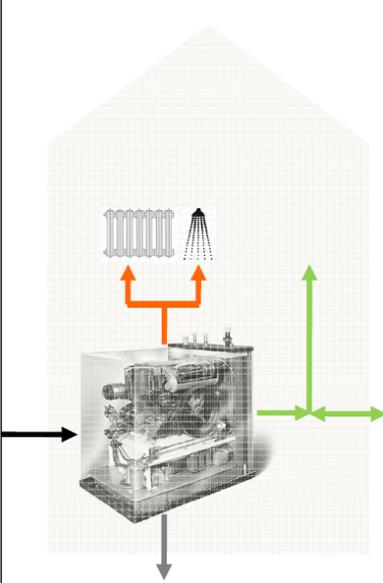
Wuppertal,

Immobilieeigentümer

WSW Energie & Wasser AG

Anhang 5

Präsentation des Projektes im Rahmen der Sitzung des Kuratoriums der WestLB-Stiftung



Dezentrale Stromerzeugung im Kleinleistungsbereich als Beitrag zur Emissionsminderung im Gebäudebestand - Potenzialanalyse und beispielhafte Umsetzung für Hauseigentümer in NRW

 **WestLB Stiftung**
Zukunft NRW

Prof. Dr.-Ing. Karsten Voss
Bergische Universität Wuppertal
Düsseldorf, 22.11.2010

Bergische Universität Wuppertal
Fachbereich D Architektur
Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung
Ökonomie des Planens und Bauens

 **Fraunhofer**
ISE

 **WSW**

Kontext und Zielsetzung



- Energieeinsparung und Klimaschutz im Gebäudebestand
- Gründerzeitgebäude
 - ✓ hohe baukulturelle Bedeutung für die Städte, insbesondere in NRW (Wuppertal)
 - ✓ hoher Heizwärmebedarf
 - ✓ schwierige bis unmögliche energetische Sanierung auf Niedrigenergiehaus-Standard
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
 - ✓ Heizen mit der Abwärme einer dezentralen Stromerzeugung im Gebäude
 - ✓ Hoher Gesamtwirkungsgrad
- Innovative Betriebsführung
 - ✓ vollständige Wärmebedarfsdeckung
 - ✓ hohe Eigenbedarfsdeckung Strom
 - ✓ hohe Erträge aus Stromverkauf

Bergische Universität Wuppertal
Fachbereich D Architektur

Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung
Ökonomie des Planens und Bauens



Fraunhofer
ISE



	Baualtersklassen										Summe	Anteil
	vor 1918	vor 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1958 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2006		
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J		
EFH												
Wohnfläche in Tsd. m ²	81.503	148.776	168.937	174.251	235.409	223.135	112.631	236.441	255.280	103.208	1.739.571	52%
Anz. Wohneinh. in Tsd.	916	1.707	2.010	1.915	2.274	1.867	936	2.055	1.994	671	16.345	42%
RH												
Wohnfläche in Tsd. m ²		14.543	31.450	21.993	35.996	61.478	24.503	32.951	33.366	11.675	267.955	8%
Anz. Wohneinh. in Tsd.		145	326	231	348	517	202	281	285	83	2.418	6%
MFH												
Wohnfläche in Tsd. m ²	31.974	109.337	135.827	117.051	149.881	122.930	61.044	118.019	154.740	24.267	1.025.070	31%
Anz. Wohneinh. in Tsd.	462	1.501	2.034	1.912	2.210	1.677	821	1.712	2.240	296	14.865	36%
GMH												
Wohnfläche in Tsd. m ²		31.549	10.160	38.936	47.501	46.124					174.270	5%
Anz. Wohneinh. in Tsd.		448	169	703	784	697					2.801	7%
HH												
Wohnfläche in Tsd. m ²					12.617	12.988					25.605	1%
Anz. Wohneinh. in Tsd.					198	198					396	1%
MFH NBL												
Wohnfläche in Tsd. m ²				14.324	24.418						38.742	1%
Anz. Wohneinh. in Tsd.				329	408						737	2%
GMH NBL												
Wohnfläche in Tsd. m ²					22.976	19.899	17.977				60.852	2%
Anz. Wohneinh. in Tsd.					390	336	305				1.031	3%
HH NBL												
Wohnfläche in Tsd. m ²					16.823	4.230					21.053	1%
Anz. Wohneinh. in Tsd.					310	67					377	1%
Wohnfläche in Tsd. m²	113.477	304.205	346.374	366.555	505.822	506.454	222.307	405.388	443.386	139.150	3.353.118	
<i>Anteil</i>	3%	9%	10%	11%	15%	15%	7%	12%	13%	4%		
Anz. Wohneinh. in Tsd.	1.378	3.801	4.539	5.090	6.222	5.656	2.362	4.353	4.519	1.050	38.970	
<i>Anteil</i>	4%	10%	12%	13%	16%	15%	6%	11%	12%	3%		

*) EFH = Einfamilienhaus, RH = Reihenhaus, MFH = Mehrfamilienhaus, GMH = großes Mehrfamilienhaus, HH = Hochhaus, NBL = neue Bundesländer

Quelle: IWU, Darmstadt

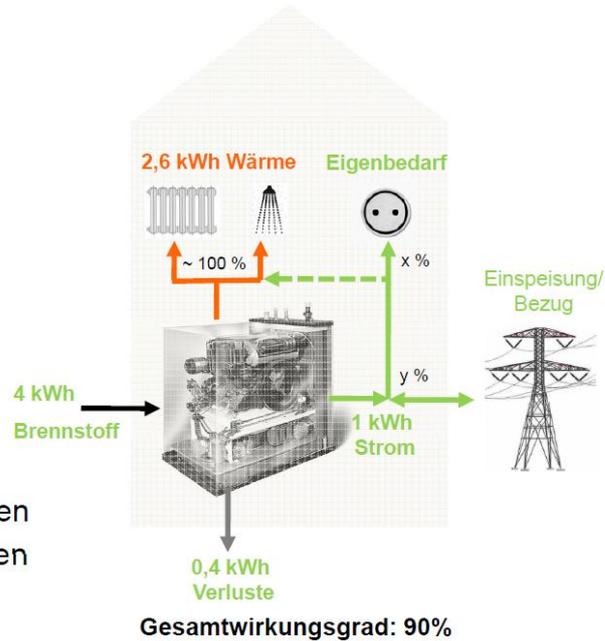
Das KWK Prinzip

Primäres Ziel einer KWK ist die Stromerzeugung. Die dabei entstehende Wärme muss immer vollständig im Gebäude genutzt werden. Der Gesamtwirkungsgrad beträgt dann etwa 90%.

Wirtschaftliche entscheidend sind

- Priorisieren der Eigenbedarfsdeckung
- Einspeisung in Hochtarifzeiten
- Netzbezug in Niedertarifzeiten

➤ **innovative Betriebsführung**



Bergische Universität Wuppertal
Fachbereich D Architektur

Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung
Ökonomie des Planens und Bauens



Fraunhofer
ISE

WSW

Die Gebäude in der Wuppertaler Nordstadt



Sattlerstraße 6, 42105
Wuppertal



Wülfrather Straße 60, 42105
Wuppertal



Lederstraße 23, 42105
Wuppertal

Bergische Universität Wuppertal
Fachbereich D Architektur

Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung
Ökonomie des Planens und Bauens



Fraunhofer
ISE

WSW

Die Anlagen



Immobilie	Sattlerstraße 6, 42105 Wuppertal	Wülfrather Straße 60, 42105 Wuppertal	Lederstraße 23, 42105 Wuppertal
Anlagenbezeichnung	Senertec Dachs HKA G 5.5 S1	Senertec Dachs HKA G 5.5 S1	Senertec Dachs HKA G 5.5 S1
Elektrische Leistung	5,5 kW	5,5 kW	5,5 kW
Thermische Leistung	14,8 kW	14,8 kW	14,8 kW
Inbetriebnahme	Oktober 2010	November 2010	Mai 2006
Größe Pufferspeicher	1000l +1000l +1000l (abkoppelbar)	1000l + 1000l	800l + 1000l (abkoppelbar)
Warmwasserspeicher	Dezentrale Frischwasser-Übergabestationen	300l Warmwasserspeicher	Entnahme direkt am Pufferspeicher
Spitzenlast / Heizstab	27kW Junkers Gaskessel	20kW Wolf Gaskessel gedrosselt auf 14kW	Senertec Heizstab 5,5kW thermisch (abgestellt) Stückholzfeuerung im 3. OG und DG
Wärmeabrechnung	Einzelne Verteilstränge mit Wärmemengenzählern	Elektronische Heizkörperzähler	Heizkostenverteiler nach dem Verdunstungsprinzip

Bergische Universität Wuppertal
Fachbereich D Architektur

Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung
Ökonomie des Planens und Bauens



Fraunhofer
ISE

WSW

Die Betreibermodelle

- Vermieter als Eigentümer und Betreiber der KWK (Gebäude Sattlerstraße, Lederstrasse)
 - ✓ Verkauf des Stroms an Mieter zu gleichen Preisen wie die WSW
 - ✓ Anreiz durch Erlass der halben Grundgebühr
- Mieter (und Vermieter) gründen GbR zum Betrieb des Gebäudes (Gebäude Wülfrather Straße)
 - ✓ Vermieter ist Eigentümer der KWK
 - ✓ GbR ist für die Brennstoffkosten, die Instandhaltung und die Wartung der KWK verantwortlich
 - ✓ Erlöse werden unter den Gesellschaftern aufgeteilt
- Bezug von Gas und Bezug/Einspeisung von Strom von/an die WSW

Bergische Universität Wuppertal
Fachbereich D Architektur

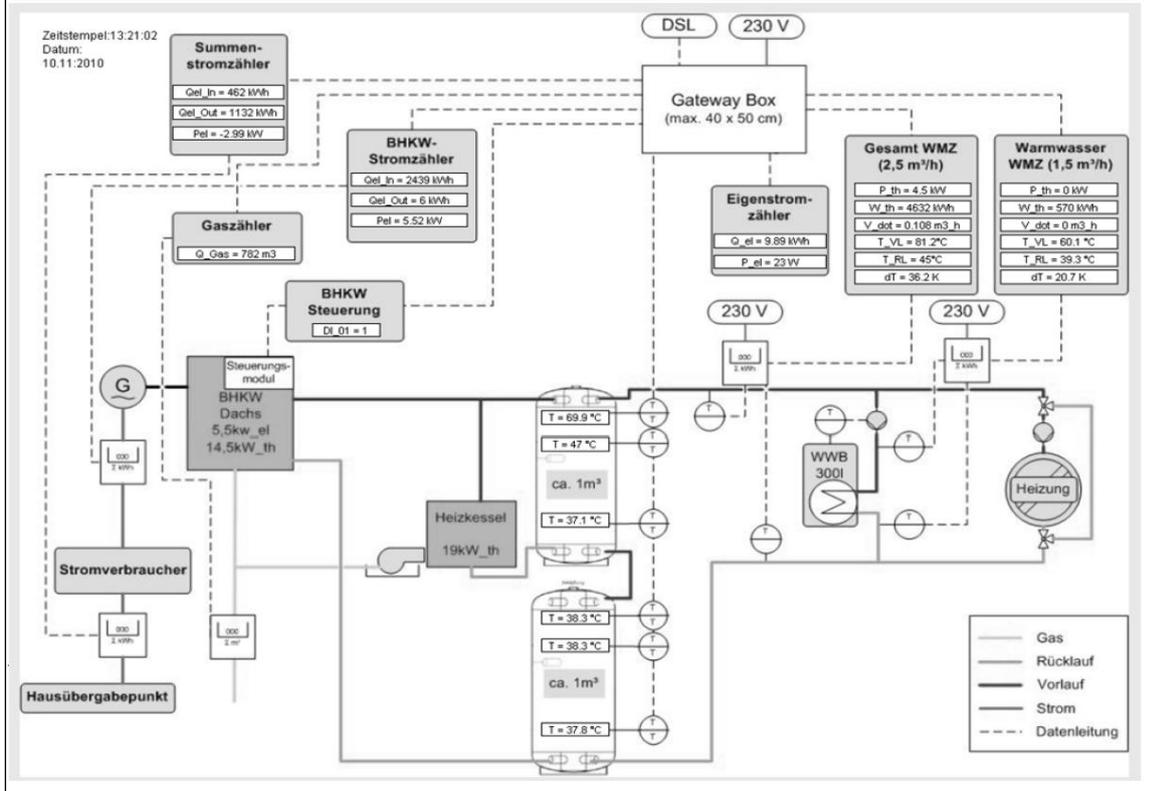
Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung
Ökonomie des Planens und Bauens



Fraunhofer
ISE

WSW

Die Datenerfassung und Prozessvisualisierung



Anhang 6

Vertragstext der gegründeten GbR im Gebäude 3

GbR-Gesellschaftsvertrag

zwischen

wohnhaft _____

(Gesellschafter 1)

und

wohnhaft _____

(Gesellschafter 2)

§ 1 Name, Zweck

Die Mieter des Gebäudes Wülfrather Str. XX und der Hauseigentümer errichten unter dem Namen BHKW-Betriebsgemeinschaft Wülfrather Straße GBR eine Gesellschaft des bürgerlichen Rechts. Zweck der Gesellschaft ist der gemeinsame Betrieb eines Blockheizkraftwerkes mit dem Ziel, sich selbst mit Strom und Wärme zu versorgen. Eigentümer des BHKWs ist der Hauseigentümer.

§ 2 Dauer

Die Gesellschaft beginnt am 01.10.2010. Sie kann von jedem Gesellschafter unter Einhaltung einer Frist von 3 Monaten auf das Ende eines Kalenderhalbjahres gekündigt werden. Die Kündigung aus wichtigem Grund bleibt hiervon unberührt.

§ 3 Beschlüsse

Gesellschafterbeschlüsse erfolgen einstimmig. Für alle Maßnahmen, die über die laufende Geschäftsführung hinausgehen, insbesondere Geschäfte über € 1.500,00 oder die Eingehung von Dauerschuldverhältnissen, ist ein Gesellschafterbeschluss herbeizuführen.

§ 4 Geschäftsführung

Die Geschäftsführung und die Vertretung der Gesellschaft übernimmt der Hauseigentümer.

§ 5 Buchführung, Bilanzierung

Geschäftsjahr ist das Kalenderjahr. Die Gesellschaft hat unter Beachtung der steuerlichen Vorschriften Bücher zu führen und jährliche Abschlüsse zu erstellen.

§ 6 BHKW-Betrieb

Die GbR ist Betreiberin des BHKW. Sie trägt die Brennstoffkosten und ist für die Instandhaltung und Wartung des BHKW verantwortlich. Ebenso steht ihr die Vergütung für den in das öffentliche Netz eingespeisten Überschussstrom bzw. für den eigenverbrauchten KWK-Strom, die Zuschläge nach dem KWKG für den eingespeisten KWK-Strom sowie die rückerstattete Energiesteuer zu. Die Aufteilung der Kosten / Erlöse erfolgt anhand geeigneter Messeinrichtungen abhängig vom Energieverbrauch der einzelnen Gesellschafter.

Für Wartung, Instandhaltung und Neuanschaffung wird eine entsprechende Rücklage gebildet.

§ 7 Verträge mit Dritten

Die GbR schließt als Betreiberin der BHKW-Anlage mit dem örtlichen Netzbetreiber folgende Verträge:

- einen Netzanschluss- und einen Anschlussnutzungsvertrag
- einen Stromeinspeisevertrag
- eine Vereinbarung bezüglich des eigenverbrauchten (nicht eingespeisten) KWK-Stroms
- einen Gasbezugsvertrag
- einen Strombezugsvertrag

Der Bezug des Zusatzstroms erfolgt aus dem öffentlichen Netz über einen einzigen Hauszähler, einem sog. Summenzähler.

§ 8 Auflösung, Übernahme

Kündigt oder verstirbt ein Gesellschafter oder tritt in seiner Person ein Grund ein, der nach den §§ 723 ff. BGB die Auflösung der Gesellschaft zur Folge haben würde, so ist der andere Gesellschafter zur Übernahme des Gesellschaftsvermögens mit allen Aktiven und Passiven ohne Liquidation berechtigt. Die Übernahmeerklärung ist gegenüber dem anderen Gesellschafter oder seinen Erben innerhalb von 4 Wochen nach Eintritt des Auflösungsgrundes zu erklären. Mangels Übernahme erfolgt die Liquidation der Gesellschaft.

§ 9 Schlussbestimmungen

Änderungen und Ergänzungen dieses Vertrages müssen schriftlich erfolgen. Mündliche Vereinbarungen sind unwirksam. Sollten sich einzelne Bestimmungen des Vertrages als unwirksam erweisen, so bleibt der Vertrag im Übrigen wirksam. Die weggefallene Bestimmung ist durch eine wirksame Bestimmung zu ersetzen, die den Zweck der weggefallenen Bestimmung mit der größtmöglichen Näherung erreicht.

Anhang 7

Das Kleinkraftwerk im eigenen Keller Wissenschaftler präsentieren Forschungsergebnisse

Kraftwerk im Keller

Ambitionierte Ziele in Bezug auf Energieeinsparung und Klimaschutz sind heute vor allem im Gebäudebereich wirkungsvoll zu realisieren. Ganz besonders gilt dies für die Wärmeversorgung bereits bestehender Wohnbauten. Neben der Verbrauchssenkung bestehen große Potenziale in der Kopplung einer energieeffizienten Wärmeversorgung mit einer gleichzeitigen Stromerzeugung. Solche Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Miniformat – kurz Mini KWK – sind bereits am Markt etabliert. Ihr Potenzial ist jedoch angesichts der Energiepreise und des Massenmarkts vom Heizungsanlagenaustausch viel größer. Dabei kommt es darauf an, die Anlagen möglichst optimal zu betreiben: Neben der Wärmeversorgung liegt das Ziel in zusätzlichen Einnahmen aus dem Stromverkauf an die Mieter und an das öffentliche Netz. Für das Netz ist es attraktiv, wenn der Strom zu Zeiten hoher Stromnachfrage erzeugt wird. Mit den dazugehörigen Optimierungsfragen beschäftigten sich die Wissenschaftler der Universität Wuppertal und des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme im Rahmen eines Forschungsprojekts. Dabei wurden drei Mini KWK-Anlagen in Wuppertaler Gründerzeithäusern installiert und über mehr als ein Jahr mit unterschiedlichen Strategien betrieben. Die WestLB Stiftung Zukunft NRW und die Wuppertaler Stadtwerke haben das Projekt gefördert.

Die **Wissenschaftler stellen ihre Ergebnisse und Erfahrungen** im Rahmen einer **Veranstaltung am Mittwoch, den 21.3.2012** vor und stehen zur Diskussion zur Verfügung. Im Anschluss besteht die Möglichkeit sich über technische Anlagen zu informieren.

Der Eintritt ist frei. Wegen der begrenzten Teilnehmerzahl ist eine Voranmeldung erforderlich.

*Prof. Dr.-Ing.
Karsten Voss*

*Prof. Dr.-Ing habil.
Guido Spars*

PROGRAMM

16:30 Uhr Begrüßung durch
*Dr. Joachim Minnemann – WestLB Stiftung NRW
Prof. Dr. Norbert Hüttenhölischer
– WSW Energie & Wasser AG*

16:45 Uhr Auf dem Weg zu klimaneutralen Gebäuden – Der Baustein Mini KWK
*Prof. Dr.-Ing. Karsten Voss
– Bergische Universität Wuppertal*

17:15 Uhr Mini KWK-Markt, Förderung und Perspektiven für den Einsatz im Gebäudebestand
Dr.-Ing. Martin Pehnt – IFEU, Heidelberg

Pause

18:15 Uhr Einsatz von Mini KWK-Anlagen in Gründerzeitgebäuden der Wuppertaler Nordstadt – Betriebserfahrungen
*Dipl.-Ing. Simon Arbach
– Bergische Universität Wuppertal*

18:45 Uhr Dezentrale Optimierung stromwärmegeführter KWK-Anlagen im Smart Grid
*Dr.-Ing. Christof Wittwer, Dipl.-Ing. Raphael Hollinger
– Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg*

19:15 Uhr Perspektiven für den Einsatz von Mini-KWK – Die Sicht des Energieversorgers
Dipl.-Ing. Frank Schwarz – WSW Energie & Wasser AG

Diskussionsforum mit den Referenten der Veranstaltung

Die Anmeldung ist erforderlich bis 05.03.2012

via Mail: nordhaus@uni-wuppertal.de
Fachbereich D – Architektur
Dipl.-Ing. Rafaela Nordhaus
Telefon: 0202 – 439 4294
Fax: 0202 – 439 4045

Referenzen

- [Bagemihl 2003] Promotion von Joachim Bagemihl, Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt, Eingereicht am 25.01.2002, http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2003/1387/pdf/bagediss_gesamt.pdf, Stand 27.02.2012
- [BAFA 2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}. Elektronischer Bundesanzeiger. Vom 17. Januar 2012.
- [BMWi 2012] Gemeinsame Position zur Photovoltaikvergütung und zur Energieeffizienzrichtlinie von Bundeswirtschafts- und Bundesumweltministerium vom 23.02.2012, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=477004.html>, Stand 27.02.12
- [BNetzA 2011] Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hat am 18.10.2011 folgendes Festlegungsverfahren veröffentlicht: Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss.html?nn=55556, Stand 27.02.2011.
- [BRUN 2012] BRUNATA-METRONA-Gruppe: Energieeffizienz bei Altbauten besser als bislang angenommen. Hamburg, Hürth b. Köln, München. <http://www.brunata-metrona.de/index.php?id=6109>. Stand: 22.02.2012
- [BTGA 2009] Schlussbericht zum Vorhaben: Dezentrale Stromerzeugung im Kleinleistungsbereich als Beitrag zur Emissionsminderung im Gebäudebestand – Potentialanalyse und beispielhafte Umsetzung für Hauseigentümer in NRW. Projektphase I. Wuppertal und Freiburg, 2009.
- [Dittmar 2004] Dittmar, R.; Pfeiffer, B.-M.: Modellbasierte prädiktive Regelung : Eine Einführung für Ingenieure Oldenburg Verlag München Wien, 2004
- [DWI 2011] DWI: Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011.
- [ebök 1995] ebök Ingenieurbüro für Energieberatung, Haustechnik und ökologische Konzepte: Klimaschutzkonzept Stadt Wuppertal. Haustypenblätter zur Gebäudetypologie. Bestandsaufnahme. Einsparmaßnahmen. Tübingen, 1995.
- [EEG 2012] Bundesumweltministerium: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung. Berlin, 2011.

- [EWE 2010] Homepage des E-Energy-Projekts in der Modellregion Cuxhaven mit einem regionalen Energiemarktplatz als zentrale Einheit; <http://www.etelligence.de>; Stand 24.11.10
- [Fell 2012] Hintergrundpapier von Hans Josef Fell mit Fragen und Antworten zum Gesetzesvorschlag der Minister Rösler und Röttgen zur zukünftigen Photovoltaikvergütung http://www.hans-josef-fell.de/content/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=662&Itemid=77, Stand 27.02.12
- [Großklos 2006] Institut Wohnen und Umwelt (IWU) - Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -Versorgungen, IWU, Darmstadt, 2006
- [Holzhammer 2011] Uwe Holzhammer: Die Flexibilitätsprämie. 9. Fachgespräch der Clearingstelle EEG. 9. September 2011 in Berlin. http://www.clearingstelle-eeeg.de/files/NEUHolzhammer_09092011_Ver%C3%B6ffentlichung_Korr%20%5BKompatibilit%C3%A4tsmodus%5D.PDF. Stand 27.02.2012
- [Houwing et al. 2011] Houwing, M.; Negenborn, R.R.; De Schutter, B.; "Demand Response With Micro-CHP Systems," Proceedings of the IEEE , vol.99, no.1, pp.200-213, Jan. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2053831
- [Huhn 2008] Robert Huhn, Andreas Davids: Zirkulationsverluste in zentralen Trinkwasseranlagen – Senken oder Abschaffen? Dresden 2008. http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/iet/ew/aktuell/ls_kolloquium/zirk_verluste_in_ZTWWA.pdf. Stand: 27.02.2012
- [IE 2010] Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015. Leipzig, 2010.
- [ISE 2009] Pressemitteilung zu **Dezentrales Energie- und Netz**M**anagement mit fle**X**iblen Stromtarifen (DEMAX)** <http://www.ise.fraunhofer.de/press-and-media/press-releases/press-releases-2009/intelligent-energy-management-in-smart-grids-fraunhofer-ise-coordinates-project-for-an-integrated-communication-concept>, Stand 24.11.10
- [ISE 2011] Statement von Prof. Dr. Bruno Burger vom Fraunhofer ISE „Solaranlagen liefern Spitzenlaststrom“, auf Basis der Daten der EEX-Transparenzplattform <http://www.ise.fraunhofer.de/de/aktuelles/daten-und-fakten-zur-pv>, Stand 27.02.2012
- [ISET 2005] Final Report zu Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources (DISPOWER); http://www.iset.uni-kassel.de/dispower_static/documents/fpr.pdf, Stand 24.11.10
- [IWU 2012] Gradtagszahlen_Deutschland.xls Gratis-Service des Institut Wohnen und Umwelt (IWU). www.iwu.de/datei/Gradtagszahlen_Deutschland.xls. Stand: 26.02.2012
- [Negenborn et al. 2010] Negenborn, Rudy R.; Lukszo, Zofia; Hellendoorn, Hans (Eds.); Intelligent Infrastructures, Series: Intelligent Systems, Control and Automation: Science and Engineering, Vol. 42; 1st Edition., 2010

- [Ritter 2012] Peter Ritter, Dirk Filzek, Lars Nicklaus, Uwe Holzhammer: Direktvermarktung gemäß EEG-Novelle 2012. Beispielrechnung für gepoolte Windparks und flexibilisierte Biogasanlagen. Solarzeitalter 3/2011.
- [SenerTec 2012] SenerTec. Karft Wärme Energiesysteme: Dachs. Die Kraft Wärme Kopplung. Technische Daten. http://senertec.de/index.php?eID=tx_nawsecured&u=0&file=uploads/media/4798-092-011_technisches_datenblatt_dachs_01.pdf&t=1330424025&hash=7afe65832fa55dd2fe5f12cdea0f6f11. Stand 27.02.2012.
- [SFV] Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV): Graphische Darstellung der Preisfindung nach dem Merit-Order-Prinzip http://www.sfv.de/fotos/l/bild_1GIF.gif; Stand 24.11.10
- [SFV 2009] Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV): Wind- und Solarstrom senken den Strompreis: Der Merit-Order Effekt. http://www.sfv.de/artikel/wind-_und_solarstrom_senken_den_strompreis_der_merit-order_effekt.htm; Stand 30.11.2010
- [STATIS 2009] Statistisches Bundesamt: Energie auf einen Blick. Ausgabe 2009. Wiesbaden, 2009
- [Umsicht 2009] Fraunhofer UMSICHT: Abschlussbericht für das BMBF Forschungsprojekt Biogaseinspeisung. Band 4. Version 4.17. Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen Magdeburg, Trier, 2009.
- [VDI 2008] Verein Deutscher Ingenieure: VDI 4655. Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Düsseldorf, 2008.
- [VDI 2010] Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2077. Verbrauchskostenerfassung für die Technische Gebäudeausrüstung. Ermittlung der umlagefähigen Wärmeerzeugungskosten von KWK-Anlagen. Düsseldorf, 2010.
- [Wille-Hausmann 2009] Models for optimised operation of heating systems with variable tariffs, CISBAT 2009 - Renewables in a Changing Climate. From Nano to Urban Scale; http://www.colsim.de/demax/Literatur/Wille-Hausmann_paper_CISBAT_2009_final.pdf, Stand 01.02.12