

Forschungsbericht BWPLUS

**Demonstration der Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit
und der Smart-Grid-Potenziale von Virtuellen Kraftwerken
mit Mikro- und Mini-BHKW - mikroVKK**

von

GridSystronic Energy
Sebastian Mayer, Bertfried Fauser,
Bernd Ziemann

Harald Schäffler, Thomas Rasilier
schäffler sinnogy

Anke Weidlich
Hochschule Offenburg

Förderkennzeichen: BWSGD 15001-15003

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

März 2018

Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary	6
2	Kurzfassung	7
3	Einführung	8
3.1	<i>Ausgangslage</i>	8
3.2	<i>Zielsetzung</i>	8
4	Vorgehensweise	9
4.1	<i>Anlagen</i>	9
4.2	<i>Anbindung</i>	11
4.3	<i>Geschäftsmodelle</i>	14
4.4	<i>VKK</i>	15
4.5	<i>Evaluation</i>	15
5	Anlagen	16
5.1	<i>Stadtwerkepartner</i>	16
5.2	<i>Nomenklatur der Energieflüsse und Lieferquoten</i>	16
5.3	<i>Anlagenübersicht</i>	17
5.4	<i>Anwendungsfälle</i>	22
6	Anbindung	22
6.1	<i>Erforderliche Daten</i>	23
6.1.1	<i>Strommenge</i>	23
6.1.2	<i>Wärmemenge</i>	24
6.1.3	<i>Gasmenge</i>	25
6.1.4	<i>Temperaturen Pufferspeicher</i>	25
6.1.5	<i>Raumtemperatur</i>	25
6.1.6	<i>Erforderliche Anlageninformationen</i>	26
6.2	<i>Daten- und Informationsbedarf nach Regelwerk</i>	27
6.3	<i>Anbindungsvarianten</i>	28
6.3.1	<i>Wärmeerzeugungsanlagen</i>	28
6.3.2	<i>PV-Anlagen</i>	30
6.3.3	<i>Wärmemengen- und Stromzähler</i>	30
6.3.4	<i>Temperatursensoren</i>	31
7	Die VKK-Lösung	31
7.1	<i>VKK-Lösung von GridSystronic Energy</i>	31
7.2	<i>Funktionsweise</i>	32
7.2.1	<i>Gerätetypen</i>	33
7.2.2	<i>Monitoring als Basis jeder Steuerung</i>	34
7.2.3	<i>Dashboards als Informations- und Steuerungszentrale</i>	35
7.2.4	<i>Regelwerken und Betriebsweise</i>	35
7.3	<i>Regelwerke</i>	38
7.3.1	<i>Funktionsweise der Regelwerke</i>	39
7.3.2	<i>Regelwerke für Anlagencluster</i>	43
7.3.3	<i>Besonderheiten und Anforderungen bei der Umsetzung</i>	44
7.3.4	<i>Identifizierte Probleme und Chancen</i>	45
7.4	<i>Implementierte und projektierte Regelwerke</i>	45

7.4.1	EPEX-Positive (EPEX-Negative für Wärmepumpen)	46
7.4.2	EPEX-Timeslot	46
7.4.3	EPEX-Reactive (positiv für BHKWs und negativ für Wärmepumpen)	47
7.4.4	EPEX-Trade	48
7.4.5	INTERNAL-Reactive	48
8	Geschäftsmodelle	50
8.1	<i>BDEW-Ampelmodell</i>	50
8.2	<i>Exemplarische Wirtschaftlichkeitsbewertung</i>	52
8.2.1	Rahmenbedingungen	52
8.2.2	Anwendungsfall Mehrfamilienhaus	56
8.2.3	Anwendungsfall Schule	60
8.3	<i>Einspareffekte durch das Regelwerk Preisprofil folgen</i>	64
8.4	<i>Einspareffekte durch Monitoring</i>	68
8.5	<i>Vermarktungschancen</i>	70
9	Evaluation	71
9.1	<i>Methodik</i>	71
9.1.1	Smart Grids-Potenzial	72
9.1.2	Wirtschaftliches Potenzial	76
9.1.3	Klimaschutzpotenzial	78
9.2	<i>Ergebnisse</i>	80
9.2.1	Smart Grids-Potenzial	80
9.2.2	Wirtschaftliches Potenzial	84
9.2.3	Klimaschutzpotenzial	87
9.3	<i>Zusammenfassung</i>	88
10	Ausblick	89
10.1	<i>Projekterkenntnisse</i>	89
10.2	<i>Fortschritte für Wissenschaft und Technik</i>	92
10.3	<i>Verwertbarkeit der Ergebnisse</i>	92
10.4	<i>Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer</i>	95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Übersicht zu den Projektphasen und Arbeitspaketen	9
Abbildung 4-2: Anlagenerfassung	10
Abbildung 4-3: Aktionsplan zur Zähleranbindung	11
Abbildung 4-4: Exemplarisches Anschluss- und Zählerkonzept	12
Abbildung 4-5: Vorgehensweise Erarbeitung der Lasten-/Pflichtenhefte	13
Abbildung 5-1: Übersicht der mikroVKK Praxispartner	16
Abbildung 5-2: Nomenklatur für die Energieflüsse	17
Abbildung 5-3: Anlagentypen und Anzahl an Einzelobjekten	18
Abbildung 5-4: Übersicht über die identifizierten Regelwerke	21
Abbildung 6-1: Anlagenanbindung – erforderliche Daten	23
Abbildung 6-2: Raumtemperatursensor	26
Abbildung 6-3: Anlagenanbindung - Daten/Kommandos	26
Abbildung 6-4: Anlagenanbindung über SPS	29
Abbildung 7-1: Schematischer Hardwareaufbau VKK-System (GSE)	32
Abbildung 7-2: Schema des Monitorings mit nachgelagerter Fehlerbehandlung	34
Abbildung 7-3: Beispielhafte Darstellung eines Home Dashboards	35
Abbildung 7-4: Einteilung von Geräten in Regelklassen	37
Abbildung 7-5: Schematische Darstellung der Interaktion der Anlagen je Regelwerk	39
Abbildung 7-6: Informationsfluss der Regelwerke	40
Abbildung 7-7: Gut berechenbare Modelle und chaotische Systeme	42
Abbildung 7-8: Beispiele für stochastische Systeme	42
Abbildung 8-1: BDEW Ampelmodell	51
Abbildung 8-2: Abschätzung der maximalen Direktlieferquote	57
Abbildung 8-3: Gewinnabschätzung Anwendungsfall MFH	60
Abbildung 8-4: Gewinnabschätzung Schule	64
Abbildung 8-5: Exemplarischer Preisverlauf an der Strombörse	65
Abbildung 8-6: EPEX Börsendaten für das Jahr 2016	67
Abbildung 9-1: Betriebsbereich für den Anlagenbetrieb (thermische Energie)	73
Abbildung 9-2: Grafische Darstellung der Betriebsverzögerungsflexibilität	74
Abbildung 9-3: Grafische Darstellung der Leistungsabrufflexibilität	75
Abbildung 9-4: Evaluationsstufen zur Bewertung des optimalen Betriebs	77
Abbildung 9-5: Durchschnittliche CO ₂ -Intensität der deutschen Stromerzeugung (2016) ...	79
Abbildung 9-6: Jahresverlauf Betriebsverzögerungsflexibilität des BHKW-Cluster (SWU) ...	81
Abbildung 9-7: Jahresverlauf Leistungsabrufflexibilität des BHKW-Cluster (SWU)	81
Abbildung 9-8: Aggregierte Flexibilität und Wärmebedarf in 2016 (SWU)	82
Abbildung 9-9: Jahresverlauf Betriebsverzögerungsflexibilität der Wärmepumpe (IWB)	83
Abbildung 9-10: Jahresverlauf Leistungsabrufflexibilität der Wärmepumpe (IWB)	83
Abbildung 9-11: BHKW-Betrieb und Speichernutzung betrachteter Regelwerke (SWU)	84
Abbildung 9-12: Betrieb und Optimierungsprofile der betrachteten Regelwerke (SWU)	85
Abbildung 9-13: Zielfunktionswerte der BHKW im Zeitraum Februar bis Juli 2017 (SWU) ...	86
Abbildung 9-14: Beispielhafter Wärmepumpeneinsatz in Basel	87
Abbildung 10-1: Erfüllungsgrad der gesteckten Projektziele	93

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Struktur Lastenheft	13
Tabelle 5-1: Übersicht der Anlagenwahl für Anbindung.....	20
Tabelle 5-2: Kategorisierung der Anwendungsfälle.....	22
Tabelle 6-1: Daten- und Informationsbedarf nach Regelwerk.....	27
Tabelle 6-2: Anbindungsarten Wärmeerzeugungsanlagen.....	28
Tabelle 6-3: Anbindungsarten Wärme- und Stromzähler.....	30
Tabelle 7-1: Beschreibung Gerätetyp am Beispiel eines Wärmemengenzählers	33
Tabelle 7-2: Exemplarische Beschreibung der Gerätetypen	33
Tabelle 7-3: Synopsis EPEX-Positive (EPEX-Negative für Wärmepumpen)	46
Tabelle 7-4: Synopsis EPEX-Timeslot.....	47
Tabelle 7-5: Synopsis EPEX-Reactive (positiv für BHKWs und negative für Wärmepumpen).....	47
Tabelle 7-6: Synopsis EPEX-Trade	48
Tabelle 7-7: Synopsis INTERNAL-Reactive	49
Tabelle 8-1: Fördersätze und -Bedingungen KWKG 2012 und KWKG 2016.....	53
Tabelle 8-2: Rahmenbedingungen für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit	54
Tabelle 8-3: Übersicht Tarife und Entgelte (Exemplarisch).....	55
Tabelle 8-4: Variantenvergleich zu Anlagen und Kosten (MFH).....	56
Tabelle 8-5: Lieferquoten in einem MFH mit einem BHKW (9 kW _{el} / 20 kW _{th})	58
Tabelle 8-6: Lieferquoten in einem MFH mit einem BHKW (20 kW _{el} / 40 kW _{th})	59
Tabelle 8-7: Kennwerte der Varianten der Anwendungsfälle Schule.....	61
Tabelle 8-8: Lieferquoten mit einem BHKW (22 kW _{el} / 50 kW _{th})	62
Tabelle 8-9: Lieferquoten mit einem BHKW (70 kW _{el} / 115 kW _{th})	63
Tabelle 8-10: Vorteile durch Anlagenmonitoring	69
Tabelle 8-11: Quantifizierung des Mehrwertes des Monitorings	69

1 Executive Summary

The integration of mini and micro Combines heat and power plants (CHP) in a virtual small power plant (VKK) offers a variety of economic, smart grids and climate protection potentials to support the "Wärmewende". However, an integration of such systems is usually associated with high costs, wherefore usually only plants in higher power classes ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) can reasonably be implemented. Within the framework of the mikroVKK project, the goal therefore was to demonstrate and prove that also CHP plants below $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ can be economically integrated into a virtual small power plant (VKK).

For this purpose GridSystronic Energy (GSE) has developed a special VKK system (gs.system), which was tested, further developed and brought to market readiness under real conditions as part of the project. By configuring the system – which means the installation of simple control boxes (gs.box) as gateway for on-site communication to the system and meter connection, whereas the calculations, simulations and optimization of the control signals is done on the central gs.server - a cost-effective and scalable solution can be realized.

In cooperation with ten municipal utilities as practice partners, different CHP locations were identified and analyzed for their technical suitability and the feasibility of new business models based on intelligent control. For selected objects, such as Schools, district heating networks, multi dweller buildings, GSE realized an implementation of the devices and meters necessary for controlling the system.

The set of rules for the system control, such as "Follow load profile", as the basis for new business models have been developed and adjusted with the practice partners. Based on the possible effects of an intelligent control (e.g. the use of possible flexibilities, stability of the system, postponement of operating times, changes in delivery quotas, etc.), new business models were analyzed in detail. Yet, a prototypical implementation of the business model requirements was omitted within the project due to various reasons, wherefore the evaluation of the smart grid (flexibility, grid-compatible feed-in, etc.) and climate protection potentials (CO_2 reduction) were based on simulated values.

Within the project, the technical feasibility for implementing CHP with an electrical output of up to $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ could be demonstrated. The preparation of a standardized and cost-effective connection solution was, much more time-consuming than originally planned, wherefore a delay of the implementation was caused or to some extent CHP could not be implemented at all. Because of the low data base, the fundamental economic potential of a VKK control could therefore only be evaluated on a theoretical basis. The connection and integration costs depend mainly on the local conditions, wherefore a blanket statement about the general cost-effectiveness is not possible. Through the gained experience and learning processes, however, a considerable cost reduction could already be achieved in the course of the project. New built sites, where the VKK system and its requirements can be planned in advance, the costs of the connection can be reduced. In a next step, it would therefore be necessary to analyze whether the effects determined also occur under real conditions.

2 Kurzfassung

Die Einbindung von Mini- und Mikro-BHKW in ein virtuelles Kleinkraftwerk (VKK) bietet vielfältige wirtschaftliche, Smart-Grids- und Klimaschutzpotentiale zur Unterstützung der „Wärmewende“. Eine Einbindung solcher Anlagen ist bisher jedoch mit zumeist hohen Kosten verbunden, weshalb i.d.R. nur Anlagen in höheren Leistungsklassen ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) umgesetzt werden. Im Rahmen des Projekts mikroVKK wurde deshalb das Ziel verfolgt zu demonstrieren und nachzuweisen, dass auch BHKW-Anlagen unter $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ in ein virtuelles Kleinkraftwerk (VKK) wirtschaftlich einzubinden sind.

GridSystronic Energy (GSE) hat hierfür ein spezielles VKK-System (gs.system) entwickelt, welches im Rahmen des Projekts unter realen Bedingungen erprobt, weiterentwickelt und möglichst zur Marktreife gebracht wurde. Durch die Konfiguration des Systems - d.h. einfache Steuerboxen (gs.box) werden als Gateway für die Kommunikation vor Ort zur Anlagen- und Zähleranbindung verbaut, wohingegen die Berechnungen, Simulationen und Optimierung der Steuersignale auf dem zentralen gs.server erfolgt - lässt sich eine kostengünstige und skalierbare Lösung darstellen.

Zusammen mit zehn Stadtwerken als Praxispartner wurden unterschiedliche BHKW-Standorte identifiziert und auf deren technische Eignung und die Umsetzbarkeit neuer Geschäftsmodelle auf Basis einer intelligenten Steuerung analysiert. Für ausgewählte Objekte, wie z.B. Schulen, Wärmenetze, Mehrfamiliengebäude, wurde durch GSE eine Anbindung der für die Regelung notwendigen Geräte und Zähler realisiert. Regelwerke, wie z.B. „Lastprofil folgen“, als Basis für neue Geschäftsmodelle wurden mit den Praxispartnern abgestimmt und entwickelt. Anhand der Erkenntnisse zu den Effekten der intelligenten Steuerung (z.B. Nutzung von möglichen Flexibilitäten, Stabilität des Systems, Verschiebung der Betriebszeiten, Änderung der Lieferquoten etc.) wurden neue Geschäftsmodelle detailliert analysiert und mit den Praxispartnern prototypisch umgesetzt. Die Evaluation zu den Smart-Grids-Potenzialen (Flexibilität, netzdienliche Einspeisung etc.) sowie die Potenziale zur Unterstützung des Klimaschutzes (CO_2 -Minderung) erfolgte anhand von gemessenen und simulierten Werten.

Während der Projektlaufzeit konnte die technische Anbindbarkeit von BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ demonstriert werden. Die Vorarbeiten für die Erarbeitung einer standardisierten und kostengünstigen Anbindungslösung war jedoch sehr viel zeitintensiver als ursprünglich geplant, weshalb die Anlagen verspätet oder z.T. gar nicht angebunden werden konnten. Wegen der geringen Datenbasis konnten die grundsätzlichen wirtschaftlichen Potenziale einer VKK Steuerung deshalb nur auf theoretischer Basis nachgewiesen werden. Die Anbindungs- und Integrationskosten hängen stark von den örtlichen Gegebenheiten ab, weshalb es hierfür keine pauschale Aussage getroffen werden kann. Durch die gewonnenen Erfahrungen und Lernprozesse konnte jedoch im Laufe des Projektes bereits eine erhebliche Kostenreduktion erzielt werden. Auch bei Neuanlagen, bei denen die Anbindung bereits vorab eingeplant werden kann, können die Kosten der Anbindung stark reduziert werden. Die Smart-Grid-Potenziale und die Klimaschutzpotenziale eines VKK-Einsatzes wurden von der Hochschule Offenburg ebenfalls auf einer theoretischen Basis ermittelt. In einem nächsten Schritt wäre es deshalb notwendig zu analysieren, ob sich die ermittelten Effekte auch unter realen Bedingungen einstellen.

3 Einführung

Das einführende Kapitel widmet sich der Ausgangslage und Motivation für die Durchführung des Projektes sowie eine Beschreibung der generellen Zielsetzung.

3.1 Ausgangslage

Die Einbindung von Mini- und Mikro-BHKW in virtuelle Kraftwerke (VK) bietet vielfältige Smart-Grids- und Klimaschutzpotentiale zur Unterstützung der „Wärmewende“. Einer Marktverbreitung für Systeme zur Steuerung solcher Anlagen stehen aber unterschiedliche Hemmnisse entgegen, wie z.B. die hohen kommunikationsseitigen Anschluss- und Integrationskosten, Informationsdefizite bei den Endkunden sowie aktuelle regulatorische Anforderungen. Daher werden derzeit zumeist nur Anlagen in höheren Leistungsklassen ($> 500 \text{ kW}_{el}$) in VKK eingebunden und für Systemdienstleistungen wie z.B. Regelleistung genutzt.

3.2 Zielsetzung

Im Rahmen des Projekts **mikroVKK** wird das Ziel verfolgt zu demonstrieren und nachzuweisen, dass auch BHKW-Anlagen unter 100 kW_{el} in ein virtuelles Kleinkraftwerk (VKK) wirtschaftlich einzubinden sind. Hierfür sollen verschiedenen marktdienlichen und netzdienlichen Betriebsführungsstrategien auf deren technische Umsetzbarkeit und den wirtschaftlichen Mehrwert untersucht werden.

Im Zuge des Projekts wird deshalb die technische Machbarkeit und die geringen Anbindungs- und Integrationskosten für BHKW in kleinen Leistungsklassen ($< 100 \text{ kW}_{el}$) demonstriert. Zudem soll die Wirtschaftlichkeit der VKK-Einbindung von Mini- und Mikro-BHKW im Feldbetrieb unter Einsatz von unterschiedlichen marktbasierenden und netzdienlichen Geschäftsmodellen untersucht werden. Dazu werden die Smart-Grids-Potentiale (Flexibilität, netzdienliche Einspeisung etc.) sowie die Potenziale zur Unterstützung des Klimaschutzes (CO_2 -Minderung) ermittelt. Die zentrale Innovation des eingesetzten VKK-Systems ist der „selbstlernende“ und „selbstheilende“ Steuerungsalgorithmus, dessen Vorteile im Zuge des Projektes unter Realbedingungen erprobt und demonstriert werden soll.

Die Ergebnisse helfen, den aktuell stockenden Zubau von Mikro- und Mini-BHKW wieder zu forcieren, die großen Smart-Grids- und Klimaschutzpotentiale zu erschließen und somit die Ausbauziele der Landesregierung im KWK-Bereich zu unterstützen.

4 Vorgehensweise

Das Projekt teilt sich in die fünf Arbeitsschwerpunkte Anlagen, Anbindung, Geschäftsmodell (GEMO), Virtuelles Kleinkraftwerk (VKK) und Evaluation. Jeder der Schwerpunkte lässt sich wiederum in die fünf Projektphasen Konzeption, Planung, Realisierung, Betrieb und Evaluierung einteilen (vgl. Abbildung 4-1). Die farbliche Codierung gibt Aufschluss darüber, welcher der Projekt- bzw. Praxispartner federführend für die Umsetzung des jeweiligen Schwerpunktthemas verantwortlich ist.

Phase	Konzeption	Planung	Realisierung	Betrieb	Evaluierung
Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> Sichtung Anlagenpark Vorauswahl 	<ul style="list-style-type: none"> Festlegung der Objekte für VKK 	<ul style="list-style-type: none"> Realisierung baulicher Maßnahmen 	-	-
Anbindung	<ul style="list-style-type: none"> Sichtung Zähler/Nebenanlagen TK Verbindung 	<ul style="list-style-type: none"> Mess- und Anschlusskonzept TK-Konzept Lasten-/Pflichtenhefte 	<ul style="list-style-type: none"> Anschluss an TK und GridBox 	-	-
GEMO	<ul style="list-style-type: none"> Bisheriges GEMO Neues GEMO Regelwerke 	<ul style="list-style-type: none"> Simulation Ausarbeitung GEMO Produkt BIC 	<ul style="list-style-type: none"> Implementierung der Geschäftsprozesse Schnittstellen Abrechnung Kundenakquise 	-	<ul style="list-style-type: none"> Bewertung GEMO
VKK	-	<ul style="list-style-type: none"> Implementierung Anlagentypen Entwicklung Regelwerke 	<ul style="list-style-type: none"> Einbindung Monitoringbetrieb 	<ul style="list-style-type: none"> Regelbetrieb Monitoring & Analyse 	-
Evaluation	-	<ul style="list-style-type: none"> Evaluations-konzept 	<ul style="list-style-type: none"> Schnittstellen Realisierung Evaluationskonzept 	<ul style="list-style-type: none"> Daten-übertragung 	<ul style="list-style-type: none"> Auswertung

■ Praxispartner
 ■ GridSystronic Energy
 ■ schäffler sinnogy
 ■ Hochschule Offenburg

Abbildung 4-1: Übersicht zu den Projektphasen und Arbeitspaketen

Die einzelnen Arbeitsschwerpunkte sowie die jeweiligen Projektphasen werden in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

4.1 Anlagen

In der **Konzeptionsphase** wurden mögliche Anlagen und Anwendungsfälle zusammen mit den Praxispartnern gesichtet, die technische Umsetzbarkeit sowie deren Aufwand (z.B. Anbindbarkeit der Aggregate, Verfügbarkeit und Auslesbarkeit der Zähler, Umbau der Zählerstruktur und der Stromverteilung etc.) geprüft. Zudem wird zusammen mit dem Praxispartner eruiert, welches neue Geschäftsmodell für die Anlage wirtschaftlich sinnvoll sein könnte. Die Vorgehensweise wird in nachfolgender Grafik beschrieben (vgl. Abbildung 4-2).



Abbildung 4-2: Anlagenerfassung

Die Erfassung der möglichen Anlagen sowie der aktuellen bzw. zukünftigen Geschäftsmodelle wird anhand eines Fragebogens durchgeführt. Dieser wird den Praxispartnern bereitgestellt bzw. zusammen mit den jeweiligen Partnern besprochen und komplettiert. Der Fragebogen gibt Informationen zu folgenden Punkten:

- **Anschrift und Art des Objektes**, in dem die Anlage steht bzw. welches die Anlage versorgt.
- **Versorgungsanlage** (Hersteller, Leistungsklasse, genutzte Technologien (z.B. BHKW, Kessel, Speicher, Wärmepumpe etc.), Baualter etc.)
- **Kommunikationsschnittstelle** bzw. Vorhandensein einer übergeordneten Schnittstelle
- **Betriebszeiten/Energieerzeugung** der Aggregate
- **Aktuelles Geschäftsmodell** (Stromvermarktung)
- Mögliches **neues Geschäftsmodell**

Eine erste Potenzialabschätzung erfolgt im zweiten Schritt. Hierbei sind speziell die aktuelle Betriebsweise und das derzeitige Erlösmodell von Interesse, da beispielsweise die Möglichkeiten für einen flexiblen Betrieb der Anlagen bei zu langen Laufzeiten sehr eingeschränkt sind.

Im dritten Schritt werden die Anlagen besichtigt, um die örtlichen Gegebenheiten kennenzulernen und auf Basis dessen den Aufwand zur Anbindung bewerten zu können. Wichtige Aspekte, die im Zuge der Besichtigung geklärt werden sollten sind:

- **Anlagensteuerung** (wird übergeordnete Steuerung genutzt, oder erfolgt die Steuerung einzelner Aggregate)
- **Schnittstellen zur Steuerung** bzw. den Anlagen (z.B. I/O Anbindung, Bus-Anbindung etc.)
- **Verfügbarkeit von Zählern bzw. Anbindungsaufwand** (z.B. sind die Zähler bereits auf einer zentralen Steuerung aufgeschaltet, sind die Schnittstellen der Zähler nutzbar etc.)
- **Räumliche Gegebenheiten** (z.B. sind die Anlagen und die Zähler räumlich getrennt, wie kann Verkabelung erfolgen, müssen Besonderheiten (z.B. Feuerschutzwände) berücksichtigt werden etc.)

Die Bewertung und Darstellung des Anbindungsaufwandes dient den Anlagenbetreiber als Richtwert, um eine wirtschaftliche Entscheidung hinsichtlich der Einbindung und Umsetzung zu treffen.

In der **Planungsphase** werden auf Basis der Erkenntnisse aus den vorangegangenen Schritten die sinnvollen Objekte festgelegt und die Schritte für die Anbindung vorbereitet.

Die **Realisierungsphase** widmet sich den erforderlichen Maßnahmen zur Anbindung der Anlagen und der Zähler an das VKK System der GridSystronic Energy (GSE) sowie den möglicherweise weiterführenden Umbaumaßnahmen zur Umsetzung des angestrebten neuen Geschäftsmodells (z.B. Umbau des Netzanschlusses zur Realisierung einer Direktlieferung). Während des Projektverlaufes hat sich gezeigt, dass die Praxispartner die Regelwerke zur Umsetzung der neuen Geschäftsmodelle im ersten Schritt nur theoretisch bewerten wollen. Weiterführende bauliche Maßnahmen am Stromnetz oder der Zählerinfrastruktur sollen bei im zweiten Schritt umgesetzt werden, sofern die Ergebnisse zufriedenstellend sind.

4.2 Anbindung

Die **Konzeptions- und Planungsphase** im Arbeitspaket Anbindung vertieft und konkretisiert die Arbeiten des vorangegangenen Arbeitspaketes. Die Erkenntnisse bzgl. der vorhandenen und nutzbaren Schnittstellen zu den Anlagen und den erforderlichen Zählern/Sensoren werden zu einem Aktionsplan zusammengefasst. Dieser beinhaltet die räumliche Anordnung der Anlagen und Zähler, eine Übersicht der anzubindenden Zähler und Sensoren sowie jeweilige technische Anbindungsart (vgl. Abbildung 4-3). Die Telekommunikationsanbindung (TK-Anbindung) ist ebenfalls ein essentieller Bestandteil, da eine stabile Kommunikation mit dem Server zur Übermittlung der Statusdaten und Regelbefehle grundlegend für eine erfolgreiche Umsetzung der neuen Regelwerke ist. Es muss somit geklärt werden, ob eine kabellose oder kabelgebundene Übertragung möglich und sinnvoll ist. Eine genaue Übersicht über die Anforderungen der Anlagen und Zähler wird in Kapitel 6 gegeben.

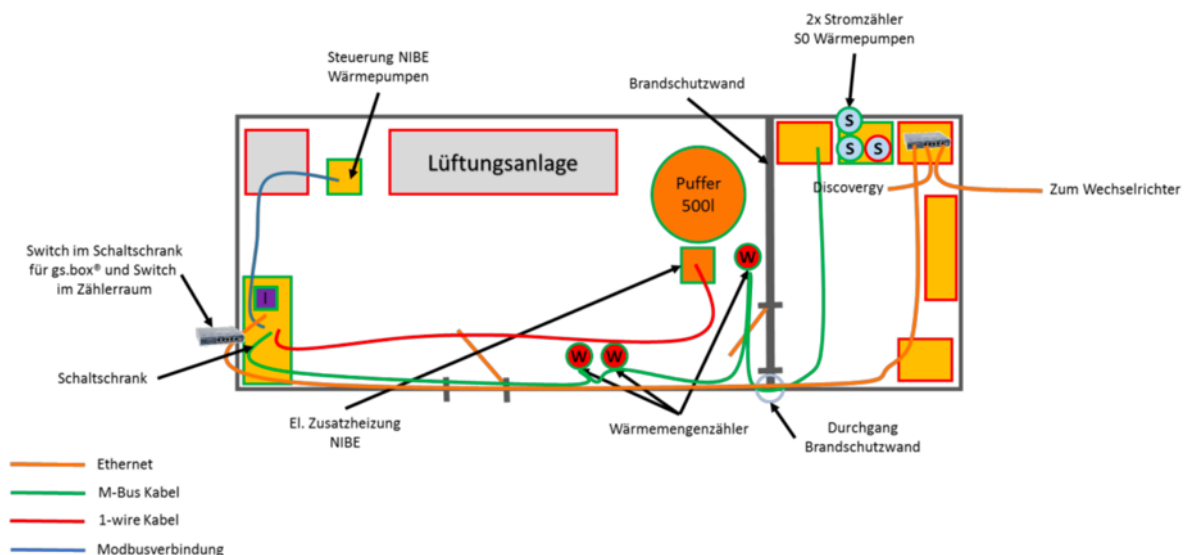


Abbildung 4-3: Aktionsplan zur Zähleranbindung

Das Anbindungskonzept enthält auf Basis der Erkenntnisse über die Anlage und Zählerstruktur (z.B. durch die vor-Ort Begehung, Informationen der Kunden etc.) die Informationen zur Verkabelung, zu Schnittstellen, zu notwendigen Zusatzkomponenten und der Installation bzw. des Einbaus der einzelnen Komponenten.

Im Laufe des Projektes hat sich gezeigt, dass speziell die Anlagenanbindung, d.h. die Identifizierung der lokal vorhandenen Regelung und der Klärung der möglichen Schnittstellen, ein sehr zeitintensiver Bestandteil ist, weshalb die Erfahrungen und Lerneffekte für eine standardisierte und effizientere Gestaltung dieses Arbeitsschrittes im Vorfeld der tatsächlichen Markteinführung sehr wertvoll sind.

Für die Umsetzung bestimmter Geschäftsmodelle sind Umbaumaßnahmen am Stromnetzanschluss bzw. hinsichtlich der Zählerinfrastruktur notwendig. Für entsprechende Objekte ist ein Anschluss- und Zählerkonzept (vgl. Abbildung 4-4) zu erstellen sowie adäquate Mess- und Bilanzierungsregeln zu entwickeln.

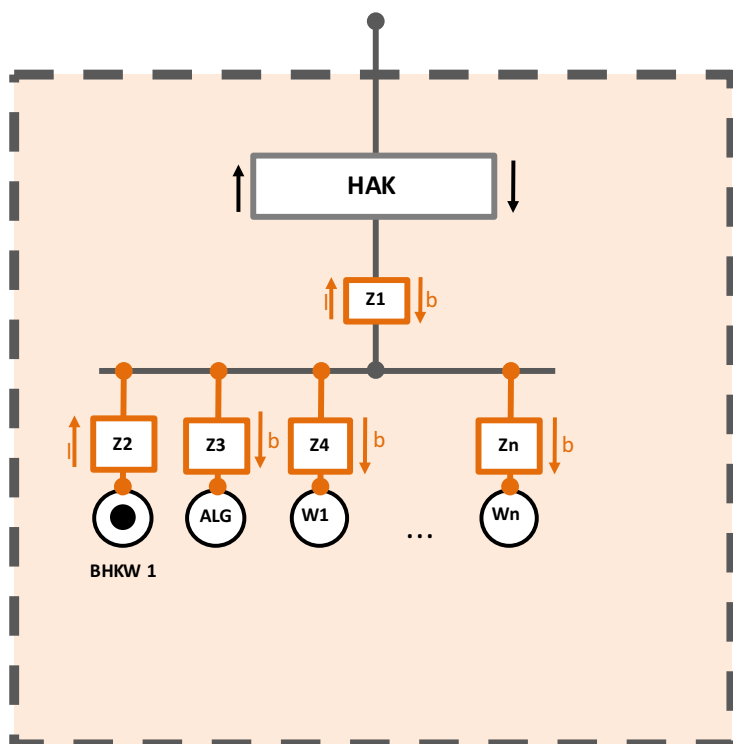


Abbildung 4-4: Exemplarisches Anschluss- und Zählerkonzept

Die Lasten- und Pflichtenhefte, die die Erfordernisse, Rahmenbedingungen und Leistungen festschreiben, sind ein weiterer zentraler Punkt im Vorfeld der Planung. Nachfolgende Abbildung 4-5 beschreibt die Vorgehensweise zur Erarbeitung dieser Dokumente.

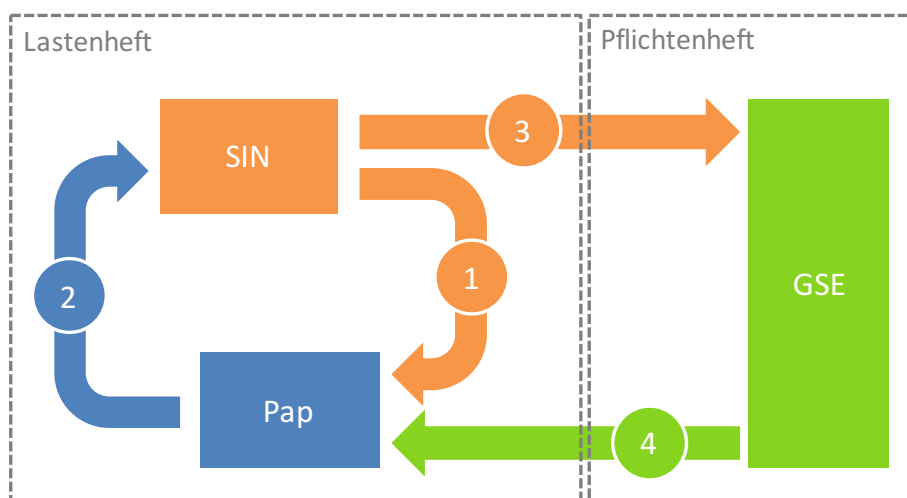


Abbildung 4-5: Vorgehensweise Erarbeitung der Lasten-/Pflichtenhefte

Im ersten Schritt werden die Lastenhefte, die das Projekt und die Anforderungen aus Sicht des Kunden beschreiben, angefertigt. Hierfür wurde durch sinnogy und GSE eine Struktur, die Informationen zu folgenden Aspekten liefert, erarbeitet (vgl. Struktur Lastenheft). Die Inhalte werden nachfolgende iterative zusammen mit dem Praxispartner (Pap) erarbeitet und konsolidiert. Abschließend erfolgt eine Prüfung auf Verständlichkeit und Vollständigkeit seitens GSE.

Tabelle 4-1: Struktur Lastenheft

Inhalt	Beschreibung
Zielsetzung	Kurzbeschreibung der Ziele, die der Kunde mit dem Einsatz der VKK-Lösung erreichen möchte
Anlagenbeschreibung	
Objekt	Beschreibung des Betrachtungsobjekts (z.B. Anzahl und Art der Gebäude, Art der Nutzung, Ist ein Wärmeverbund vorhanden etc.)
Anlage	Beschreibung der Anlage bzw. Anlagenkombination (Anzahl und Typ der Anlagen, Spezifikation und Art der Regelung der Anlage)
Lasten im Objekt	Beschreibung der Lasten im Objekt (Hochzeiten, saisonaler Verlauf, Charakteristik etc.)
Betriebsweise	Beschreibung der aktuellen Betriebsweise und Laufzeiten etc. sowie der Hydraulik
Regelwerk	

Zielgrößen	Verbale Beschreibung der Größe(n), auf die das VKK hin optimieren soll (z.B. Optimierung der Direktlieferquote)
VKK Führungsgrößen	Die VKK-Führungsgröße ist die Inputgröße für die Optimierung der Betriebsweise des Systems (z.B. elektrische Last im Objekt)
Hydraulische Führungsgrößen	Die hydraulische Führungsgröße ist die zentrale lokale Inputgröße für die Regelung der Hydraulik (z.B. Temperatursensoren, Wärmemengenzähler etc.)
Randbedingungen	Beschreibung der Randbedingungen (z.B. Laufzeiten, KWK-Anteil etc.), die für die Betriebsführung erfüllt werden müssen
Technische und Wirtschaftliche Erfolgskriterien	Beschreibung wie der Erfolg des Einsatzes der VKK-Lösung aus technischer (z.B. Zuverlässigkeit, Prognosegenauigkeit etc.) und wirtschaftlicher (z.B. Return of Invest etc.) Sicht bewertet wird
Dashboard	
Rechtevergabe	Beschreibung der Rechteverwaltung für das Dashboard
Zugänglichkeit	Beschreibung des Zugriffs auf das Dashboard
Schnittstellen/ Datenübertragung	Beschreibung der Schnittstellen, die zur Information und Datenübertragung vom VKK-System erforderlich sind

Im Pflichtenheft werden Aspekte des Lastenhefts aufgegriffen und in konkreter Form als Basis für die Umsetzung beschrieben. Das Pflichtenheft ist das für den Kunden und Auftragnehmer bindende Dokument, weshalb sämtliche Inhalte zu diesem Zeitpunkt final festgelegt sein müssen. Das Pflichtenheft dient als Leitlinie für die weiterführende Entwicklung der Regelwerke.

In der **Realisierungsphase** erfolgt die Anbindung der Anlagen sowie Zähler und Sensoren. Auf Basis der zuvor erstellten Aktionspläne für die Anbindung (vgl. Abbildung 4-3) muss der jeweilige Standort seitens der Praxispartner für die Installation der Komponenten von GSE vorbereitet werden.

4.3 Geschäftsmodelle

Die **Konzeptionierung** beschäftigt sich mit der Erfassung und Bewertung des aktuellen Geschäftsmodells (GEMO) bzw. des gewünschten neuen GEMO. Hierzu gehören die Kenntnisse der aktuellen Betriebsweise und Optimierungsstrategie der Anlagen sowie der Vermarktungsgrundsätze (z.B. Volleinspeisung, Tarife für Kunden etc.). Anhand der Kenntnisse des neuen GEMO, werden die Rahmenbedingungen und Grundlagen für ein adäquates Regelwerk für dessen Umsetzung festgelegt.

In der **Planungsphase** erfolgt eine simulative Bewertung der Geschäftsmodelle sowie der möglichen zusätzlichen Ertragsaussichten. Aus den Ergebnissen werden die Grundlagen (Tarifstruktur etc.) für das Geschäftsmodell Produkt abgeleitet und iterative unterschiedliche Business Cases (BIC) gerechnet.

In der **Realisierungsphase** ist geplant die Geschäftsmodelle in der Praxis umzusetzen, wofür die Implementierung der Geschäftsprozesse (Abrechnung, Bilanzierung etc.) und die Festlegung und Realisierung der erforderlichen Schnittstellen werden muss. Eine abschließende Bewertung der Effekte, Erfolgsaussichten und Verbesserungspotenziale sollte in der Evaluationsphase erfolgen.

Ursprünglich war eine Vorabbewertung der möglichen neuen Geschäftsmodelle im Zuge der Anlagenbestimmung geplant. Es hat sich herausgestellt, dass diese Bewertung aufgrund zumeist lückenhafter Daten aus dem bisherigen Anlagenbetrieb sowie der fehlenden Kenntnisse bzgl. der Effekte durch die VKK-Steuerung nur bedingt möglich ist, weshalb eine entsprechende Analyse innerhalb des Projektes zeitlich nach Hinten rückt und mit der Datenakquisition im Regelbetrieb zusammenfällt.

4.4 VKK

Die Entwicklung sowie die Tests der Regelwerke ist ein zentraler Bestandteil innerhalb der **Planungsphase**. Der Entwicklung der Regelwerke für die neuen Betriebsmodelle der Anlagen liegen Kenntnisse der bisherigen Regelung und der lokalen hydraulischen Verschaltung zugrunde. Ein weiterer Punkt ist die Erstellung des Evaluationskonzepts, das in die drei Aspekte Ökonomische-, Klimaschutz- und Smart-Grids-Potenziale unterschieden wird (vgl. Kapitel 0). Neben einer eingehenden Literaturrecherche und Grundlagenermittlung werden entsprechende Bewertungsmethoden und –tools seitens der Hochschule Offenburg erarbeitet.

Im **Betrieb** werden die Anlagen vom Monitoring- in den Regelbetrieb überführt, wobei die Implementierung der vorab getesteten Regelwerke notwendig ist. Eine kontinuierliche Überwachung des Betriebs und eine Bewertung der Effekte der VKK-Steuerung wird für die einzelnen Anlagen durchgeführt, um mögliche Schwachstellen und Verbesserungspotenziale zu erfassen und das Regelwerk bei Bedarf nachzubessern. Zusätzlich wird eine unabhängige Evaluation durch die Hochschule Offenburg angestellt. Entsprechende Schnittstellen zur Datenübermittlung werden im Vorfeld definiert und umgesetzt.

4.5 Evaluation

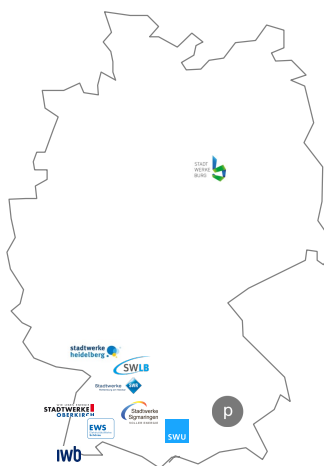
Die **Evaluationsphase** dient der Auswertung der gewonnenen Daten und der Analyse der drei Themenbereiche „Wirtschaftlichkeit“, „Flexibilisierungspotenzial“ und „Klimaschutz Effekt“, die durch die Hochschule Offenburg durchgeführt wird.

Eine detaillierte Beschreibung der Arbeitsschritte sowie der genutzten Methoden für die Bewertung der einzelnen Themenbereiche wird in Kapitel 0 beschrieben.

5 Anlagen

5.1 Stadtwerkepartner

Neben den drei Projektpartnern, GridSystronic Energy (GSE), der Hochschule Offenburg (HSO) und schäffler sinnogy (SIN) waren zehn Praxispartner (Pap) involviert. Eine Übersicht über die Praxispartner zeigt nachfolgende Abbildung 5-1. Ein Großteil der Praxispartner ist in Baden-Württemberg angesiedelt. Die Teilnehmerliste wird durch Polarstern Energie aus München, den Stadtwerken Burg sowie den Industriellen Werken Basel komplettiert.

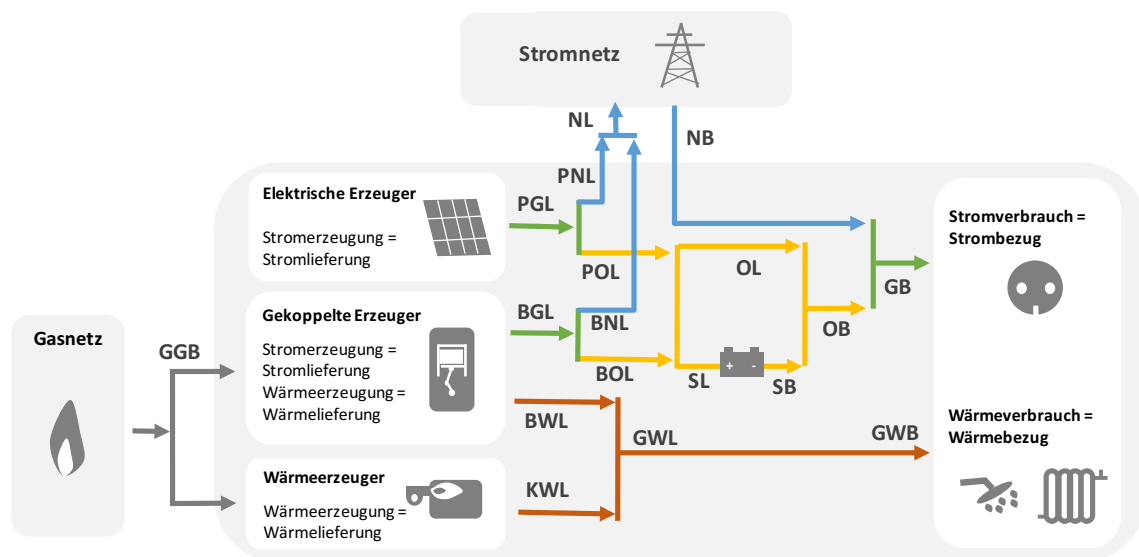


1. Elektrizitätswerke Schönau (EWS)
2. Industrielle Werke Basel (IWB)
3. Polarstern Energie GmbH (PSE)
4. Stadtwerke Burg (SWB)
5. Stadtwerke Heidelberg (SWHD)
6. Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim (SWLB)
7. Stadtwerke Oberkirch (SWOB)
8. Stadtwerke Rottenburg (SWR)
9. Stadtwerke Sigmaringen (SWS)
10. Stadtwerke Ulm (SWU)

Abbildung 5-1: Übersicht der mikroVKK Praxispartner

5.2 Nomenklatur der Energieflüsse und Lieferquoten

Hinsichtlich der Energieflüsse werden in den nachfolgenden Kapiteln unterschiedliche Begrifflichkeiten genutzt. Die Nomenklatur dieser Begriffe zeigt Abbildung 5-2. Dabei werden Energieflüsse die von einem Objekt wegführen als „Lieferung“ bezeichnet, sowie Energieflüsse, die zu einem Objekt hinführen, als „Bezug“. In diesem Sinne sind die Energieflüsse „Objektlieferung“ sowie „Objektbezug“ identisch. Weiterhin werden die Energieflüsse für Strom nicht, die Energieflüsse für Wärme und Gas hingegen mit einem gesonderten Buchstaben gekennzeichnet.



GGB = Gesamtgasbezug

PGL = PV-Gesamtstromlieferung; BGL = BHKW-Gesamtstromlieferung; PNL = PV-Netzliefrierung; POL = PV-Objektlieferung;

BOL = BHKW-Objektlieferung; NL = Netzliefrierung; NB = Netzbezug; OL = Objektlieferung; SL = Speicherlieferung;

SB = Speicherbezug; OB = Objektbezug; GB = Gesamtbezug

GWL = Gesamtwärmelieferung; GWB = Gesamtwärmebezug; BWL = BHKW-Wärmebezug; KWL = Kessel- Wärmebezug

Abbildung 5-2: Nomenklatur für die Energieflüsse

5.3 Anlagenübersicht

Durch die Teilnahme der zehn Praxispartner ergibt sich eine Vielzahl an unterschiedlichen Anlagenkonstellationen und Anwendungsfällen. Eine Übersicht der für das Projekt in Betracht gezogenen Anlagen wird in Abbildung 5-3 dargestellt. Insgesamt wurden 32 Einzelprojekte für die Anwendung der VKK-Lösung bewertet.

Ein Großteil der Anlagen liegt in einem Leistungsbereich von unter 50 kW_{el}. Um die Leistungsfähigkeit der VKK-Lösung zu demonstrieren, wurden jedoch auch Anlagen im größeren Leistungsbereich in Betracht gezogen. Zudem sollen weitere Anlagentechnologien (z.B. Photovoltaik (PV), Batteriespeicher (BSS), Wärmepumpen (WP)) berücksichtigt werden.

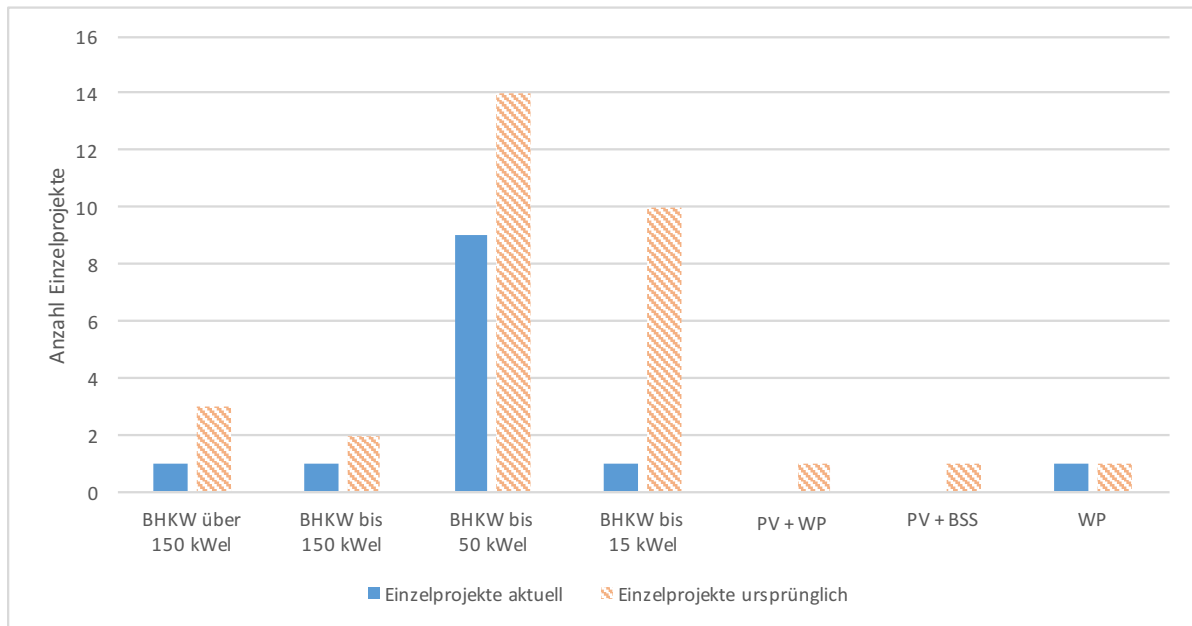


Abbildung 5-3: Anlagentypen und Anzahl an Einzelobjekten

Die Grafik unterscheidet in tatsächlich umgesetzte (blauer Balken) und ursprünglich geplante Projekte (orange schraffierte Balken). Dass im Zuge der Projektlaufzeit einige der Projekte nicht umgesetzt werden konnten, hatte folgende Gründe.:

- Restriktionen/fehlende Auskunftsbereitschaft seitens der BHKW-Anbieter.** Die Kooperationsbereitschaft der BHKW-Anbieter war sehr unterschiedlich ausgeprägt. Manche Anbieter waren hinsichtlich der notwendigen Informationen zu den Schnittstellen für die Anbindung bzw. die teils notwendigen Arbeiten für die Vorbereitung der Anlagen zur Anbindung sehr aufgeschlossen und hilfsbereit. Andere Anbieter sahen eine Anbindung der Anlagen an ein virtuelles Kraftwerk eher kritisch. Sie befürchteten, die „Hoheit“ über die Anlagen durch die externe Steuerung weitestgehend zu verlieren und dass ungewollte bzw. für die Aggregate schädliche Zustände hervorgerufen werden. In diesem Punkt waren intensive Gespräche und Überzeugungsarbeit notwendig, beispielsweise, um die Funktionsweise und die Suddominanz der Steuerung verständlich zu machen.
- Restriktionen/fehlende Auskunftsbereitschaft seitens der Anbieter von übergeordneten Steuerungen (ÜSt).** Diese Unternehmen haben die VKK-Lösung von GSE zu Beginn primär als Konkurrenz wahrgenommen, weshalb Vorbehalte entstanden. In diesen Fällen war ebenfalls ein verstärkter Kommunikationsbedarf erforderlich. Es hat sich zudem gezeigt, dass die Gespräche sehr viel effizienter gestaltet werden konnten, sobald die Stadtwerke mit einbezogen wurden bzw. die Kommunikation direkt übernommen haben, da hierdurch naturgemäß eine höhere Verbindlichkeit geschaffen werden konnte.
- Zeitintensive Lern- und Abstimmungsprozess.** Zudem musste im Laufe des Projektes von alle Beteiligten ein gewisser Lernprozess durchschritten werden, weshalb zusätzlicher Abstimmungs- und Informationsbedarf entstand. Durch die gewonnenen Erfah-

rungen konnten größtenteils standardisierte Prozesse und Anbindungsprodukte entwickelt werden, die eine wesentliche Zeiteinsparung bei Markteinführung mit sich bringen.

- **Geringe Priorität bzw. unklar Zuständigkeiten bei den Praxispartnern:** Teilweise stand das Projekt mikroVKK bei den Praxispartnern im Wettbewerb mit anderen Aufgaben, weshalb nicht die erforderlichen Ressourcen bereit gestellt und Verantwortlichkeiten festgelegt werden konnten. Dies hat die eh schon komplizierten Prozesse nochmals zusätzlich erschwert. Eine wesentliche Erkenntnis des Projekts ist deshalb, dass für die Umsetzung klare Zuständigkeiten und verbindliche Zeitpläne vorab festzulegen sind.
- **Ressourcenverfügbarkeit bei GSE:** Teilweise reichten die Ressourcen bei GridSystronic Energy nicht aus, um alle Projekte mit dem erhöhten Aufwand parallel bedienen zu können. Somit musste auch auf einzelne Anlagen priorisiert werden.
- **Unvorhergesehene Zusatzkosten für Anlagenanbindung:** Unvorhergesehene Zusatzkosten machten es zum einen erforderlich, eine kostengünstigere Anbindungslösung zu identifizieren, zu testen und umzusetzen, zum anderen mussten mögliche Mehrkosten kommuniziert und eine Übernahme mit den Praxispartnern abgestimmt werden. Teils konnten Anlagen wegen den höheren Zusatzkosten nicht angebunden werden.
- **Hoher Anbindungsbedarf:** Der generell in der Praxis sehr hohe Anbindungsaufwand wurde von allen Beteiligten unterschätzt.

In Tabelle 5-1 wird eine Übersicht über die Gesamtanzahl der für das Projekt in Betracht gezogenen Anlagen je Praxispartner sowie dem Anbindungsstatus gezeigt.

Tabelle 5-1: Übersicht der Anlagenwahl für Anbindung

Praxispartner	Anlage/Objekt	Anbindung	Kommentar
EWS	Tennental	✓	Anbindung an Üst. von Aqotec erfolgt
	Wiederstraße	✗	Wurden zeitlich hinten angestellt, da zuerst Erfahrungen bei einem Objekt gesammelt werden sollten. Konnten wegen der zeitlichen Verzögerung bei der Anbindung der Anlage „Tennental“ nichtmehr im Projektrahmen umgesetzt werden.
	Wärmenetz Zell – Heizzentrale	✗	
	Wärmenetz Zell – Benninger	✗	
	Wärmenetz Zell – Seniorenheim	✗	
IWB	Nahwärmenetz - Theodorschule	✓	Anbindung an bestehende SPS erfolgt
PSE	Ilse-Fehlinger-Straße	✗	Keine Anbindung, da Abstimmungsprozesse zu langwierig
SWB	Niegripper Chaussee - Burg	✗	Keine Anbindung, da Anlagenwahl zu langwierig war und Anlagen durch lange Laufzeiten zu geringe Flexibilitätspotenziale aufweisen
	Werderstraße - Genthin	✗	
	Wienerstraße - Magdeburg	✗	
SWHD	St. Leon	✗	Keine Anbindung der Anlagen, wegen • langwieriger Anlagenwahl • Zeitaufwändiger Schnittstellenklärung
	Heilbad Köpfel	✗	
	Tiergarten Heidelberg	✗	
	Blaue Heimat	✗	
	Feuerwehr Wieblingen	✗	
SWLB	Neue Mitte Asperg	✓	Anbindung an Üst. von AVAT erfolgt
	Wernerstraße	✓	Anbindung über Comuna Metall Schnittstelle erfolgt
	Neckartalblick	✓	Anbindung an Üst. von AVAT erfolgt
	Holzgrundareal	✓	Anbindung an Üst. von AVAT erfolgt
	Heilbad	✗	Keine Anbindung, da andere Anlagen höhere Priorität haben
SWOB	Marktplatz	✓	Anbindung über Comuna Metall Schnittstelle erfolgt
	Hans-Furler Gymnasium	✓	Anbindung über Comuna Metall Schnittstelle erfolgt
	Seniorenzentrum	✓	Anbindung über Viessmann Schnittstelle erfolgt
	Obere Höhe	✓	Anbindung über Comuna Metall Schnittstelle erfolgt
	Heimkehrerstraße	✓	Anbindung über Comuna Metall Schnittstelle erfolgt
SWR	Kreuzerfeldschule	✗	Keine Anbindung der Anlagen, wegen • Zeitaufwändiger Schnittstellenklärung • hohen Kosten der Anbindung durch lokalen MSR-Dienstleister
	Eugen-Bolz Gymnasium	✗	
	Hospital zum Heiligen Geist	✗	
	Seniorenwohnheim Ergenzingen	✗	
	Kreuzerfeld Süd	✗	
SWS	Geschwister-Scholl-Schule	✓	Anbindung über Comuna Metall Schnittstelle erfolgt
	Grund- und Hauptschule Laiz	✗	Keine Anbindung, da erste Erfahrungen mit einem Objekt gewonnen werden sollen.
	Hohenzollern Gymnasium	✗	
	Jugendherberge	✗	
	Gaswerk Hanfertal	✗	
SWU	Heizkraftwerk Bradleystraße + BHKW Senden	✓	Anbindung über Koppel SPS an Leitwarte des Heizkraftwerkes Bradleystraße erfolgt
	Lindenhöhe	✗	Keine Anbindung, da erste Erfahrungen mit einem Objekt gewonnen werden sollen.
	Jungingen	✗	

Die nachfolgenden Kapitel beinhalten Informationen zu den unterschiedlichen GEMO, die derzeit bereits genutzt werden bzw. die zukünftig von Interesse sein könnten, um die Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Den zukünftigen Geschäftsmodellen liegen dabei unterschiedliche Regelwerke zugrunde, die das Ziel haben, den Anlagenbetrieb anhand einer vorab festgelegten Führungsgröße zu optimieren. Mit den Praxispartnern wurden im Vorfeld der Anlagenwahl und –begehung unterschiedliche Regelwerke diskutiert, die für einen optimierten Betrieb der Anlagen in Frage kommen. Eine Auflistung dieser Regelwerke und der prozentualen Aufteilung zeigt Abbildung 5-4.

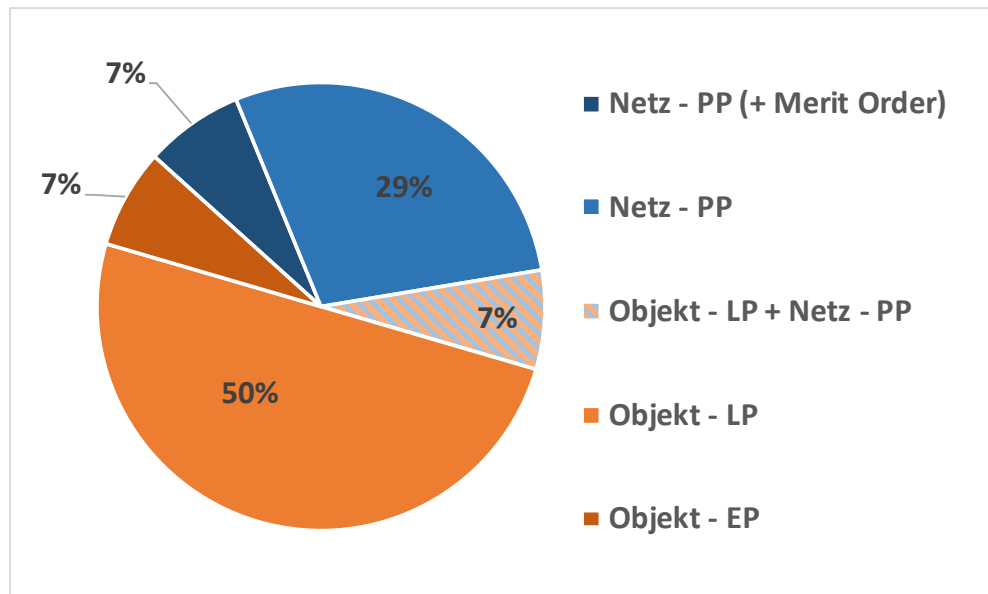


Abbildung 5-4: Übersicht über die identifizierten Regelwerke

Es haben sich drei Hauptregelwerke herauskristallisiert:

- **Preisprofil folgen auf Netzebene (Netz – PP):** Das Ziel des Regelwerkes ist es, den **Deckungsbeitrag** der Anlage, der sich aus der Differenz der Erlöse und der variablen Kosten ergibt, zu maximieren. Die Führungsgröße des Regelwerks ist beispielsweise der Day-ahead Preis an der EEX. Die Anlage wird dabei prognosebasiert so geregelt, dass die Betriebszeiten möglichst gut mit den Zeiten hoher Börsenpreise korrelieren und eine Netzlieferrung bei niedrigen bzw. negativen EEX Preisen vermieden wird.
- **Lastprofil folgen auf Objektebene (Objekt – LP):** Das Regelwerk hat das Ziel die **Direktlieferquote**, die sich aus dem Quotient der Objektlieferung zur gesamten Stromerzeugung des BHKWs ergibt, im Objekt z.B. Wohngebäude, Gewerbebetriebe etc.) zu maximieren. Bei diesem Regelwerk wird die Führungsgröße durch die Strombezug des Objektes beschrieben. Der Strombezug wird anhand der Erfassung des Erzeugungs- und des Übergabezählers ermittelt und mittels der Lernprozesse prognostiziert. Dies bedeutet, dass die Betriebszeiten der Erzeugungsanlage möglichst in Zeiten hoher elektrischer Last fallen sollen.
- **Einspeiseprofil folgen auf Objektebene (Objekt – EP):** Das Ziel dieses Regelwerkes besteht darin, die **Direktbezugsquote** zu maximieren. Die Direktbezugsquote berechnet

sich aus dem Quotient des Anteils des direktgelieferten Stroms (z.B. durch eine PV-Anlage) und des Gesamtstrombezugs der Anlage (z.B. Wärmepumpe). Dieses Regelwerk ist eine Umkehr des Regelwerks „Objekt – LP“, da in diesem Fall die Erzeugungsanlage nicht gesteuert werden kann, im Gegensatz zur Last. Wenn PV-Strom produziert wird und noch Kapazität im Pufferspeicher vorhanden ist, soll die Wärmepumpe Wärme produzieren und in den Pufferspeicher einspeichern.

- Zudem gibt es Anlagen, in denen Regelwerke gekoppelt bzw. in abgewandelter Form zum Einsatz kommen sollen. Hierzu zählt das Regelwerk „Netz – PP (+ Merit Order)“, bei dem unterschiedliche Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen, für die neben dem Basisregelwerk zudem eine Einschaltreihenfolge entsprechend der spezifischen Grenzkosten berücksichtigt werden soll. Es sollen also jeweils die Anlagen prioritär eingesetzt werden, deren Grenzkosten am geringsten sind. Hierbei kann neben der Maximierung der Erlöse also ein weiterer Beitrag, die Betriebskostenminimierung, als Anteil des Deckungsbeitrags geltend gemacht werden.

5.4 Anwendungsfälle

Aus der Vielzahl der betrachteten Objekte und Anlagen können exemplarische Anwendungsfälle abgeleitet und kategorisiert werden (vgl. Tabelle 5-2).

Die Hauptanwendungsfälle der BHKW-Anlagen sind Schulen, größere Mehrfamiliengebäuden sowie Senioren- und Pflegeheime. Zudem werden BHKWs in Wärmenetzen genutzt, die Wohnareale oder Mischareale (Wohngebäude, Gewerbegebäude, Industrie etc.) versorgen. Die Auslegung der Anlagen variiert dabei sehr stark und hängt naturgemäß von der Wärmelast und deren Charakteristik ab.

Tabelle 5-2: Kategorisierung der Anwendungsfälle

Anwendungsfälle	Installierte Elektrische Leistung	Installierte thermische Leistung
Schule	Ø ca. 50 kW _{el}	Ø ca. 100 kW _{th}
Mehrfamiliengebäude (Einzelgebäude)	Ø ca. 15 kW _{el}	Ø ca. 35 kW _{th}
Wärmenetz für Wohngebäude	Ø ca. 115 kW _{el}	Ø ca. 220 kW _{th}
Wärmenetze für Mischnutzung		
Kleines Wärmenetz	Ø ca. 38 kW _{el}	Ø ca. 80 kW _{th}
Großes Wärmenetz (SWU)	Ø ca. 5 MW _{el}	Ø ca. 5,2 kW _{th}
Senioren-/Pflegeheim	Ø ca. 20 kW _{el}	Ø ca. 45 kW _{th}

6 Anbindung

In diesem Kapitel werden die Möglichkeiten für die Anbindung der VKK-Lösung an das bestehende System erläutert. Nach einer Übersicht der erforderlichen Daten sowie einer Spe-

zifizierung für die unterschiedlichen Regelwerke erfolgt eine Beschreibung der technischen Anforderungen für die Anbindung.

6.1 Erforderliche Daten

Um das Verhalten der energietechnischen Anlagen hinreichend genau erfassen und die Anlagen entsprechend der gewünschten Regelwerke steuern zu können, sind zeitlich hochaufgelöste Daten zum Anlagenstatus sowie wesentliche Zähler- bzw. Sensorwerte erforderlich. In Abhängigkeit des Regelwerks können sich die Daten, die benötigt werden, unterscheiden. In Kapitel 6.2 wird auf die Spezifika der einzelnen Regelwerke eingegangen. Zunächst erfolgt jedoch eine allgemeine Darstellung. Eine Übersicht über die erforderlichen Daten zeigt Abbildung 6-1.

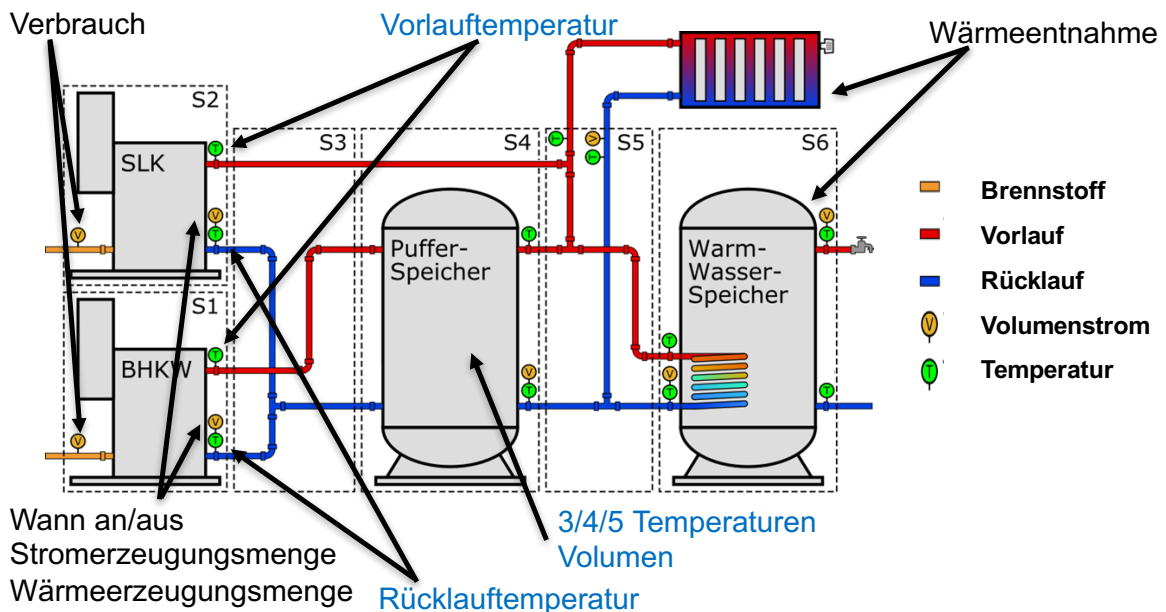


Abbildung 6-1: Anlagenanbindung – erforderliche Daten

Die vorangegangene Abbildung zeigt Anlagenkomponenten, die in einem gängigen Versorgungssystem einzeln oder in Kombination vorkommen können. Die Heizzentralen, die im Rahmen des Projektes untersucht wurden, verfügten zumeist über eine Kombination aus BHKW, Heizkessel und Pufferspeicher, z.T. aber auch über Wärmepumpen. Diese sind in dieser allgemeinen Darstellung nicht berücksichtigt. Nachfolgend wird beschrieben, welche Zähler pro Sparte erforderlich sind. Die Anforderungen an die zeitliche Auflösung der Daten kann entsprechend der Trägheit des Systems variieren, z.B. ist bei Stromzählern eine höhere Auflösung notwendig als bei Wärmemengenzähler oder Gaszählern.

6.1.1 Strommenge

Für eine VKK-Steuerung ist wesentlich, die erzeugte Strommenge zu erfassen. Diese wird in der Regel bereits gemessen und in der Anlagensteuerung bzw. in den übergeordneten

Steuerungen genutzt. Deshalb können diese Daten in der Regel über eine zentrale Schnittstelle abgerufen werden. Falls dies jedoch nicht möglich ist, sind die Erzeugungsdaten über den Einspeisezähler, der standardmäßig verbaut sein muss, zu erfassen. Die erzeugten Strommengen genau zu erfassen ist wesentlich für die gesamte Bilanzierung und Abrechnung.

Je nach Regelwerk kann es zudem notwendig sein, die Verbrauchsdaten des Objektes zu erfassen, um diese als Führungsgröße nutzen zu können. Hierfür werden die Daten ebenfalls über die Verbrauchszähler (vgl. Kapitel 6.3.3) ausgelesen. Dabei kommt es nicht darauf an, einzelnen Verbrauchsstellen möglichst genau zu erfassen, sondern den Summenlastgang (inkl. Grundlast, Zeiten der Spitzenlast, Höhe der Spitzenlast, Reproduzierbarkeit etc.). Bei Objekten mit mehreren Messstellen (z.B. Mehrfamilienhäuser) ist in der Regel kein Summenzähler verbaut. Deshalb muss bei diesen Objekten ein zentraler (Summen-) Zähler installiert werden ("Übergabezähler" bezeichnet). Die durch den Übergabezähler gewonnenen Daten sind wesentlich für Regelwerke mit dem Ziel einer optimierten Objekt- oder Direktlieferung, da nur durch die Kenntnisse des Lastgangs entsprechende Prognosen und Fahrpläne für den Anlagenbetrieb erstellt werden können.

6.1.2 Wärmemenge

Da der Wärmebedarf auch bei einer VKK-Steuerung immer gedeckt sein muss, sind Daten über die Wärmeerzeugung, und -lieferung den unterschiedlichen Senken bzw. Speichern wesentlich für die VKK-Steuerung.

Hierfür müssen die Wärmemengen aus den Erzeugungsanlagen erfasst werden. Dies erfolgt über bereits in den Anlagen verbaute Wärmemengenzähler oder über den Vor- und Rücklauftemperaturen der Verteiler. Die Daten können in der Regel direkt an den Anlagen oder über die übergeordnete Steuerung abgegriffen werden.

Weiterhin müssen die Wärmemengen, die in den Speicher ein- und ausgespeichert werden, bilanziert werden. Hierfür werden die unter Kapitel 6.1.4 beschriebenen Temperaturfühler genutzt.

Zudem ist es erforderlich die Wärmemengen, die zur Senke, also dem Verbraucher, gehen erfasst werden. Unterschieden wird hierbei nach Heizwärme- und Warmwasserbedarf. Die Energiemengen werden ebenfalls über externe Wärmemengenzähler oder die Messung der Vor- und Rücklauftemperatur gemessen.

Durch die vollständige Erfassung der relevanten Wärmeflüsse kann das VKK das tägliche, wöchentliche und saisonale Lastverhalten der Anlagen und der Verbraucher kennenlernen und entsprechend prognostizieren. Die Prognose ist Voraussetzung für die Erstellung eines optimierten Fahrplans basierend auf dem Regelwerk.

6.1.3 Gasmenge

Der Gasbezug der wärmeerzeugenden Anlagen (z.B. BHKW, Kessel etc.) ist keine ausschlaggebende Größe für die Regelung, weshalb deren Erfassung nicht zwingend erforderlich ist. Aus folgenden Gründen ist es allerdings sinnvoll, diese Daten ebenfalls zu erfassen:

- automatische Datenerfassungen für Bilanzierung und Abrechnung
- Rückschlüsse zur Anlageneffizienz und zum Anlagenverhalten.

Beispielsweise können Abweichungen zwischen Gasbezug und Energielieferung frühzeitig erkannt und entgegengewirkt werden. Für die Erfassung des Gasbezugs werden die entsprechenden Gasmengenzähler automatisch abgelesen. In der Regel gibt es einen Hauptgasmengenzähler für die Gesamtmenge und einen Unterzähler für den Gasbezug des BHKW oder des/der Kessel.

6.1.4 Temperaturen Pufferspeicher

Ein großer Pufferspeicher ist eine wesentliche Voraussetzung, um den Betrieb flexibel steuern zu ermöglichen. Aktuell wird ein Wärmespeicher so groß dimensioniert, dass die Wärmeerzeugung eines BHKWs von einer Stunde vollständig eingespeichert werden kann. Hierbei sind die Betriebstemperaturen natürlich ebenso ausschlaggebend wie das Volumen des Speichers. Der Füllgrad des Pufferspeichers, welcher anhand der Temperaturen in den unterschiedlichen Schichten ermittelt werden kann, ist deshalb ein wesentlicher Indikator für die verfügbare Flexibilität des Systems.

Für die Regelung durch ein VKK sind mindestens die Temperaturen im oberen und unteren Bereich des Pufferspeichers erforderlich. Bei größeren Speichern kann es erforderlich sein, auch die dazwischenliegende Temperaturen zu erfassen. Grundsätzlich lässt sich die Qualität der Regelung mit der Genauigkeit der Vorhersagen des Temperaturverlaufes im Speichers steigern. Pufferspeicher verfügen in der Regel bereits über entsprechende Temperatursensoren, die die Regelungen der BHKWs bzw. die übergeordnete Steuerung nutzen. Deren Ausführung, d.h. wie viele Einschubfächer für Temperatursensoren tatsächlich ausgestattet sind, wie gut die Fühler sind etc., kann sich jedoch von Anlage zu Anlage erheblich unterscheiden, weshalb es auch Sinn machen kann, eine separate Bestückung mit Temperatursensoren vorzunehmen. Bestehende Fühlerwerte werden gewöhnlich bereits im Bestandssystem erfasst, weshalb diese entweder über diese oder über die übergeordnete Steuerung abgerufen werden können. Im Falle einer Nachrüstung oder Erweiterung der Temperatursensoren, werden diese separate an die gs.box angebunden (vgl. Kapitel 6.3.4).

6.1.5 Raumtemperatur

Um mögliche Verluste erfassen und quantifizieren zu können, ist es notwendig, neben den Kenntnissen über die Außentemperatur ebenfalls Kenntnisse über die Temperaturen im Bereich des Standortes des Pufferspeichers zu haben. Hierfür ist es i.d.R. erforderlich einen

zusätzlichen Temperatursensor in räumlicher Nähe zum Speicher zu installieren (vgl. Abbildung 6-2).



Abbildung 6-2: Raumtemperatursensor

6.1.6 Erforderliche Anlageninformationen

Neben den Zählerwerten und Sensordaten sind grundlegende Informationen zu den einzelnen Aggregaten (vgl. Abbildung 6-3) erforderlich.

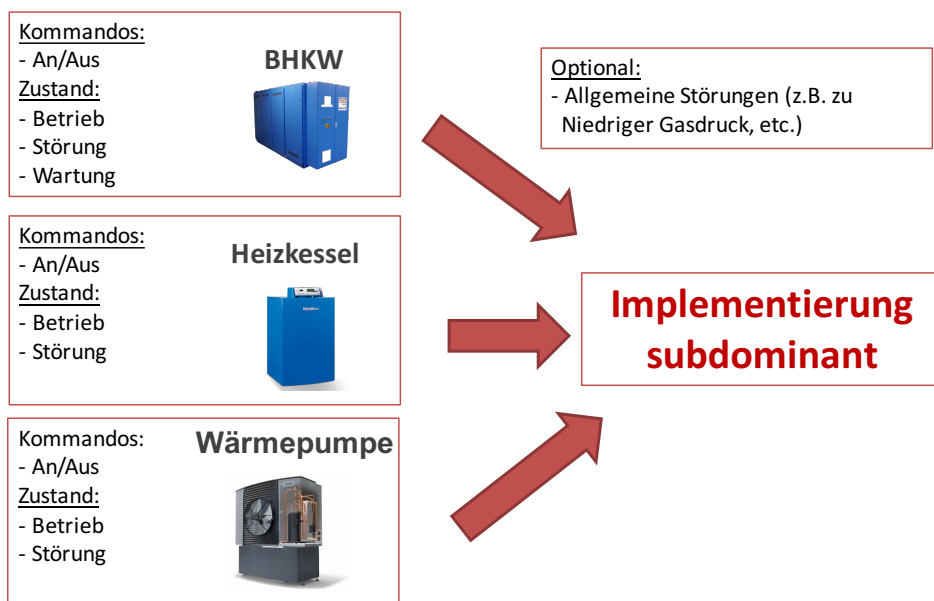


Abbildung 6-3: Anlagenanbindung - Daten/Kommandos

Hierzu gehört der Zustand der Anlage, also ob diese in Betrieb oder außer Betrieb ist, in Wartungsstellung ist oder eine Störung aufweist. Neben den Informationen zum Anlagenstatus müssen diese gesteuert werden können, weshalb es notwendig ist, von außen ein Signal zur De-/Aktivierung auf die Anlagen aufbringen zu können. Hierfür gibt es in der Regel die Möglichkeit einer Anbindung via SPS bzw. übergeordnete Steuerung oder über die Schaltkontakte der Anlage. Nähere Informationen gibt Kapitel 6.3.1.

Die Steuerung durch das VKK erfolgt jeweils subdominant im Verhältnis zur lokalen Anlagensteuerung. Das bedeutet, dass die lokale Anlagensteuerung nicht „überschrieben“ wird,

sondern nur die Freiheitsgrade ausgenutzt werden, die die Anlagensteuerung ermöglicht. Das gs.system schlägt beispielsweise bevorzugte Betriebszeiten des BHKWs vor. Sofern diese nicht zu einer Verletzung der vordefinierten Grenzen führen, werden diese Befehle von der Anlagensteuerung ausgeführt. Sobald jedoch eine Grenzverletzung erfolgt, setzt die Anlagensteuerung ihren definierten "Normalbetrieb" fort, um das System innerhalb der Grenzen zu halten. Wenn wieder Freiheitgrade verfügbar sind, kann die VKK-Steuerung wieder subdominant steuern.

6.2 Daten- und Informationsbedarf nach Regelwerk

Im Zuge der Anlagenbetrachtung und deren Bewertung wurden, wie bereits zuvor beschrieben (vgl. Abbildung 5-4), drei Hauptregelwerke identifiziert. Diese haben jeweils einen anderen Optimierungsfokus sowie andere Führungs- und Zielgrößen. Deshalb ist je nach Regelwerk der Daten- und Informationsbedarf für das VKK-System verschieden. Tabelle 6-1 zeigt eine Übersicht über den entsprechenden Bedarf pro Regelwerk.

Tabelle 6-1: Daten- und Informationsbedarf nach Regelwerk

Daten/Zähler	Lastprofil folgen	Preisprofil folgen	Einspeiseprofil folgen
BHKW			
- Wärmelieferung	x	x	(x)
- Stromlieferung	x	x	(x)
Kessel – Wärmelieferung	x	x	(x)
Wärmepumpe			
- Wärmelieferung	x	x	x
- Strombezug	x	-	x
Pufferspeicher – Speicherkapazität	x	x	x
PV Anlage - Stromlieferung	x	-	x
Wärmesenke			
- Heizwärmebezug	x	x	x
- Warmwasserbezug	x	x	x
Verbraucher – Strombezug	x	-	(x)
EEX – Preisprofil (Prognose)	-	x	-
Außentemperatur (Prognose)	x	x	x
Temperatursensor Aufstellort Pufferspeicher	x	x	x

Man erkennt, dass die Umsetzung des Regelwerkes „Lastprofil folgen“ die meisten Informationen erfordert. Das Regelwerk „Einspeiseprofil folgen“ wurde für eine Anlage mit der Kombination aus PV-Anlage und Wärmepumpe erdacht. Die Betriebszeiten der Wärmepumpe sollen sich dabei nach der PV-Erzeugung richten, um den PV-Strom möglichst optimal für die Wärmeerzeugung zu nutzen und dadurch den Netzbezug zu minimieren. Da andere Erzeugungsanlagen in diesem Fall nicht berücksichtigt wurden, werden die entspre-

chenden Werte in Klammern ausgewiesen. Die Umsetzung des Regelwerks „Preisprofil folgen“ hat die geringsten Anforderungen.

6.3 Anbindungsvarianten

Die Anbindungsvariante richtet sich nach den Gegebenheiten vor Ort und ist abhängig davon, welche Anlagen, Zähler, Schnittstellen etc. vorhanden sind. GSE hat im Rahmen des Projektes viel Zeit darauf verwandt, eine kostengünstige und möglichst universal einsetzbare Anbindungsstrategie für die unterschiedlichen Komponenten zu entwickeln. Die nachfolgenden Kapitel beschreiben, welche Lösungen für die einzelnen Komponenten gefunden werden konnten.

6.3.1 Wärmeerzeugungsanlagen

Bei der Anbindung von Wärmeerzeugungsanlagen - hierzu gehören BHKW, Kessel und Wärmepumpen samt Pufferspeicher – wird unterschieden, ob eine Anbindung über eine vorhandene übergeordnete Steuerung erfolgen kann, oder ob die einzelnen Aggregate über die vorhandenen Schaltkontakte der Geräte angebunden werden (siehe Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Anbindungsarten Wärmeerzeugungsanlagen

Anbindungsart	Protokolle
Bei übergeordneter Steuerung (SPS)	<ul style="list-style-type: none"> • Modbus TCP/RTU mit FTDI Konverter von USB auf RSxxx (z.B. RS232) • Koppel-SPS mit Modbus TCP • IP-Modul
Bei Schaltkontakten (ohne SPS)	<ul style="list-style-type: none"> • Koppel-SPS mit Temperaturerweiterungskarte Modbus TCP
Bei fehlendem Kesselstatus	<ul style="list-style-type: none"> • Kessel Status über Entkopplungsrelais 230VAC/24VDC • Kessel Status über 1-Wire VL/RL Temperatursensoren

Wenn die Anbindung über eine übergeordnete Steuerung mittels einer Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) erfolgen kann (vgl. Abbildung 6-4), gibt es drei Anbindungsvarianten an die gs.box:

- über Modbus TCP/RTU,
- über eine Koppel SPS mit Modbus TCP
- oder in manchen Fällen (z.B. EC Power/Senertec Dachs) über ein spezielles IP-Modul mit eigenem Protokoll.

Modbus ist ein gängiger Industriestandard, der bei den meisten Anlagen in der übergeordneten Steuerung bereits integriert ist. Bei übergeordneten Steuerungen (z.B. von Siemens) ohne Modbus, wird eine Koppel-SPS mit Modbus TCP eingesetzt. Die vorhandenen Datenregister müssen durch einen SPS-Programmierer angepasst werden, um eine korrekte Da-

tenzuweisung für das Schreiben und Lesen der Informationen zu gewährleisten. Die Registerbelegung muss vorab geklärt bzw. neu festgelegt werden.

Bei zumeist älteren Anlagen, bei denen die Anbindung nur über die vorhandenen Schaltkontakte möglich ist, ist eine 1-Wire Digital I/O Einheit nicht praktikabel, da die Logik auf dem Server in Echtzeit realisiert werden müsste, was beispielsweise bei unterbrochener Internetverbindung nicht gewährleistet werden kann. Abhilfe bietet eine Koppel-SPS mit integriertem Modbus TCP Protokoll. Die Koppel-SPS hat den Vorteil, dass diese eine eigene rudimentäre Intelligenz besitzt und somit auch selbstständig Berechnungen durchführen kann. Die Schaltkontakte werden innerhalb dieser Koppel-SPS auf Modbus umgesetzt. Die Koppel-SPS sollte vorzugsweise mit einer Temperaturerweiterungskarte für den Anschluss der Sensoren des Pufferspeichers ausgestattet sein.

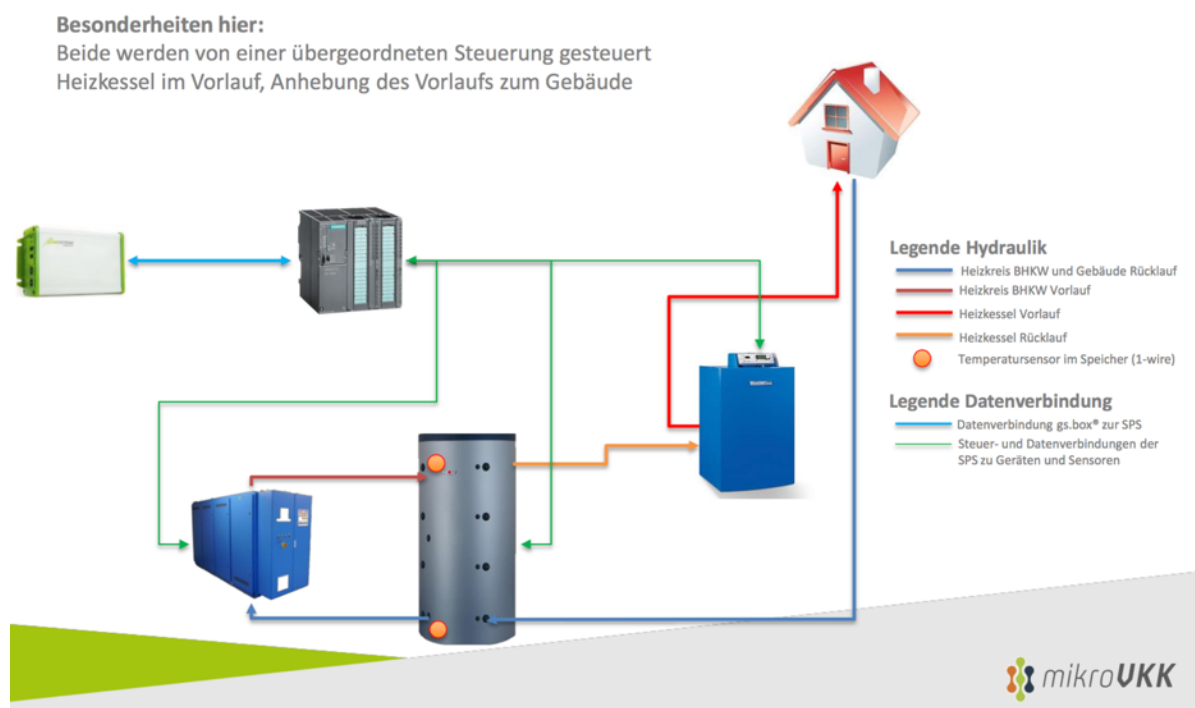


Abbildung 6-4: Anlagenanbindung über SPS

Für Anlagen, die keine Informationen zum Kesselstatus zur Verfügung stellen, muss berücksichtigt werden, dass dieser separat über den Kessel abgegriffen wird. Dies kann entweder über ein Entkopplungsrelais oder über eine 1-Wire Anbindung der Temperatursensoren von Vor- und Rücklauf erfolgen.

Generell lässt sich durch die Vereinheitlichung der Anbindungsarten der Entwicklungsaufwand (z.B. für die Gerätetypen) mit zunehmender Anzahl an Anlagen stetig reduzieren wird, wodurch eine höhere Effizienz in der Anbindung sowie ein Kostenvorteil für den Kunden erzielt werden kann.

6.3.2 PV-Anlagen

Bei Photovoltaik-Anlagen erfolgt die Anbindung ausschließlich über den Direktanschluss des Wechselrichters. Der Anschluss wird über Modbus TCP/RTU mit FTDI Konverter USB/RSxxx realisiert.

6.3.3 Wärmemengen- und Stromzähler

Für die Wärmemengen- und Stromzähler gibt es unterschiedliche Anbindungsvarianten, die jeweils Vor- und Nachteile aufweisen. Tabelle 6-3 gibt eine Übersicht über die diversen Anbindungsarten und deren Spezifika.

Tabelle 6-3: Anbindungsarten Wärme- und Stromzähler

Anbindungsart	Protokolle
M-Bus	<ul style="list-style-type: none"> • Bussystem, Distanz max. 350 m • M-Bus Master mit FTDI Konverter USB/RS232 • ggf. zusätzlich M-Bus Splitter • ggf. Umbau der Zähler mit Erweiterungskarten zur Spannungsversorgung aus dem M-Bus System
S0	<ul style="list-style-type: none"> • Distanz max. 20 m • Zähler-SPS (mehrkanalig) Modbus TCP
S0 1-Wire	<ul style="list-style-type: none"> • Distanz max. 20 m (1-Wire Distanz max. 100 m busfähig) • In seltenen Fällen (nur Gaszähler) können ggf. direkt 1-Wire Zähler (Zweikanal) eingesetzt werden
SML-Protokoll	<ul style="list-style-type: none"> • Bussystem, Distanz max. 1500 m • FTDI Konverter USB/RS485

Beim M-Bus erfolgt der Anschluss über einen M-Bus Master. Falls bereits ein Master im Einsatz ist, können M-Bus-Splitter für den Anschluss an die gs.box eingesetzt werden. M-Bus bietet die Möglichkeit die Spannungsversorgung direkt aus dem Bus zu realisieren, wodurch ein kontinuierliches Auslesen gewährleistet werden kann. Dies ist speziell bei Wärmemengenzählern wichtig, da diese i.d.R. nur über eine Batterie mit Energie versorgt werden, und deshalb nur 1- bis 3-mal täglich ihren Zählerstand optisch über kurze Distanzen senden können. Die Zähler sind zudem nicht busfähig, weshalb sich keine zeitlich hochaufgelösten Lastkurven erstellen lässt. Durch eine Erweiterung der Zähler auf M-Bus werden diese busfähig und können stetig auch über größere Distanzen ausgelesen werden.

S0-Zähler generieren über einen integrierten Messwandlerzähler optische Impulse, die nur über kurze Distanzen (maximal ca. 20 m) und nicht busfähig übertragen werden können. Ein S0-Zähler zählt diese Impulse und übergibt per Protokoll einen aufsummierten Zählerstand. Die Impulszahl in Abhängigkeit der Zeit ergibt dabei die Lastkurve. Durch die Messwandlung kommen häufig ungünstige und ungerade Teilverhältnisse zustande, die eine Umrechnung und Visualisierung erschweren. Die Zählfrequenz ist niedrig, für die Kompensati-

on wären sehr teure Frequenzteiler erforderlich, weshalb diese Technik bevorzugt für langsam zählende Messeinrichtungen (z.B. Gasbezug) genutzt wird. Zusätzlich kann kein Start- oder Offsetwert angegeben werden, wodurch eine Umrechnung bei Neuansbindung relativ aufwändig ist. Hier schafft eine Zähler-SPS Abhilfe und egalisiert genau diese Schwächen (schnelle Zähler, mehrkanalig, Start-/Offset- Wert, variable Umrechnungsfaktoren, der Zähler hält alle Daten im Speicher und kann dann unbegrenzt ausgelesen werden, Modbus TCP und viele weitere vorteilhafte Möglichkeiten).

Die S0 1-Wire Technologie kommt nur in Ausnahmefällen und nur bei Gaszählern zum Einsatz.

Durch das SML-Protokoll wird es möglich, ein Bussystem über eine große Distanz (bis zu 1.500 m), beispielsweise wenn die Zähler weit auseinanderliegen, zu betreiben. Auf Basis von RS485 lässt sich der Aufbau eines Bussystems nicht empfehlen, da Probleme mit Datenverbindung auftreten.

6.3.4 Temperatursensoren

Der Anschluss der Raumtemperatursensoren erfolgt über eine 1-Wire-Verdrahtung. Diese sind sehr kostengünstig und können durch einen integrierten 1-Wire Master direkt an die gs.box angebunden werden. Wie bereits zuvor beschrieben ist die Messung der Raumtemperatur in der Nähe des Pufferspeichers erforderlich, um die Verluste durch den Speicher besser quantifizieren zu können.

7 Die VKK-Lösung

Ziel der mikroVKK-Lösung ist es, kleine Anlagen nach wählbaren Zielen optimiert zu steuern und solche Anlagen zu Clustern zusammen zu schließen. Dabei können sowohl einzelne Anlagen auf unterschiedliche Ziele hin optimiert werden wie auch die virtuelle Gesamtanlage. Im Folgenden werden die Funktionsweise und die möglichen Regelwerke des Virtuellen Kombi-Kraftwerkes (VKK) beschrieben.

7.1 VKK-Lösung von GridSystronic Energy

Das VKK-Lösung von GridSystronic Energy (im folgenden „gs.system“) besteht hardwareseitig aus den beiden Elementen gs.box und gs.server, die über eine sichere private und zertifikatsverschlüsselte Kommunikation verbunden sind und den Daten- und Informationsaustausch vornehmen (vgl. Abbildung 7-1). Die gs.box verbindet Geräte des Kunden mit dem gs.server. Der gs.server dient als Cloud-Service, der die nötige Infrastruktur und vor allem die Optimierungen der Regelwerke und die Bereitstellung der Dashboards zur Verfügung stellt.

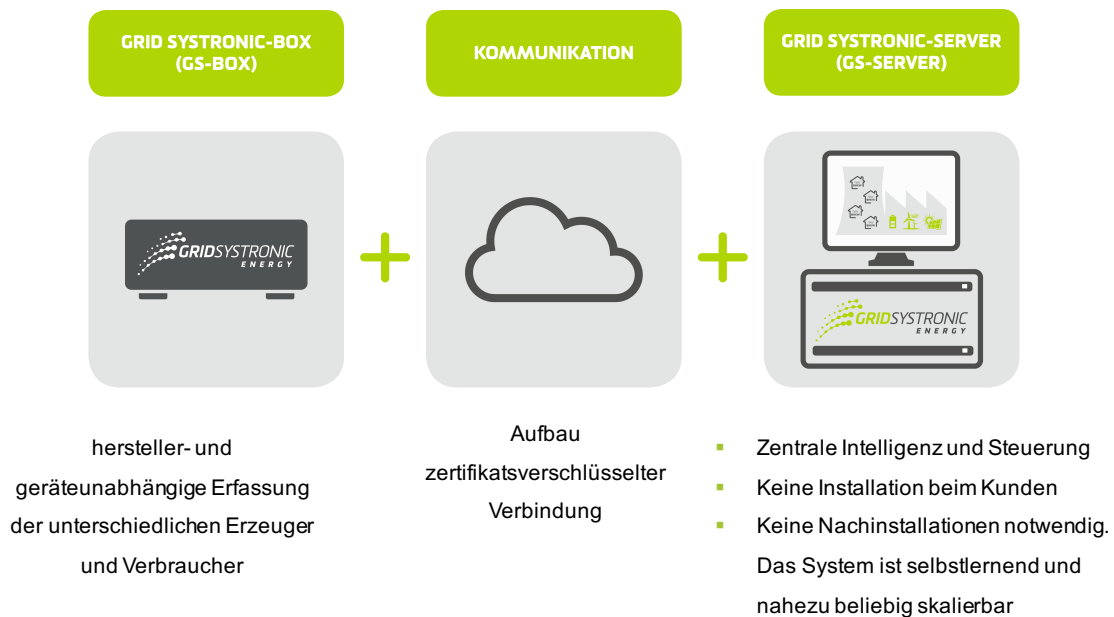


Abbildung 7-1: Schematischer Hardwareaufbau VKK-System (GSE)

Eine oder mehrere gs.boxen werden Vorort bei den Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen installiert, um einerseits die Daten der Anlage (z.B. Status der Anlage, Messstände von Zählern etc.) zu erfassen, und um andererseits entsprechende Steuersignale an die jeweiligen Anlagen zu übermitteln. Die gs.boxen dienen dabei als Gateway oder Übergabepunkte. Die Intelligenz des Systems liegt dabei nicht in den lokal installierten gs.boxen. Die gs.boxen sind lediglich auf eine sichere Kommunikation optimiert und absichtlich einfach gehalten. Die Intelligenz der Steuerung liegt daher auf dem zentralen gs.server, der entweder zentral von GSE oder vom Kunden gehostet werden kann. Auf dem Server läuft die Cloudsoftware, die die zentralen Abläufe und Berechnungen koordiniert und durchführt. Hierzu gehören:

- die Organisation und das Monitoring der Datenströme,
- die Durchführung der Optimierungsberechnungen auf Basis der definierten Regelwerke,
- und die Steuerung der Softwareagenten, die sich um diverse Prozesse und schlussendlich um die Steuerung der Anlagen kümmern.

Durch diese Modularisierung wird eine einfache und nahezu beliebige Skalierbarkeit erreicht. Es ist keine direkte Verbindung zwischen den gs.boxen nötig und aus Sicherheitsgründen auch nicht erwünscht.

7.2 Funktionsweise

In den folgenden Abschnitten wird die Funktionsweise des gs.systems beschrieben.

7.2.1 Gerätetypen

Um Kundenanlagen in das gs.system einbinden zu können, werden diese in standardisierte Anlagenteile (Geräte) aufgeteilt. Eine Heizzentrale wird zum Beispiel in Kessel, BHKW, Speicher, Zähler, etc. zerlegt. Diese abstrakten Gerätetypen haben eine einheitliche Beschreibung und bilden die physikalischen Aspekte eines (Teil-) Gerätes ab. Die Wärmemengenzähler (WMZ) liefert unter anderem folgende Daten (vgl. Tabelle 7-1)

Tabelle 7-1: Beschreibung Gerätetyp am Beispiel eines Wärmemengenzählers

Gerät physikalisch / Typ: WMZ	Informationsgehalt
Thermische Leistung in Ws	Die gelieferte oder empfangene Wärmemenge
Durchfluss in m ³ /h	Der Volumenstrom
Vorlauftemperatur in C°	Die Vorlauftemperatur
Rücklauftemperatur in C°	Die Rücklauftemperatur
... weitere ...	

In diesem Beispiel sind nicht alle Daten gemessen. Die thermische Leistung wird im Wärmemengenzähler aus den Temperaturen und dem Durchfluss berechnet. Es wurden die Einheiten angegeben, in denen das gs.system die Daten speichert. Konkrete Geräte liefern die Daten in der Regel in anderen Formaten, diese werden jedoch durch das gs.system umgerechnet und auf eine einheitliche Basis gebracht.

Ein Gerätetyp im gs.system ist ein Softwaremodul, das die über die gs.box gelieferten Daten eines Gerätes auf einen abstrakten physikalischen Gerätetyp abbildet. Er ist also der digitale Repräsentant der physisch angeschlossenen Komponente. Dies erlaubt es allen Softwarebausteinen des gs.systems, einheitlich auf Gerätedaten zuzugreifen und diese zu verarbeiten, sowie Steuersignale an die Komponenten zu senden. Gerätetypen leisten die Abbildung der realen Hardware auf ein virtuelles Objekt, das heißt die Eigenheiten wie Registerbelegung, Bussysteme, Datentyp, etc. werden auf eine abstrakte, einheitliche Ebene portiert, die das System automatisiert verarbeiten kann (vgl. Tabelle 7-2). Es muss also für eine Vielzahl von Geräten und eine Vielzahl von herstellerspezifischen Bauarten jeweils ein Gerätetyp erstellt werden. So muss zum Beispiel für verschiedene Wechselrichter, auch eines Herstellers, jeweils ein Gerätetyp erstellt werden.

Tabelle 7-2: Exemplarische Beschreibung der Gerätetypen

Register	Datentyp	Beschreibung
0001	INT32	Zähler
0005	REAL	Durchfluss
... weitere ...		

Im Rahmen des Projektes mikroVKK konnte GSE die aufwändige Erstellung solcher Gerätetypen stark vereinfachen und durch eigens definierte Standards eine einheitliche Vorgehensweise realisieren.

7.2.2 Monitoring als Basis jeder Steuerung

Die in mikroVKK betrachteten Anlagen werden in der Regel von einer **Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS)** gesteuert. Die SPS erfasst Betriebsdaten und entscheidet aufgrund einer internen Logik, wie die Steuerungsparameter der Anlage verändert werden müssen, um ein Regelziel zu erreichen. Ist zum Beispiel die Wärmelast größer als die momentan erzeugte thermische Leistung eines Kessels, so muss ein BHKW angeschaltet werden oder dem Speicher Wärme entnommen werden. Diese Art der Steuerung ist immer eine Soll-Ist-Steuerung, die zu einem bestimmten Zeitpunkt agiert.

Das Monitoring durch das gs.system basiert im ersten Schritt auf einer ausschließlichen Beobachtung des Systems. Im Gegensatz zur SPS werden alle historischen Werte erfasst. Es werden Zeitreihen erfasst und gespeichert, die tiefe Einblicke in das Verhalten des Systems ermöglichen. So können durch die Analyse der Daten (z.B. über das Dashboard) Rückschlüsse auf den Anlagenzustand und das Anlagenverhalten gezogen werden.

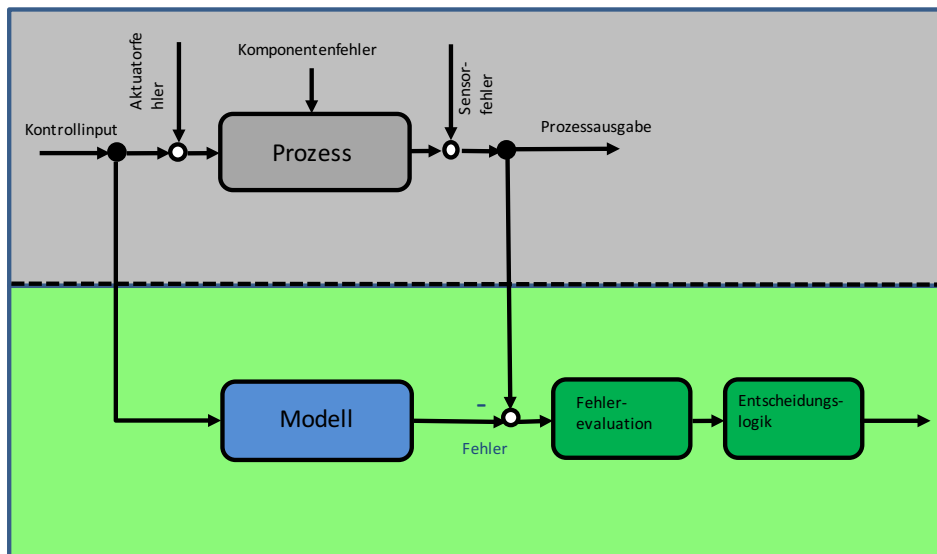


Abbildung 7-2: Schema des Monitorings mit nachgelagerter Fehlerbehandlung

Koppelt man das Monitoring mit einem Modell der Anlage so erhält man ein Analysetool, das z.B. Fehler erkennen, Betriebszustände klassifizieren sowie Verschleiß und Ausfall detektieren kann. In diesem Sinne stellt das Monitoring eine notwendige Vorstufe zum Aktiven steuern und der angestrebten Optimierung einer Anlage dar. **Monitoring ist die Basis jeder Optimierung.**

Im Rahmen von mikroVKK wurde deutlich, dass viele Partner nur sehr unvollständige und z.T. sogar nur rudimentäre Kenntnisse über das tatsächliche Anlagenverhalten verfügen. Das Anlagenmonitoring kann also helfen, die Anlage besser zu verstehen und beispielsweise

se unrentable, verlust- oder fehlerbehaftete Betriebszustände zu erkennen. Auch vermeidbare Verluste können aus dem Monitoring identifiziert werden.

7.2.3 Dashboards als Informations- und Steuerungszentrale

Das sog. Dashboard ist das „Frontend“ des gs.system, also das zentrale Visualisierungs- und Bedienelement, und dient als Informations- und Steuerungszentrale. Dashboards werden über eine verschlüsselte Webverbindung in einem Browser angezeigt. Das Homedashboard gibt einen Überblick über den Betriebszustand der Anlage. Dort werden Alarme und Fehler angezeigt, sowie der allgemeine Betriebszustand der Anlage grafisch aufbereitet. Im Dashboard werden anlagenspezifische Parameter eingetragen und außerordentliche Betriebszustände wie Wartungen, Warnmeldungen und Fehler verwaltet. Alle Dashboards sind weitgehend konfigurierbar.

Abbildung 7-3 zeigt ein grafisches Beispiel für ein Home Dashboard. Im linken Bereich sind die EPEX Day-Ahead Börsendaten angezeigt. Rechts sieht man das konfigurierbare Widget mit Gerätwerten, wie die beispielhaft dargestellte thermische und elektrische Leistung eines BHKWs und die thermische Leistung am Standort.

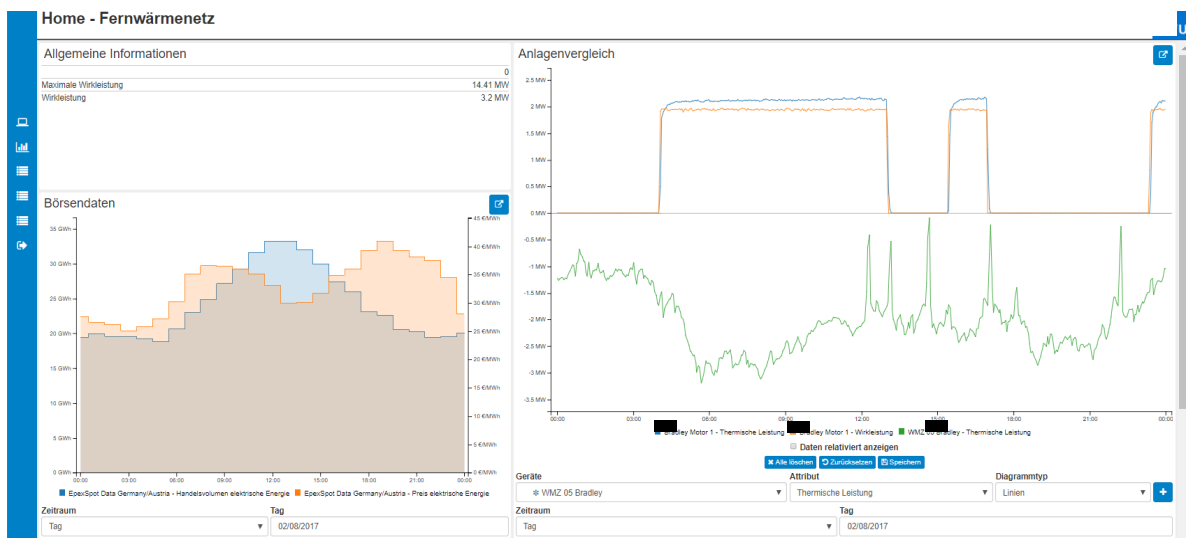


Abbildung 7-3: Beispielhafte Darstellung eines Home Dashboards

7.2.4 Regelwerken und Betriebsweise

Im Vergleich zum Monitoring, das beobachtend, begleitend und analysierend ist, greifen Regelwerke aktiv in das Verhalten der Anlage ein. Ziel von Regelwerken ist es, die Anlage so zu steuern, dass ein Regelziel erreicht wird. Die Ziele werden in der Regel durch Optimierungsanforderungen vorgegeben.

Grundlage einer optimierenden Regelung ist es, dass die Anlage ein Regelungspotenzial hat. Voraussetzung einer Regelung ist also, dass der Energiebedarf und die Energieerzeugung zeitlich entkoppelt werden können. Diese zeitliche Flexibilität darf nicht mit der Steuerung [Soll-Ist-Regelung] einer Anlage verwechselt werden, da in diesem Fall Prognosen berücksichtigt werden müssen. Geräte und Anlagen werden daher in Bezug auf ihre Flexibilität in vier Klassen eingeteilt:

- **Frei regelbar:** Ein frei regelbares Gerät kann im Rahmen der Grenzen seiner Parameter ohne weitere Einschränkungen geregelt werden. Hierzu zählen beispielsweise Batteriespeicher, da es außer der Kapazität und der möglichen Ein- und Ausspeiseleistung keine beschränkenden Randbedingungen gibt. Regelwerke für frei regelbare Anlagen sind relative einfach zu erstellen. Sie können, unter Verlust möglicher Regelungsspielräume, auch als Soll-Ist Regelwerke ausgeführt werden.
- **Nachgelagerter Bedarf:** Ein Gerät mit nachgelagertem Bedarf hat zwei Funktionen. Zum einen gibt es einen nachgelagerten Bedarf, der zu decken ist, zum Beispiel die Wärmelast eines Wärmenetzes. Zum anderen erzeugt es eine weitere Kommodität, die als zusätzliches Gut betrachtet wird, zum Beispiel erzeugt ein BHKW auch Strom. Kann man die Erzeugung beider Güter zeitlich trennen, zum Beispiel über einen Wärmespeicher, so kann man a) den nachgelagerten Bedarf (Wärme) wie zeitlich angefragt liefern und b) das zusätzliche Gut (Strom) zu einem zum Wärmebedarf entkoppelten Zeitpunkt entsprechend der Stromnachfrage erzeugen. Der Grad der Entkoppelung bestimmt die Freiheit, mit der eine Optimierung arbeiten kann, und bestimmt damit auch das Optimierungspotential.
Regelwerke für Geräte mit nachgelagertem Bedarf sind am anspruchvollsten zu erstellen, da mehrere Randbedingungen eingehalten werden müssen. Zudem müssen solche Regelwerke die Anlage vorrausschauend betrachten und Prognosen zu deren Verhalten erstellen. Der nachgelagerte Bedarf kann vorab produziert und begrenzt gespeichert werden, um das zusätzliche Gut zu einem z.B. rentableren Zeitpunkt zu erzeugen. Diese Regelwerke müssen immer in der Zukunft liegende Zeiträume betrachten sowie ggf. externe Parameter, wie bspw. EPEX-Preise, einbeziehen und benötigen daher eine Vorhersage des Anlagenverhaltens. Eine gewöhnliche Soll-Ist-Regelung wie bei einer SPS, kann dies nicht leisten.
- **Nur Leistung abregelbar:** In einer Anlage kann es auch Geräte geben, deren Leistung nur abregelbar sind. Ein Beispiel dafür sind PV-Anlagen mit einer Leistung über 100 kWp, deren Einspeisung z.B. vom Netzbetreiber bei Netzengpässen stufenweise reduziert werden kann.
- **Nicht regelbar:** In einer Anlage kann es auch Geräte geben, die nicht regelbar sind, aber als Teil der Anlage betrachtet werden müssen. Das Verhalten dieser Geräte beeinflusst in der Regel andere regelbare Geräte durch Veränderung der Umgebungsparameter. Ein Beispiel dafür sind PV-Anlagen unter 100 kWp.

Einen Überblick über die vier Klassen zeigt Abbildung 7-4.

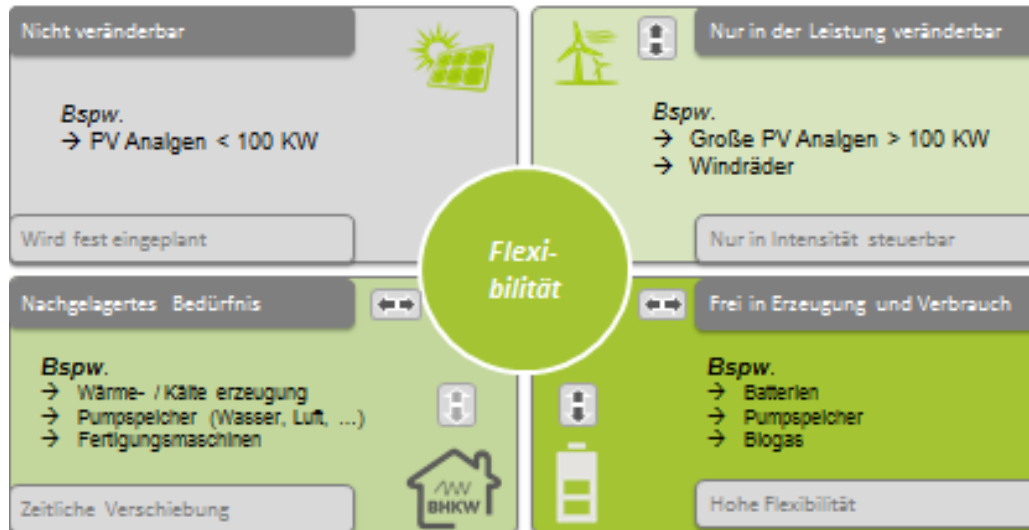


Abbildung 7-4: Einteilung von Geräten in Regelklassen

Im Projekt mikroVKK sind Geräte mit nachgelagertem Bedarf in der Regel BHKWs mit einem Pufferspeicher. Die geforderte thermische Last muss zum jeweiligen Zeitpunkt bereitgestellt werden, die Stromproduktion des BHKWs soll aber entsprechend des Regelzieles zu einem anderen (vorgezogenen) Zeitpunkt erfolgen. Die zeitliche Entkoppelung wird durch einen Pufferspeicher möglich, in dem die erzeugte thermische Energie zwischengespeichert wird.

Um die Anlagensicherheit nicht zu gefährden, wird ein Regelwerk als sudominante Steuerung konzipiert. Die Anlage kann jederzeit autonom, zum Beispiel im thermisch geführten Betrieb, betrieben werden. Sie bietet der optimierenden VKK-Regelung aber ein „Flexibilitätsfenster“ an, das die VKK-Regelung nutzen kann. Überschreitet die VKK-Regelung den Rahmen dieses Fensters, wird die VKK-Regelung unterbrochen und die Anlage wechselt in den autonomen Betrieb zurück. Dies sichert die Bereitstellung des nachgelagerten Bedarfs auch bei Kommunikationsausfällen (Internetverbindung) oder Fehlern in der VKK-Regelung, zum Beispiel durch falsche Vorhersagen der Betriebsparameter. Da die optimierende VKK-Regelung das Anlagenverhalten für gewöhnlich für 24 Std. vorhersagt, also einer Simulation folgen, sind Vorhersagefehler nie auszuschließen. Dies wird weiter unten im Detail ausgeführt.

Ein Regelwerk wird im Dashboard aktiviert. Dort werden auch alle Informationen gesammelt, die den Zustand der Regelung betreffen. Eventuelle Fehler, sowie ein „recovery“¹ der Regelung werden hier verwaltet. Einige Regelwerke vertragen eine robuste Fehlerbehandlung, andere sind sehr sensibel. Optimiert man gegen lokale oder vorab bekannte Parameter wie Eigen-, Direktlieferung oder EPEX, so kann im Fehlerfall ein neues Anlagenverhalten simuliert und vorhergesagt werden. Die neue Simulation ersetzt zeitnah die bisherige Vor-

¹ 'recovery' bedeutet, dass sich das System im Falle einer Fehlfunktion oder einer Prognose, die den erlaubten Parameterkorridor verlässt, automatisch neu konfiguriert und mit einer Neuberechneten Prognose die Anlage steuert. Dies kann VKK-intern geschehen oder im Fehlerfall basierend auf einem Protokoll, das festlegt, wie die SPS (nach Korrektur der Anlage) die Steuerung wieder an das VKK übergibt.

hersage und das gs.system kann die Anlage wieder übernehmen. In einem Handelsszenario (EPEX-trade) muss gewährleistet sein, dass die Erzeugung des nachgelagerten Gutes (Strom) sich über den gesamten Vorhersagehorizont nicht ändert. Dies verlangt erheblich bessere Vorhersagen und eine quantitative Abschätzung der möglichen Verluste durch abweichende Prognosen. Handelsszenarien sind daher nicht Teil des mikroVKK Projektes.

7.3 Regelwerke

In diesem Abschnitt werden die unterschiedlichen Regelwerke näher erläutert. Ohne zu sehr die technischen Details zu vertiefen, soll aufgezeigt werden, welche Methoden nötig sind, um optimierende Regelungen zu erstellen. Dies hilft, deren Potenzial, aber auch deren Grenzen besser zu verstehen.

Im Folgenden wird als „Regelwerk“ die vollständige Kette an Softwaretools bezeichnet, die nötig ist, um eine Anlage so gut wie möglich „optimal“ zu fahren. Weiter unten werden Regelwerke, die bestimmte Optimierungsziele mit unterschiedlichem Aufwand realisieren, beschrieben. In diesem Abschnitt hingegen sollen zunächst allgemeine Aspekte der Regelwerke beschrieben werden. Hierzu zählen zum Beispiel, wo systematische Fehler auftreten können, wie Geräten angepasst werden müssen, um Regelungen zu ermöglichen oder zu verbessern, welche externen Daten benötigt werden und welche Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Bausteinen bestehen.

Um möglichst vielfältig nutzbare Softwaremodule nutzen zu können, müssen Regelwerke von spezifischen Details einer Anlage abstrahieren können. Daher kommuniziert die Softwaremodule über „Interfaces“, die die konkrete Ausprägung der kommunizierten Daten, Anlagendetails usw. als Parameter enthalten. Nur so können Softwaremodule einfach ausgetauscht werden oder gleichzeitig für verschiedene Anwendungen genutzt werden.

Im Folgenden soll daher eine einfache Anlage als Beispiel betrachtet werden, die aus einem BHKW, einem Pufferspeicher, einem Spitzenlastkessel und einer thermischen Last besteht. Dies ermöglicht es, die Vorgänge konkret zu erläutern, bildet aber das komplexe gs.system nicht in Teilen ab. An einigen Stellen wird es von Vorteil sein, auch die Leistungsvorhersage kleiner PV-Anlagen zu betrachten. Eine beispielhafte Anlage und die Steuerung nach Regelwerk wird exemplarisch in Abbildung 7-5 dargestellt.

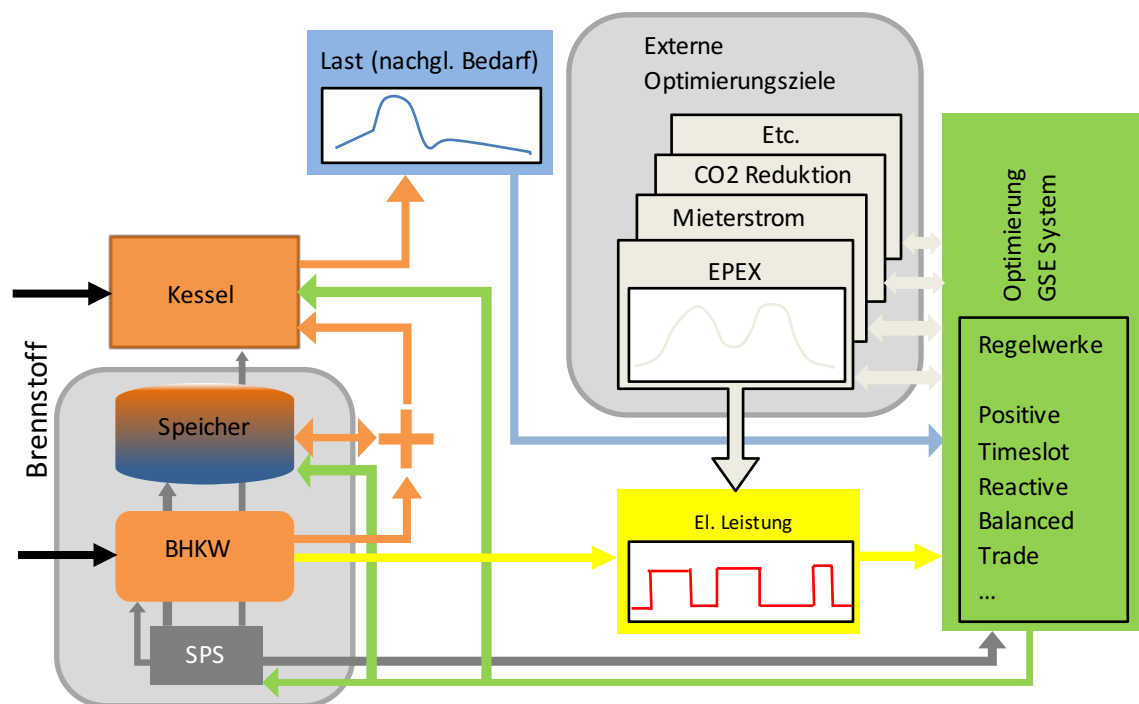


Abbildung 7-5: Schematische Darstellung der Interaktion der Anlagen je Regelwerk

Im Weiteren wird auf die thermisch geführte Regelung durch die SPS nicht weiter eingegangen. Zusätzlich importiert das gs.system Daten wie die historischen Lastdaten oder EPEX-Day-Ahead Daten für den nächsten Tag. Im Weiteren wird erklärt, wie diese Daten für die Optimierung benutzt werden.

7.3.1 Funktionsweise der Regelwerke

In diesem Kapitel wird die Funktionsweise der Regelwerke im Detail erläutert.

7.3.1.1 Informationsfluss und Allgemeines zum Regelwerk

Die im Rahmen des Projekts von der GSE entwickelten Regelwerke unterscheiden sich in Ihrer Komplexität. Die Regelwerke benötigen unterschiedlich viele Messdaten der Anlage und zum Teil externe Daten. Im Folgenden wird erläutert, welche Prozesse für die Regelwerke benötigt und welche Optimierungen und Simulationen dabei vorgenommen werden.

Die Regelwerke „X-Positive“ und „X-Timeslot“ benötigen für die Steuerung der Größe „X“ zum Beispiel die EPEX-Day-Ahead-Daten oder Mieterstrom-Lastprofile. Die Optimierung bezieht sich also auf bekannte Daten (EPEX-Day-Ahead) oder prognostizierten Daten (Mieterstrom-Lastprofil). Die restlichen Regelwerke benötigen zudem Anlagendaten und zum Teil weitere externe Daten wie Wetterdaten. Diese Zeitreihen unterteilen sich in historische (gemessene) Daten und vorhergesagten (Prognose-) Daten.

Die Messdaten der Anlage liegen als Zeitreihen vor. Um das Anlagenverhalten in der Zukunft zu prognostizieren, müssen auch diese Zeitreihendaten prognostiziert werden. Zum einen wird dies im gs.system mit verschiedenen Methoden berechnet. Zum anderen werden die Prognosen, wie z.B. Wettervorhersage und Börsenvorhersage, von externen Diensten bezogen. Vorhersagen sind immer mit Fehlern behaftet, die in die Simulation der Anlage und in die nachfolgende Optimierung eingehen (vgl. Abbildung 7-6).

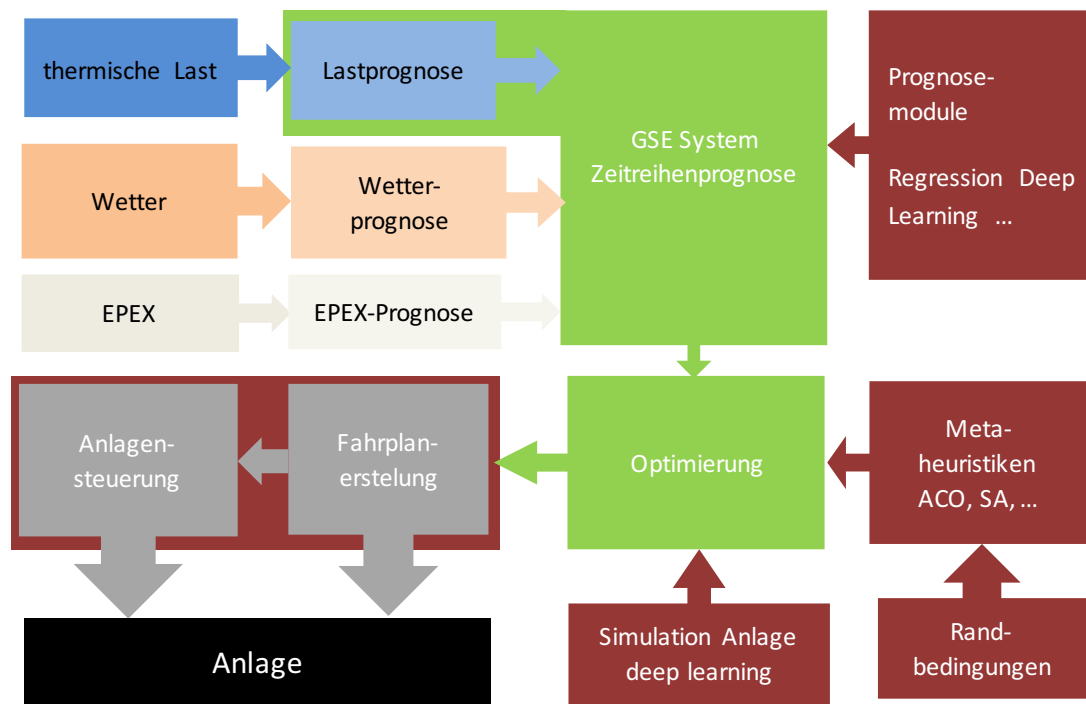


Abbildung 7-6: Informationsfluss der Regelwerke

Wie Abbildung 7-6 zeigt, gehen oben links die historischen- und falls benötigt die Prognosedaten ein. Im hellgrünen Block ist die Prognose der Zeitreihen (Lasten, etc.) und die Berechnung der Optimierung der Anlagensteuerung mit ihren Abhängigkeiten, wie Prognosemodule, Metaheuristiken, und der Simulation der Anlage beschrieben. Links unten sind die Agenten (grau) angegeben, die die Anlage (schwarz) in Echtzeit steuern.

Der Prozess eines Regelwerks umfasst also im Wesentlichen vier Schritte:

- Zuerst werden die historischen und externen Daten eingelesen.
- In einem zweiten Schritt wird der Lastgang des Systems prognostiziert. Dies geschieht mit einer Kaskade an Methoden, je nach der Qualität und Quantität der historisch verfügbaren Zeitreihen. Je besser die Datenlage, umso bessere und genauere Vorhersagemodule werden benutzt.
- Aus den historischen Messdaten wird in einem dritten Schritt das gelernte Anlagenverhalten für die Simulation benutzt. Im Gegensatz zur Soll-Ist-Steuerung der SPS, kann hier entweder eine aufwändige **physikalische Simulation** anlagenspezifisch programmiert werden, was aber unrealistisch kompliziert und unrentabel ist. Oder, und diesen

Weg benutzt das gs.system, wird das Anlagenverhalten mit Hilfe von neuronalen Netzen („**deep learning**“) gelernt und simuliert. Das Zusammenspiel dieser Module erlaubt es bei gegebenen Steuerparametern (Fahrplan) die Anlage vorherzusagen. Die Anlage wird virtuell betrieben.

- Das Erstellen eines **optimalen Fahrplans** ist Aufgabe der vierten Stufe der Optimierung. Dabei müssen Randbedingungen wie Motorlaufzeiten, minimale An- und Auszeiten berücksichtigt werden. Ein *optimaler Fahrplan* ist ein Fahrplan der a) *auf der Anlage gefahren werden kann* (Simulation der Anlage), b) *den nachgelagerten Bedarf deckt* und c) *die zusätzliche Kommodität* in diesem Rahmen mittels einer Utilitätsfunktion, dem Optimierungsziel, *maximiert oder minimiert bereitstellt*. Dies ist ein mathematisch unlösbares Problem. Es können daher nur Metaheuristiken und stochastische Verfahren zum Einsatz kommen, die allerdings sehr gute Lösungen in handhabbarer Zeit berechnen können.

7.3.1.2 Typen von Vorhersagefehlern und deren Ursachen

Wie oben beschrieben werden an mehreren Stellen des Regelwerkes Prognosen, Simulationen und Optimierungen erstellt. Diese sind mit unterschiedlichen Typen von Fehlern behaftet. Man kann grob vier Typen von Fehlern unterscheiden (vgl. Abbildung 7-7 und Abbildung 7-8):

- **Kleine lineare Fehler:** Diese Fehler treten in einfachen Systemen auf, wenn man sie zeitlich diskret und mit endlicher Genauigkeit prognostiziert. Der Ausschlag eines Pendels, oder der Lauf der Himmelskörper ist von dieser Art. Es gibt ein bekanntes physikalisches Modell und dieses ist „gutmütig“. Die solare Einstrahlung, ohne Wetter, auf ein PV-Modul kann so über Jahrtausende, inclusive Sonnenfinsternisse, sekundengenau im gs.system vorherbestimmt werden.
- **Chaotische Systeme:** Sind Systeme nicht „gutmütig“ (linear), so tendieren sie dazu, chaotisch zu werden. Das Wetter ist zwar lokal physikalischen Gesetzen unterworfen, aber kleinste Messfehler verstärken sich so schnell, dass eine effektive Berechnung späterer Werte unmöglich wird. Der Bereich, den man quantitativ gut vorhersagen kann heißt *Vorhersagehorizont*. Er variiert je nach Systemzustand. Jenseits des Vorhersagehorizontes kann man keine verlässlichen Prognosen erstellen. Beim Wetter sind dies heute unter massivem Rechenaufwand (Supercomputer) 1 bis 5 Tage.

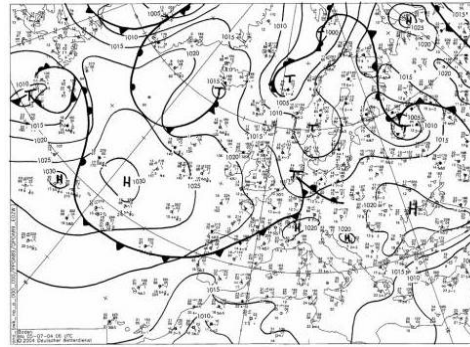
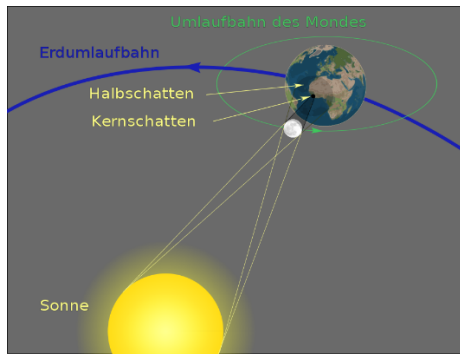


Abbildung 7-7: Gut berechenbare Modelle und chaotische Systeme

- Stochastische Systeme:** Einige Systeme sind physikalisch nicht bestimmt, entweder durch unbekannte variable Einflüsse, oder aus prinzipiellen Gründen. Diese Systeme verhalten sich stochastisch (zufällig). Börsenkurse sind hierfür ein Beispiel. Man kann Trends solcher Systeme vorhersagen, in dem man die Wahrscheinlichkeiten mit denen einzelne Ereignisse eintreten können, vorhersagt. Klima z.B. lässt sich recht gut vorhersagen, Wetter nicht. Würfelt man oft, so erzielt man im Mittel 3,5 Augen pro Wurf, der nächste Wurf ist jedoch nicht vorhersagbar. Abbildung 7-8 zeigt Beispiele für stochastische Systeme. Das linke Bild zeigt Irrfahrten mit zufälliger Schrittweite und Richtung, rot die Standardabweichung (65% aller Irrfahrten werden innerhalb dieser Grenze erwartet). Das rechte Bild zeigt die Erhöhung der Volatilität (d.h. Schwankungsbreite) der EPEX nach Einführung des 15 Minuten Intra-Day Handels (Datum 14.12.2011).

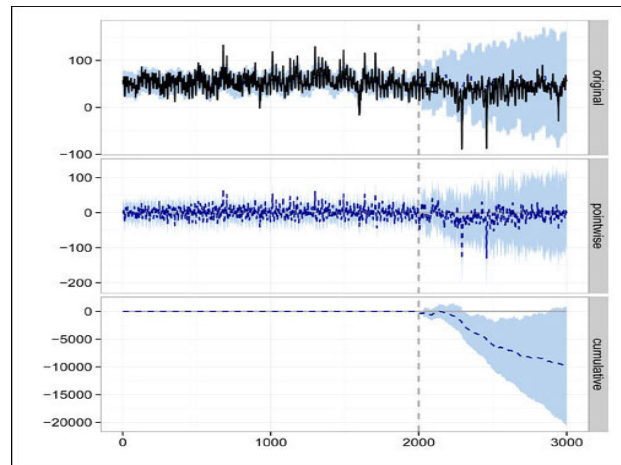
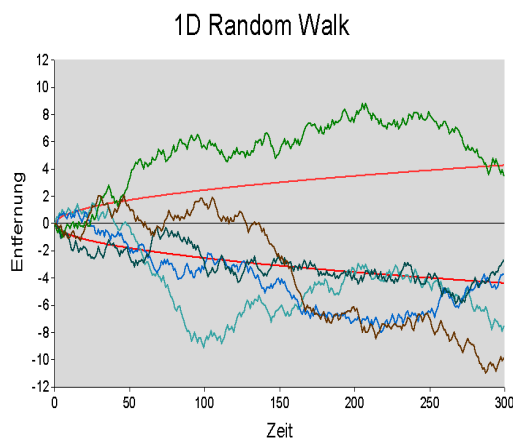


Abbildung 7-8: Beispiele für stochastische Systeme

- Optimierungsfehler:** Die Optimierungsprobleme die wir betrachten, werden in der Theoretischen Informatik als **NP hart** bezeichnet. Das heißt *kein* noch so großer Computer kann diese lösen. Darauf basieren zum Beispiel kryptografische Algorithmen, die es Angreifern fast unmöglich machen, bestimmte Berechnungen, die zur Entschlüsselung eines Codes notwendig wären, auszuführen. Im Falle des Optimierungsproblems sucht man in einer astronomisch großen Zahl von Möglichkeiten eine optimale Lösung. Einfach *alle Möglichkeiten auszuprobieren ist unmöglich* (egal wie gut die Hardware ist). Man kann solche Probleme mit intelligenten, meist stochastischen, Suchalgorithmen

angehen. Solche Methoden werden auch **Heuristik** genannt. Sie liefern in der Regel, aber nicht garantiert, eine Lösung, die nahe am Optimum ist, es aber nicht erreichen muss. Diese Art von Fehler ist keine Fehlberechnung, sondern dem Unvermögen geschuldet, eine exakte Lösung finden zu können. Gute Heuristiken finden für moderat komplizierte Probleme quasi immer Lösungen sehr nahe am Optimum (größer als 98 %).

Die drei ersten Fehlertypen, die für Prognosen und Simulationen wichtig sind, können zur Folge haben, dass die Anlage in undefinierte Zustände gerät. So kann zum Beispiel ein Speicher „überlaufen“, wenn die prognostizierte Wärmelast zu klein ist oder wenn das Anlageverhalten für große Vorhersagehorizonte falsch bestimmt wird. Um dies zu verhindern, müssen Sicherheiten im System eingebaut werden, die aber letztlich das Optimierungspotenzial verringern. Der letzte Fehlertyp schlägt nur auf den maximalen Grad der Optimierung durch und ist hier nicht der beschränkende Faktor.

Im gs.system werden Prognosen und Simulationen als auswechselbare Software-Module ausgelegt. Sie können je nach Datenlage und Verfügbarkeit leicht ausgetauscht werden. So benötigt gutes maschinelles Lernen mit Neuronalen Netzen (Deep Learning) in der Regel sehr große (> 2 Jahre) Datensätze, mit weniger als 3 Monaten an Daten ist ein Lernerfolg praktisch nicht mehr möglich. In diesen Situationen und als *Fehlerkontrolle des Deep Learning* werden Regressionsalgorithmen und andere Module als Back-up und zur Fehleranalyse laufen. Dies soll eine, wenn auch qualitativ eingeschränkte, Funktion des Systems garantieren, speziell wenn die Datenlage zu Beginn des Monitorings oder nach Datenlücken nicht gut ist.

Die Optimierung sollte für einzelne Anlagen hervorragende Ergebnisse in überschaubarer Zeit liefern. Da sich Software nicht „künstlich dumm“ stellen kann, wird hier die Möglichkeit bestehen, die Qualität der Optimierung gegen die Laufzeit des Systems anzupassen. Für Anlagencluster werden allerdings die Optimierungszeiten stark anwachsen (siehe unten).

7.3.2 Regelwerke für Anlagencluster

GSE arbeitet bereits seit geraumer Zeit erfolgreich mit der Hochschule Albstadt-Sigmaringen zusammen. Gegenwärtiges Ziel dieser Kollaboration ist es, Anlagen virtuell zu erstellen und diese ungesteuert oder gesteuert in einem Verbund oder Cluster zu betreiben. Es ist bereits ein Simulationstool entstanden, das gesteuerte und ungesteuerte BHKW, bzw. Wärmepumpen, Windkraftanlagen, Kavernenspeicher, Batterien, und Solaranlagen in einen Verbund zusammenschließen und nach Anlagenzahl gegen ein nachgelagertes Ziel (CO₂, EPEX, Mieterstrom, Eigenverbrauch, etc.) optimieren kann. Gegenwärtig wird intensiv daran gearbeitet, alle diese Anlagen steuerbar zu machen und optimiert zu betreiben. Dies kann auf mindestens zwei Arten geschehen:

- Jeder Anlage eines Clusters kann ihr eigenes Paar von nachgelagertem Bedürfnis (falls vorhanden) und Optimierungsziel zugeordnet werden und gleichzeitig der Anlagenmix optimiert werden. Dies würde zum Beispiel Anlagenbetreiber helfen, neue Anlagen optimal an den vorhandenen Anlagenpark des Clusters anzupassen. Das Simulationstool erlaubt solche Betrachtungen, daher wird diese Stufe der Clusterung und Optimierung voraussichtlich bald erreicht.
- Man kann sich vorstellen, dass ein Cluster ein anderes Optimierungsziel erhält als die Anlagen des Clusters. Zudem können Cluster zu Clustern gekoppelt werden. Hat man solch ein hierarchisches Cluster-System, so beeinflussen sich die Optimierungen auf den verschiedenen Ebenen. Es besteht die Notwendigkeit ein Gesamtsystem der Anlagen zu betrachten und die Optimierungsziele der Anlagen (top-down) oder des Gesamtclusters (bottom-up) dynamisch anzupassen. Dazu müssen die Metaheuristiken der Optimierung entsprechend angepasst werden. Wir erwarten Ergebnisse und ein brauchbares Simulationstool gegen Mitte bis Ende 2018. Stand Dezember 2017 sind schon Teile funktional, siehe Ertragsberechnung unten. Die Softwarebasis der Optimierungen der GSE und des Simulationstools der Hochschule Albstadt-Sigmaringen überscheidet sich hierbei schon stark.

GSE ist bereits in der Lage, über das Monitoring passgenau Anregungen und Vorschläge zu unterbreiten, wie konkrete Anlagen verbessert und effizienter betrieben werden können. Durch die Simulationstools können auch „was-wäre-wenn“ Szenarien in naher Zukunft auf Anlagenebene durchgeführt werden. Dies erlaubt auch quantitative ökonomische Berechnungen.

In naher Zukunft kann GSE auch Simulationen anbieten, die zum Beispiel zeigen, welche Art von Energieerzeugung einen gegebenen Mix von Anlagen gegen ein gegebenes Optimierungsziel ergeben, und wie dieser Mix optimal aussehen würde. Es wird intensiv daran gearbeitet, die Steuerung auf ganze Anlagencluster ausdehnen zu können, um Verbundsysteme zu schaffen, die im Sinne des Virtuellen Kraftwerks vollständig regelbar sind.

7.3.3 Besonderheiten und Anforderungen bei der Umsetzung

Die VKK-Software von GSE setzt auf maschinelles Lernen, um zu vermeiden, alle Anlagen physikalisch modellieren zu müssen. Physikalische Simulationen können zwar sehr genau sein, erfordern aber einen enormen Entwicklungsaufwand, eine große Rechenleistung und damit hohe Kosten. Um das Anlagenverhalten lernen zu können, sind gute und für künstliche [Artificial] neuronale Netze (ANNs) auch viele Daten nötig. Das Monitoring ist also enorm wichtig um diese qualitativ hochwertige Datenbasis zu erhalten. Je nach Datenlage wählt das gs.system eine Simulation der Anlage aus. Mit weniger als 3 Monaten lückenloser Bestandsdaten, kann ein Lernerfolg bei ANNs ausgeschlossen werden, es werden dann andere Lernverfahren herangezogen.

Die erhobenen Daten müssen zeitlich synchronisiert werden, das heißt alle Anlagenparameter eines Datensatzes müssen zu einem Zeitpunkt erhoben werden oder auf äquidistante Zeitschritte umgerechnet werden. Das Management der Datenflüsse, die zeitliche Synchronisation und die Aufbereitung der Daten ist eine logistische Herausforderung, die den Großteil der Software ausmacht. Die üblichen Testverfahren für Software, wie das Unit-Testing, können für stochastische Algorithmen nicht angewendet werden. Es müssen also andere Testverfahren herangezogen werden, um die Richtigkeit der Software automatisch prüfen zu können. So kommen synthetisch erzeugte Daten zum Einsatz, sowie statistische Verfahren.

Um die Kosten im Anwendungsbereich des Projekts mikroVKK klein zu halten, muss die Software für ähnliche Anlagen wiederverwendbar, konfigurierbar und selbstlernend geschrieben werden. Dies erfordert den Einsatz komplexer Software Designpatterns. Dies erlaubt es zum Beispiel, alle Anlagen vom Typ BHKW, Speicher, Kessel, und Last aus einer Softwarebasis zu bedienen und über eine Konfiguration auf der Weboberfläche anzupassen. Für jede Anlage ist nur noch eine Klasse zu erstellen, in der Anlagenparameter, Konfiguration und Lernstrategien festgelegt werden.

7.3.4 Identifizierte Probleme und Chancen

Aus Entwicklersicht ist die größte Herausforderung, Qualität und Verfügbarkeit der Bestandsdaten basierend auf dem Monitoring sicherzustellen. Die Bedeutung der Datenqualität wurde auch bei den Partnern erst im Laufe des Projekts ausreichend bewußt. Daher soll an dieser Stelle ausdrücklich betont werden, **dass Monitoring und Datenaufnahme die unabdingbare Grundlage jeder Steuerung ist.**

Um Anlagen zu optimieren, müssen sie, wie oben beschrieben, simuliert werden können. Dies setzt insbesondere auch beim Monitoring voraus, dass ein genaues Verständnis der Anlage gewonnen wird. Das Projekt mikroVKK hat gezeigt, dass bei den Partnern z.B. Hydraulikpläne, Kenntnis des Anlagenbetriebs und Ähnliches nicht immer vorhanden oder auf dem neuesten Stand waren. So musste im Projekt viel Zeit investiert werden, um aus Monitoringdaten den *tatsächlichen* Anlagenaufbau und die Eigenheiten der aktuellen Anlagensteuerung zu ermitteln. Mehr als einmal stellten sich Angaben, die die Partner im besten Glauben gemacht haben, als nicht vollständig oder in der Praxis als falsch heraus. Hier ist zu betonen, dass die selbstlernende VKK-Software von GSE zwar das Anlagenverhalten lernen kann, nicht aber den Aufbau der Anlage und deren Konfiguration.

7.4 Implementierte und projektierte Regelwerke

In den folgenden Abschnitten wird kurz jedes Regelwerk beschrieben. Diese sind in Typen unterteilt, wobei den EPEX-Typen Vorrang in der Implementierung eingeräumt wurde, da dies der häufigste Anwendungsfall ist. Die abgeleiteten Regelwerke INTERNAL ersetzen die

EPEX-Daten durch ein anderes Optimierungsziel, sind aber sehr ähnlich aufgebaut. Die Softwarebasis ist fast dieselbe.

7.4.1 EPEX-Positive (EPEX-Negative für Wärmepumpen)

Das einfachste Regelwerk ist das Regelwerk EPEX-Positive (EPEX-Negative). Regelungsziel ist es, das BHKW (die Wärmepumpe) nicht unter einem vorgegebenen Grenzkostenwert zu betreiben. Dies verhindert einen Betrieb bei negativen Börsepreisen (da die Grenzkosten positiv sind). Das Regelwerk sendet zwei Signale an die SPS des BHKWs. 1)

- BHKW kann angeschaltet werden,
- BHKW darf nicht angeschaltet werden.

Diese Signalkombination ermöglicht es, BHKWs so zu betreiben, dass sie nie bei Unterschreitung der Grenzkosten laufen. Im Regelwerk enthalten ist ein Modul, das die Motorcharakteristik lernt, und so mit BHKWs arbeiten kann, die in Stufen oder erst langsam auf ihre Maximalleistung oder auf Nullleistung kommen. Dieses minimale Regelwerk wurde auf Kundenwunsch hin entwickelt. Es ist kostengünstig, da nur sehr geringe Umrüstkosten und wenig Sensorik auf Seiten der Anlage nötig sind, aber durchaus auch in der Lage ist, CO₂ und Kosten einzusparen. Für Wärmepumpen dreht sich das Regelwerk zu EPEX-Negative um, um die Laufzeiten der Wärmepumpe bei niedrigen Preisen zu gewährleisten. Eine Zusammenfassung des aktuellen Standes bzgl. der Entwicklung und Umsetzung des Regelwerkes zeigt Tabelle 7-3.

Tabelle 7-3: Synopsis EPEX-Positive (EPEX-Negative für Wärmepumpen)

Gegenstand	Beschreibung
Input Daten	EPEX-Day-Ahead, Soll-Ist Zustand bei Betrieb zur Überwachung
Output Daten	BHKW kann an, BHKW muss aus bleiben
Implementiert	Im GSE System enthalten seit Januar 2017
Betriebsbereit	Sofort nach Erstellung eines Agenten
In Betrieb	Als Demoanlage

7.4.2 EPEX-Timeslot

Das Regelwerk „EPEX-Timeslot“ stellt pro Tag zwei Zeitfenster mit maximalem und minimalem Börsenpreis bereit. Die Länge der Zeitscheiben können in einem gewissen Rahmen vorgegeben werden. Die SPS ist dafür zuständig, vor Eintreten einer solchen Zeitscheibe den Speicher entsprechen zu leeren oder zu füllen. Dieses minimale Regelwerk wurde auf Kundenwunsch hin als EPEX-Negative Version für eine Wärmepumpe entwickelt. Eine Zusammenfassung des aktuellen Standes bzgl. der Entwicklung und Umsetzung des Regelwerkes zeigt Tabelle 7-4.

Tabelle 7-4: Synopsis EPEX-Timeslot

Gegenstand	Beschreibung
Input Daten	EPEX-Day-Ahead, Soll-Ist Zustand bei Betrieb zur Überwachung
Output Daten	BHKW an in Zeitscheibe 1, BHKW aus in Zeitscheibe 2
Implementiert	Im GSE System enthalten seit Januar 2017
Betriebsbereit	Sofort nach Erstellung eines Agenten
In Betrieb	Beim Kunden installiert

7.4.3 EPEX-Reactive (positiv für BHKWs und negativ für Wärmepumpen)

Das Regelwerk **EPEX-Reactive** ist das Standardregelwerk des mikroVKK-Projekts. Ziel ist es, das BHKW zu den Zeiten zu betreiben, an denen der Börsenpreis EPEX-Day-Ahead des Folgetages hoch ist. Das bedeutet, Strom als Kommodität zu höheren Preisen bereitzustellen. Es werden Grenzkosten angegeben, unter denen das BHKW nicht angeschaltet werden soll, bei negativem Börsenpreis bleibt das BHKW aus. Minimale und maximale Motorlaufzeiten werden berücksichtigt, es können auch Laufzeitenbeschränkungen und Laufzeitenausgleich bei mehreren BHKWs berücksichtigt werden.

Dieses Regelwerk benötigt eine Vielzahl von Eingabedaten, zudem benötigt es die Prognose der Lasten, die Simulation der Anlage und deren Optimierung. Das EPEX-Reactive Regelwerk spart nach Abschätzungen sowohl CO₂ als auch Kosten ein. Eine Anlage kann mehrere BHKWs im gleichen hydraulischen Kreis besitzen.

Das EPEX-Reactive Regelwerk hat eine „recovery“ Option, die es erlaubt bei fehlerhaftem Anlagenverhalten dieses entweder „on-the-fly“, also ohne dass die SPS es bemerkt, oder nach „handschake“ mit der SPS, nachdem diese das System stabilisiert hat, mit einem neuen Fahrplan zu korrigieren. Eine Zusammenfassung des aktuellen Standes bzgl. der Entwicklung und Umsetzung des Regelwerkes zeigt Tabelle 7-5.

Tabelle 7-5: Synopsis EPEX-Reactive (positiv für BHKWs und negative für Wärmepumpen)

Gegenstand	Beschreibung
Input Daten	EPEX-Day-Ahead, Wetterdaten historisch, Wetterdaten Vorhersage, Anlagendaten Historisch, Tagesfahrplan, Soll-Ist Zustand bei Betrieb zur Überwachung
Output Daten	Fahrplan, BHKW(s) an, BHKW(s) aus, (erwarteter Speicherfüllstand).
Implementiert	Im GSE System enthalten ist die temperaturnormierte Lastprognose, die Lernalgorithmen für die Motorcharakteristik, zwei Metaheuristiken im Test
Noch zu implementieren	Integration der Optimierungsmodule, Anlagenmodul, Erstellen der Motor- und Steuerungsagenten
Betriebsbereit	nach Fertigstellung der Simulation, Optimierung und der nötigen Agenten
In Betrieb	Nein, Tests erfolgreich

7.4.4 EPEX-Trade

Das EPEX-Trade Regelwerk ist *nicht Teil des mikroVKK Projektes*, aber natürlich das Ziel des EPEX-Reactive Regelwerkes. Oberflächlich ist das EPEX-Trade Regelwerk nur eine kleine Erweiterung des EPEX-Reactive Regelwerkes. Um einen Fahrplan für den **übernächsten Tag** zu erstellen benötigt man zusätzlich eine EPEX-Day-Ahead Börsenvorhersage.

Wie im Abschnitt 6.3.1.2 beschrieben ist aber der Vorhersagehorizont und damit *die Fehleranfälligkeit sehr viel größer*. Während das EPEX-Reactive Regelwerk nur wenig mehr als einen 24-Stunden-Zeitraum für Prognose und Simulationen braucht, wenn kurz vor Mitternacht simuliert wird, muss für das EPEX-Trade Regelwerk schon am Morgen des Handelstages ein **verbindlicher Fahrplan** für den Liefertag erstellt werden. Das heißt, das Verhalten der Lasten und der Anlage muss zuverlässig für mehr als 40 Stunden vorhergesagt werden (bei Erstellung des Fahrplans morgens 8h am Tag des Handels). Dies ist fast eine Verdoppelung des Vorhersagehorizontes. Zudem kann im Handel erheblich Geld verloren werden, falls ein Fahrplan nicht eingehalten werden kann. Das heißt, die Vorhersagequalität muss im Gegensatz zum EPEX-Reactive Regelwerk signifikant erhöht werden. Eine „recovery“-Option ist nur in sehr geringem Maße möglich (Austausch defekter Motoren, falls verfügbar, keine Laufzeitänderungen). Um mit maschinellem Lernen diese Vorhersagequalität zu erzielen, benötigt man sehr gute Börsen- und Wetter-Daten sowie eine große Lerndatenbasis (Mindestens viele Monate. PV Simulationen haben gezeigt, dass auch 2 Jahre Daten nicht ausreichen sind, um die jährlichen Schwankungen vollständig abzubilden, obwohl ausgesprochen moderne maschinelle Lernverfahren und Technologien zum Einsatz kamen). Eine Zusammenfassung des aktuellen Standes bzgl. der Entwicklung und Umsetzung des Regelwerkes zeigt Tabelle 7-6.

Tabelle 7-6: Synopsis EPEX-Trade

Gegenstand	Beschreibung
Input Daten	EPEX-Day-Ahead, EPEX-Day-Ahead Vorhersage, Wetterdaten historisch, Wetterdaten Vorhersage, Anlagendaten Historisch, Tagesfahrplan, Soll-Ist Zustand bei Betrieb zur Überwachung
Output Daten	Fahrplan, BHKW(s) an, BHKW(s) aus, (erwarteter Speicherfüllstand)
Implementiert	Im gs.system enthalten ist die temperaturnormierte Lastprognose, die Lernalgorithmen für die Motorcharakteristik, zwei Metaheuristiken im Test
Noch zu implementieren	Integration der Optimierungsmodule, Anlagenmodul, Erstellen der Motor- und Steuerungsagenten, neue verbesserte Prognosen und Simulationen, Evaluation der Fehlerhäufigkeit
Betriebsbereit	nach Fertigstellung der Simulation, Optimierung und der nötigen Agenten
In Betrieb	Nein, erste Tests

7.4.5 INTERNAL-Reactive

Das Regelwerk INTERNAL-Reactive ist vom Regelwerk EPEX-Reactive abgeleitet. Die Softwareunterschiede sind eher gering, allerdings muss die Optimierung auf andere Regelziele

angepasst werden. Dies bedeutet insbesondere, dass neue Import-Module benötigt werden, wenn externe Daten für die Regelung notwendig sind, wie z.B. Stromlastkurven für Direktlieferungsmodelle. Optimierungen hängen zudem auf delikate Weise von Parametern ab, die sie selbst steuern. Das INTERNAL-Reactive Regelwerk kann z.B. für Direktlieferungs- und Mieterstrommodelle sowie zur CO₂-Vermeidung (gegen den Strommix des deutschen Netzes), und ähnliche Steuerziele verwendet werden. Eine Zusammenfassung des aktuellen Standes bzgl. der Entwicklung und Umsetzung des Regelwerkes zeigt Tabelle 7-7.

Tabelle 7-7: Synopsis INTERNAL-Reactive

Gegenstand	Beschreibung
Input Daten	Internes Optimierungsziel, Prognose des internen Optimierungsziels wenn importiert, Wetterdaten historisch, Wetterdaten Vorhersage, Anlagendaten Historisch, Tagesfahrplan, Soll-Ist Zustand bei Betrieb zur Überwachung
Output Daten	Fahrplan, BHKW(s) an, BHKW(s) aus, (erwarteter Speicherfüllstand)
Implementiert	Im gs.system enthalten ist die temperaturnormierte Lastprognose, die Lernalgorithmen für die Motorcharakteristik, zwei Metaheuristiken im Test
Noch zu implementieren	Integration der Optimierungsmodule, Anlagenmodul, Erstellen der Motor- und Steuerungsagenten, eventuell Importer für externe Daten und/oder deren Prognose
Betriebsbereit	nach Fertigstellung der Simulation, Optimierung und der nötigen Agenten
In Betrieb	Nein, Tests laufen

8 Geschäftsmodelle

In diesem Kapitel werden die Geschäftsmodelle erläutert, die im Rahmen des Projektes mikroVKK für die Anwendungsfälle betrachtet wurden. Ursprünglich war geplant, neben den GEMO, die während der grünen Phase entsprechend des BDEW Ampelmodells (vgl. Kapitel 8.1) zur Anwendung kommen, ebenfalls mögliche Geschäftsmodelle für die gelbe und rote Phase zu betrachten. In Konsens mit den Praxispartnern wurde sich aber darauf verständigt, zunächst die Zuverlässigkeit des Systems unter „grünen“ Bedingungen zu erproben.

Grundlegend für den Erfolg neuer Produkte und Dienstleistungen ist die Identifizierung und Umsetzung eines geeigneten GEMO. Im Rahmen des Projektes wurden die beiden Regelwerke „Preisprofil folgen“ und „Lastprofil folgen“ als Basis für die betrachteten Geschäftsmodelle ausgewählt.

Die Zielgröße des Regelwerks „Preisprofil folgen“ ist der erzielbare Preis für den erzeugten Strom durch Vermarktung an der EEX-Börse. Demnach sind die Betriebszeiten des BHKWs so festzulegen, dass die Anlage möglichst in Zeiten mit hohen Börsenpreisen in Betrieb ist und zu Zeiten mit geringen oder sogar negativen Börsenpreisen steht.

Die Zielgröße des zweiten Regelwerks „Lastprofil folgen“ ist der Direktlieferungsanteil der BHKW-Erzeugung. Hierbei geht es also darum, den Strombedarf möglichst durch die BHKW-Erzeugung im Objekt abzudecken und den Netzbezug zu minimieren.

Umfang und Qualität der Daten – und zwar sowohl der historischen Daten zum bisherigen Betrieb der Anlagen wie auch der während der Projektlaufzeit generierten Daten - waren leider nicht ausreichend, um die Effekte der VKK-Lösung und somit der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Geschäftsmodelle belastbar bewerten zu können. Daher wird die nachfolgende Bewertung anhand von synthetisierter Profile durchgeführt. Die Lieferquoten, die ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit sein können, werden in geeigneter Weise abgeschätzt.

8.1 BDEW-Ampelmodell

Mit dem zunehmenden Ausbau fluktuierender, dezentraler Einspeisung und fehlenden kostengünstigen Speichermöglichkeiten wird es aus Systemsicht und für die Lieferanten mittelfristig immer wichtiger, neben den möglichen Flexibilität von Erzeugungsanlagen auch auf Flexibilität der Lastseite zurückzugreifen. Die Anforderungen an die Steuerung aus System- und aus Lieferantensicht können jedoch aufgrund der räumlichen Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch in Widerspruch stehen zu den Anforderungen eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements des Netzbetreibers.

Um diese widersprüchliche Interessenslage in einem volkswirtschaftlichen Optimum zu lösen, ist eine verstärkte Koordination zwischen den Marktteilnehmern im nicht-

regulierten Bereich (Smart Market) und dem regulierten Netz (Smart Grid) erforderlich. Wie ein Zusammenspiel zwischen den regulierten und nichtregulierten Bereichen aussehen kann, wird in der aktuell diskutierten Netzampellogik beschrieben. Eine Übersicht der einzelnen Ampelphasen zeigt Abbildung 8-1.

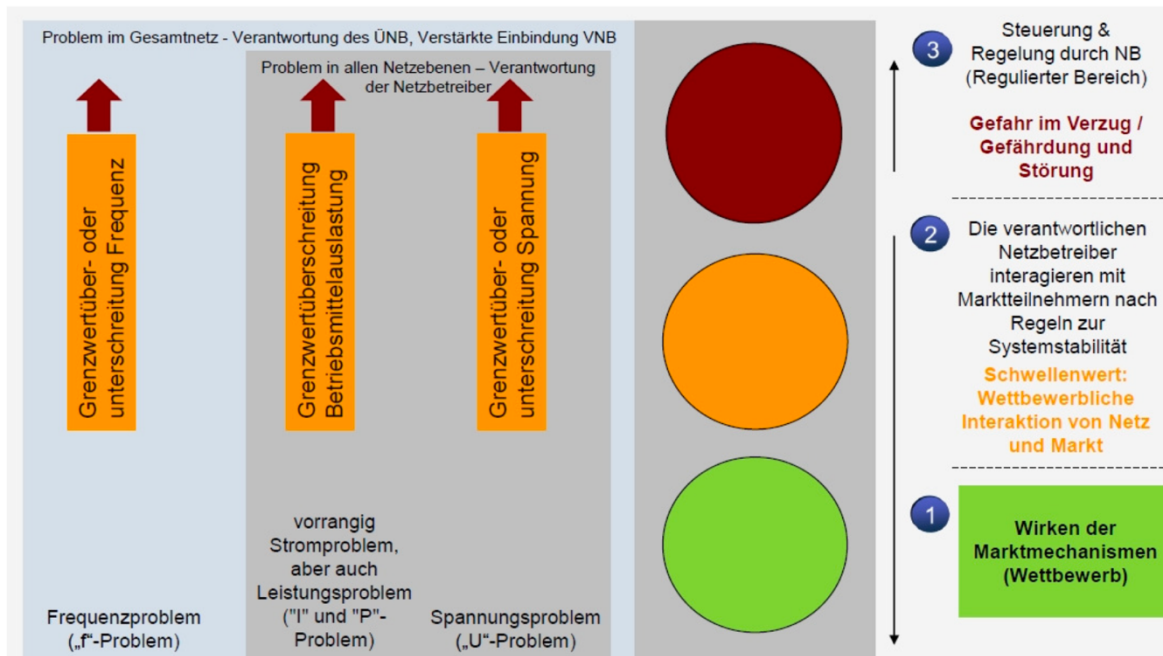


Abbildung 8-1: BDEW Ampelmodell²

In der **grünen Ampelphase**, die den Regelfall darstellt, liegen keine netzseitigen Restriktionen vor. Die Marktakteure können frei agieren und die Energiemengen können den Preissignalen und Lieferkontrakten folgend im Netz transportiert werden. Die Angebote der Lieferanten unterliegen keinen Beschränkungen und aus Energielogistik-sicht können Erzeugung und Nachfrage jederzeit ausgeglichen werden.

In der **gelben Ampelphase**, in der Warnwertverletzungen aus Netz-sicht vorliegen, arbeiten regulierte und nicht-regulierte Bereiche eng zusammen. Von Netzbetreibern ausgeschriebene Systemdienstleistungen werden von den Netzbetreibern abgerufen und von den Marktteilnehmern erbracht, die den Zuschlag erhalten haben. Vom Netzbetreiber vorgegebene Netzrestriktionen sind dabei in den betroffenen Netzteilen einzuhalten. Die üblichen Marktspielregeln wie Energiemengenbilanzierungen gelten vollumfänglich weiter. Der Netzbetreiber kompensiert die Gegenseite für die Flexibilität. Die netzstabilisierenden Systemdienstleistungen können auch über wettbewerblich organisierte, dezentrale Marktplätze bereitgestellt werden.

² Smart Grids Ampelkonzept (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.)

In der **roten Ampelphase** geht es um die Verhinderung eines Systemzusammenbruchs und es greifen Notfallmaßnahmen der Netzbetreiber. Die Netzbetreiber haben das volle Durchgriffsrecht und die normalen Marktspielregeln sind außer Kraft gesetzt.

Speziell in der gelben Ampelphase ist zu klären, wie die Koordination zwischen Markt und Netz im Einzelnen ausgestaltet werden soll und in welchem Verhältnis die Bewirtschaftung knapper Ressourcen zum Netzausbau steht, die die Knappheit reduzieren können. Hierbei ist es sinnvoll, zwischen direkter Steuerung der Flexibilität und indirekter Steuerung (über Preismechanismen) zu unterscheiden. Im zweiten Fall können insbesondere Speicher zum Einsatz kommen. Prozesse, bei denen das zeitliche Verschieben mit einem Komfortverlust oder betrieblichen Kosten auf der Nachfrageseite einhergeht, sollten nur über Preismechanismen gesteuert werden.

Im nachfolgenden werden Geschäftsmodelle betrachtet, die ausschließlich für die grüne Ampelphase gültig sind.

8.2 Exemplarische Wirtschaftlichkeitsbewertung

In den nachfolgenden Kapiteln werden die betrachteten Geschäftsmodelle dargestellt und aus wirtschaftlicher Sicht bewertet.

8.2.1 Rahmenbedingungen

Die exemplarische Bewertung möglicher Geschäftsmodelle wird anhand der beiden Anwendungsfälle **Mehrfamilienhaus** und **Schule** durchgeführt, wobei jeweils zusätzlich nach Bestandsgebäude und Neubauten unterschieden wird. Die Anwendungsfälle unterscheiden sich dahingehend, dass in Bestandsgebäuden bereits bestehende BHKW-Anlagen, die in der Regel auf Basis des KWKG 2012 gefördert werden, zum Einsatz kommen. Zudem sind für die Umsetzung der Eigen- oder Direktlieferung zumeist Umbaumaßnahmen und damit verbundenen Investitionen für die Zähler- und Stromnetzinfrastruktur notwendig.

In Neubauten werden die BHKWs hingegen nach dem KWKG 2016 gefördert, das für die Dimensionierung und die Betriebsführung deutlich andere Anreize bietet als das KWKG 2012. Wie sich KWKG 2012 und 2016 unterscheiden, zeigt Tabelle 8-1. Im oberen Bereich der Tabelle werden die Rahmenbedingungen des KWKG 2012 beschrieben. Demnach werden z.B. BHKWs mit einer Leistung bis $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ mit 5,41 ct pro erzeugter kWh gefördert. Und zwar unabhängig davon, an wen der erzeugte Strom geliefert wird. Die Förderung werden aber maximal für 30.000 Vollbenutzungsstunden (Vbs) bzw. für 10 Jahre gewährt. Die Vollbenutzungsstunden errechnen sich dabei aus dem Quotienten aus erzeugter elektrischer Energie und der elektrischen Nennleistung.

Beim KWKG 2016 hingegen wird die Direkt- bzw. Eigenlieferung sowie die Netzliefereung unterschieden gefördert. Die Lieferung ins öffentliche Netz wird mit 8 ct/kWh, die Direktlieferung ins Objekt hingegen nur mit 4 ct/kWh, unter der Voraussetzung, dass die volle EEG-

Umlage abgeführt wird. Weiterhin wurde der Vergütungszeitraum bei kleinen BHKW auf 60.000 auf sog. „zuschlagsberechtigte“ Vollbenutzungsstunden (zVbs) ausgeweitet und gleichzeitig die Begrenzung auf einen maximalen Zeitraum aufgehoben. Für die Erzeugungsmenge, die bei negativen Börsenpreisen eingespeist werden, ergibt es nach dem neuen KWKG keine Förderung mehr, weshalb eine stromgesteuerte Betriebsführung an Bedeutung gewinnt.

Tabelle 8-1: Fördersätze und -Bedingungen KWKG 2012 und KWKG 2016

Anlagenleistung elektr.		bis 50 kW	bis 100 kW	bis 250 kW	bis 2 MW	über 2 MW
KWKG 2012						
Förderzeitraum	Vbs	30.000 / 10 a	30.000			
Zuschlag	c/kWh	5,41	4		2,4	1,8
KWKG 2016						
Förderzeitraum	zVbs	60.000	30.000			
Netzlieferung NdaV	c/kWh	8	6	5	4,4	3,1
Direktlieferung (Kundenanlage) mit 100 % EEG	c/kWh	4	3	2	1,5	1
Eigenlieferung (Kundenanlage)	c/kWh	4	3			
Eigenlieferung stromintensive Industrie	c/kWh	5,41	4		2,4	1,8
neg. Börsenpreis	c/kWh			0		
Direktvermarktung		optional		Pflicht für Neuanlagen ab 1.7.2016	Pflicht wohl für alle Anlagen (auch KWKG 2012)	

Die Rahmenbedingungen für die Bewertung werden in Tabelle 8-2 beschrieben. Sowohl im Bestand als auch im Neubau werden neben dem Referenzfall zwei Varianten betrachtet. Die Änderungen gegenüber dem Referenzfall sind in der Tabelle jeweils fett hervorgehoben.

Tabelle 8-2: Rahmenbedingungen für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Anwendungsfälle	Referenz (100 % Netzlief. erung)	Variante 1 (Direktlieferung ungesteuert)	Variante 2 (Direktlieferung gesteuert)	
Effekt der BHKW Dimensionierung Effekt des neuen KWKG	Bestand KWKG - 2012	<ul style="list-style-type: none"> 100 % Netzlief. erung Wärmegeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als „Dauerläufer“ Auslegung auf 10 Jahre Betriebszeit 6.000 – 7.000 h/a 	<ul style="list-style-type: none"> Direkt- und Netzlief. erung Wärmegeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als „Dauerläufer“ Auslegung auf 10 Jahre Betriebszeit 6.000 – 7.000 h/a 	<ul style="list-style-type: none"> Direkt- und Netzlief. erung Stromgeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als „Dauerläufer“ Auslegung auf 10 Jahre Betriebszeit 6.000 – 7.000 h/a
	Neubau KWKG - 2016	<ul style="list-style-type: none"> 100 % Netzlief. erung Wärmegeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als „Dauerläufer“ Auslegung auf 10 Jahre Betriebszeit 6.000 – 7.000 h/a 	<ul style="list-style-type: none"> Direkt- und Netzlief. erung Wärmegeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als „Dauerläufer“ Auslegung auf 10 Jahre Betriebszeit 6.000 – 7.000 h/a 	<ul style="list-style-type: none"> Direkt- und Netzlief. erung Stromgeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als „Dauerläufer“ Auslegung auf 10 Jahre Betriebszeit 6.000 – 7.000 h/a
	Neubau KWKG - 2016	<ul style="list-style-type: none"> 100 % Netzlief. erung Wärmegeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als primä rere Wärmelieferant Auslegung auf 12 - 14 Jahre Betriebszeit 4.000 – 5.000 h/a 	<ul style="list-style-type: none"> Direkt- und Netzlief. erung Wärmegeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als primä rere Wärmelieferant Auslegung auf 12 - 14 Jahre Betriebszeit 4.000 – 5.000 h/a 	<ul style="list-style-type: none"> Direkt- und Netzlief. erung Stromgeführter BHKW-Betrieb Dimensionierung des BHKW als primä rere Wärmelieferant Auslegung auf 12 - 14 Jahre Betriebszeit 4.000 – 5.000 h/a

Bei den Bestandsanlagen werden in den Varianten 1 und 2 anstelle einer vollständigen Lieferung in öffentliche Netz (kurz „Netzlief. erung“) beim Referenzfall ein Teil der Erzeugung ins Objekt direkt geliefert (kurz „Direktlieferung“) und nur noch der Überschuss ins Netz geliefert.

Die Direktlieferung bietet dabei ein höheres Erlöspotential als die Netzlief. erung, weil bei der Direktlieferung bzw. beim Eigenverbrauch keine Netzentgelte sowie geringere Steuern und Abgaben entrichtet werden müssen. Daher kann der Lieferant dem Verbraucher (Bezieher) einen höheren Arbeitspreis berechnen als den Arbeitspreis, den er vom VNB für die Netzlief. erung erhält.

Sowohl im Referenzfall wie auch in Variante 1 wird das BHKW wärmegeführt betrieben, d.h. die Betriebszeiten des BHKW richten sich ausschließlich nach dem Wärmebedarf des belieferten Objektes. Im Unterschiede dazu wird in Variante 2 das BHKW stromgeführt betrieben. Das heißt, dass die Betriebszeiten des BHKW zeitlich so optimiert werden, dass das BHKW möglichst häufig zu Zeiten mit einem hohen Strombezug betrieben wird.

Bei Bestandsanlagen werden die BHKW-Anlagen in der Regel nach dem KWKG 2012 vergütet. Deshalb wurden diese Anlagen in der Regel als so genannte „Dauerläufer“ ausgelegt Die BHKW-Leistung wurde dabei nur so hoch gewählt, dass die thermische Grundlast – auch im Sommer – abgedeckt werden konnte mit dem Ziel, ganzjährig möglichst hohe Betriebsstunden in dem Förderzeitraum von 10 Jahren zu erreichen. Nachteil ist aber, dass die spezifischen Investitionskosten für BHKWs mit sinkender Leistung stark steigen. Deshalb sollten Anlagen Betriebsstunden von ca. 6.000 bis 7.000 h/a erreichen, um eine hohe Wirtschaftlichkeit zu garantieren.

Beim Neubau werden die gleichen Varianten betrachtet. Der Unterschied zu Bestandsanlagen ist allerdings, dass BHKW in Neubauten durch das KWKG 2016 in der Regel mit einer

höheren Leistung ausgelegt werden können, da die Förderung nur noch von den Vollbenutzungsstunden und nichtmehr von Betriebsjahren abhängt. Durch eine größere BHKW-Leistung reduzieren sich zwar die Betriebsstunden pro Jahr im Vergleich zu einem BHKW mit kleiner Leistung, jedoch kann ein höherer Anteil des Wärmebedarfs pro Jahr sowie ein höherer Anteil des Strombedarfs gedeckt werden. Beide Effekte erhöhen die Wirtschaftlichkeit und auch den ökologischen Mehrwert.

Eine höhere BHKW-Leistung ist auch mit geringeren spezifische Investitionskosten und Wartungskosten verbunden. Die jährlichen Betriebsstunden liegen in diesem Fall in einem Bereich zwischen 4.000 und 5.000 h/a, was einen Förderzeitraum von ca. 12 bis 14 Jahren gemäß KWKG 2016 bedeutet.

Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit des BHKW-Betriebs sind die Tarife bzw. mögliche Entgelte, die durch die Nutzung andere Vermarktungswege der Erzeugungsmengen genutzt werden können (vgl. Tabelle 8-3).

Tabelle 8-3: Übersicht Tarife und Entgelte (Exemplarisch)

Tarife und Entgelte	Betrag in ct/kWh
Netztarif = Endkumentarif Strom (brutto)	27,00
Endkumentarif Strom (netto), davon	22,70
<ul style="list-style-type: none"> • Marge Arbeit • Beschaffungskosten (EEX) • EEG-Umlage • Netzentgelte und Abgaben 	10,88
Entgelt für BHKW-Betreiber bei Direktlieferung	
<ul style="list-style-type: none"> • Arbeitsentgelt • KWKG 2012 Zuschuss • KWKG 2016 Zuschuss 	12,88
Entgelt für BHKW-Betreiber bei Netzliefereung	
<ul style="list-style-type: none"> • VNB-Vergütung basierend auf EEX-Durchschnitt • KWKG 2012 Zuschuss • KWKG 2016 Zuschuss 	8,00
Endkumentarif Wärme	6,00
Gastarif Anlagenbetreiber	4,00
Mieterstrombonus (Vorteil für Mieter im Vergleich zum Netztarif)	1,00

Für die Berechnung wurde ein Brutto-Endkundenpreis von 27 ct/kWh für den Netzbezug angesetzt. Die Entgelte für die Vergütung des BHKW-Stroms variieren je nach Vermarktungsmodell (Direkt- oder Netzliefereung) und KWKG. Der BHKW-Betreiber kann somit Entgelte zwischen 16,88 und 18,29 ct/kWh bei der Direktlieferung oder zwischen 8,91 ct/kWh und 11,50 ct/kWh bei der Netzliefereung erzielen. Bei der Direktlieferung an Mieter ist es zudem möglich, dem Mietern einen zusätzlichen „Mieterstrombonus“ von ca. 1 ct/kWh anzubieten, um den Mieterstromtarif für die Mieter attraktiv zu machen.

8.2.2 Anwendungsfall Mehrfamilienhaus

Als Grundlage für die Bewertung des Mehrfamilienhauses (MFH) als exemplarischen Anwendungsfall wurden folgende Annahmen getroffen:

- im MFH sind insgesamt 30 Wohneinheiten (WE) vorhanden,
- der durchschnittliche Strombezug pro WE liegt im Jahr bei 2.500 kWh/a,
- der Endenergiebedarf für Heizung und Warmwasser liegt bei 180 kWh/m²a,
- die durchschnittliche Wohnfläche pro WE liegt bei 70 m², was einer beheizten Gesamtfläche von 2.100 m² entspricht.

Für die Bewertung wurde ebenfalls ein Vergleich zwischen Bestand und Neubau in unterschiedlichen Varianten angestellt. Tabelle 8-4 gibt eine Übersicht über die entsprechenden Rahmenbedingungen zur Anlagentechnik sowie zu eventuell anfallenden Investitionskosten zur Erfüllung der Voraussetzungen (Netzanschluss und Zählersystem) für die Direktlieferung.

Tabelle 8-4: Variantenvergleich zu Anlagen und Kosten (MFH)

Anwendungsfälle	Referenz (100 % Netzlieferrung)	Variante 1 (Direktlieferung ungesteuert)	Variante 2 (Direktlieferung gesteuert)
Bestand KWKG - 2012	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 9 kW_{el}/20 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 20 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: - € • Anbindungskosten: - € • VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 9 kW_{el}/20 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 20 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: 6.000 € • Anbindungskosten: 1.500 € • VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 9 kW_{el}/20 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 20 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: 6.200 € • Anbindungskosten: 3.000 € • VKK Steuerung: ? €/a
Neubau KWKG - 2016	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 9 kW_{el}/20 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 20 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: - € • Anbindungskosten: - € • VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 9 kW_{el}/20 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 20 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: 150 € • Anbindungskosten: 1.000 € • VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 9 kW_{el}/20 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 20 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: 300 € • Anbindungskosten: 2.000 € • VKK Steuerung: ? €/a
Neubau KWKG - 2016	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 20 kW_{el}/40 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 80 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: - € • Anbindungskosten: - € • VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 20 kW_{el}/40 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 80 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: 150 € • Anbindungskosten: 1.000 € • VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW: 20 kW_{el}/40 kW_{th} • Kessel: 200 kW_{th} • Puffer: 80 kWh <ul style="list-style-type: none"> • Umbaukosten: 300 € • Anbindungskosten: 2.000 € • VKK Steuerung: ? €/a

Wie bereits zuvor beschrieben, wird im Neubau die Nutzung eines größer dimensionierten BHKW (20 kW_{el}/40 kW_{th}) im Vergleich zum Bestand (9 kW_{el}/20 kW_{th}) zu Grunde gelegt. Um die Effekte des KWKG 2016 sowie einer größeren Dimensionierung der BHKW-Anlage vergleichen zu können, wird zudem auch ein Neubau mit einem kleinem BHKW betrachtet. für das größere BHKW wird auch der Pufferspeicher größer dimensioniert, damit er die thermische Erzeugung des BHKWs für zwei Stunden komplett aufnehmen kann. üblicherweise wird ein Pufferspeicher auf die Speicherung der Wärme von 1 BHKW-Betriebsstunde dimensioniert.

Da in Variante 1 und 2 der Strom im Objekt direktgeliefert werden soll, werden jeweils Kosten für den Umbau des Stromnetzanschlusses (inklusive Planungskosten) angesetzt. In Variante 2 sind diese wegen des etwas größeren Planungsaufwands geringfügig höher.

Die Anbindungskosten in Variante 1 berücksichtigen auch die Zählerstruktur, da davon ausgegangen wird, dass für die komplexere Abrechnung einer Direktlieferung elektronische Zähler mit Zählerfernauslesung (Smart Meter) installiert werden. Im Neubau reduzieren sich diese Kosten, da man entsprechende Maßnahmen bereits bei der Planung berücksichtigen kann, weshalb der Mehraufwand nur noch geringfügig ist.

Bei Variante 2 sind die Anbindungskosten wegen des zusätzlichen Aufwandes der VKK-Lösung höher im Vergleich zu Variante 1. Die Kosten für das VKK-System werden erst bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung besprochen, da deren Höhe vom Regelwerk abhängig zu machen ist. Im Neubau können die Kosten für den Netzanschluss und die Zählerinfrastruktur bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden, weshalb in diesem Fall keine Mehrkosten entstehen.

Tabelle 8-5 und Tabelle 8-6 zeigen die Ergebnisse der Simulationsrechnung zur Bestimmung der Lieferquoten im MFH. Diese Lieferquoten dienen als Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Die Lieferquoten in Variante 2 unter Berücksichtigung der VKK-Steuerung wurden abgeschätzt, da bis zum Projektende keine gemessenen Werte über die tatsächlichen Effekte der VKK-Steuerung, beispielsweise zur Steigerung der Direktlieferquote, ermittelt werden konnten.

Die folgende Abschätzung basiert auf dem maximal möglichen Potenzial der Direktlieferung (vgl. Abbildung 8-2). Das maximale Potential wurde auf Basis der Dauerlinie des Strombezugs für das Betrachtungsobjekt ermittelt.

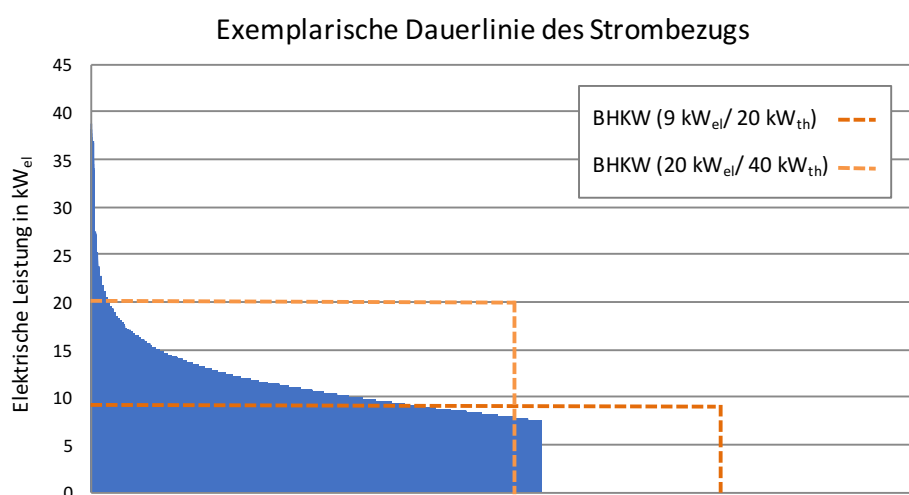


Abbildung 8-2: Abschätzung der maximalen Direktlieferquote

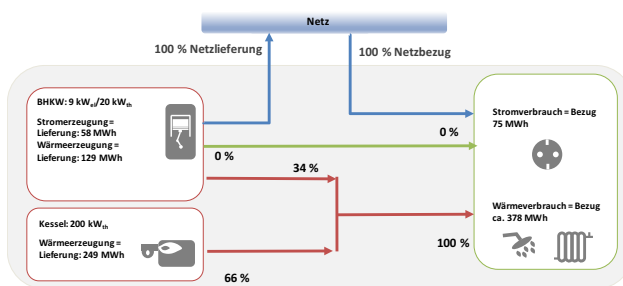
Anhand der jährlichen Betriebszeiten der BHKW (im dargestellten Beispiel ein Aggregat mit 9 kW_{el} bzw. 20 kW_{el}, ermittelt aus dem Referenzfall), wird die elektrische Erzeugungsleis-

tung ebenfalls sortiert aufgetragen. Hieraus lässt sich ermittelt, welcher Anteil der Erzeugung im optimalen Fall direkt zur Deckung des Objektbezugs genutzt bzw. als Netzlief erung eingespeist wird. Da diese Maximalwerte in der Praxis nicht erreicht werden können, wurde ein Abschlag berücksichtigt.

Tabelle 8-5 zeigt die Lieferquoten im MFH, die durch ein klein dimensioniertes BHKW (9 kW_{el} und 20 kW_{th}) erzielt werden können. Ungesteuert (Variante 1) werden in diesem Anwendungsfall bereits bis zu 72 % des erzeugten Stroms direkt ins MFH liefern, was einem Direktbezug von 56 % entspricht. Die Lieferquoten hängen dabei direkt von Lastprofil und damit von der Hanshaltsstruktur der Bewohner bzw. Mieter ab und können daher auch vom genannten Wert deutlich abweichen.

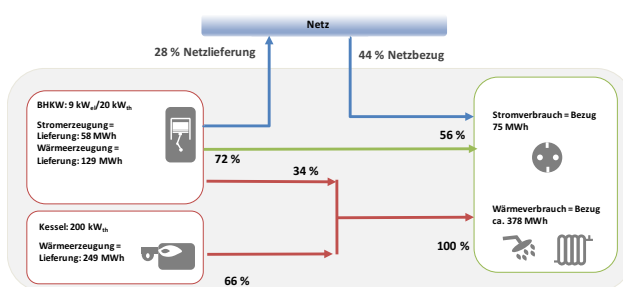
Es wird angenommen, dass durch eine intelligente VKK-Steuerung der Direktlieferanteil des BHKW-Stroms auf bis zu 81 % gesteigert werden kann, wodurch sich die Direktbezugsquote des Objektes von 56 % auf 63 % erhöht. Der Anteil des BHKWs an der Wärmeerzeugung liegt in allen Varianten bei 34 %, da trotz VKK-Steuerung davon ausgegangen werden kann, dass die Betriebszeiten sich durch den Einfluss des Regelwerkes nicht erheblich ändern werden.

Tabelle 8-5: Lieferquoten in einem MFH mit einem BHKW (9 kW_{el}/ 20 kW_{th})



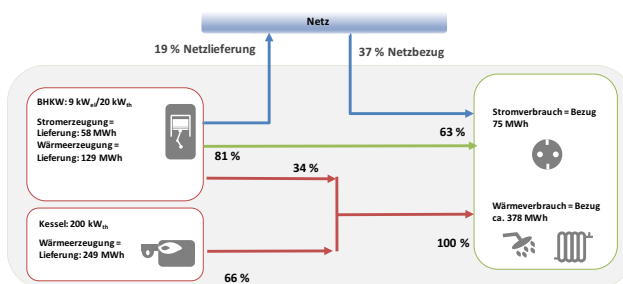
MFH (Bestand/Neubau) – Referenz

- 100 % Netzlief erung
- 0 % Direktlief erung
- 100 % Netzbezug
- 0 % Direktbezug
- 34 % BHKW-Wärmelief erung
- 66 % Kessel-Wärmelief erung



MFH (Bestand/Neubau) – Variante 1

- 28 % Netzlief erung
- 72 % Direktlief erung
- 44 % Netzbezug
- 56 % Direktbezug
- 34 % BHKW-Wärmelief erung
- 66 % Kessel-Wärmelief erung

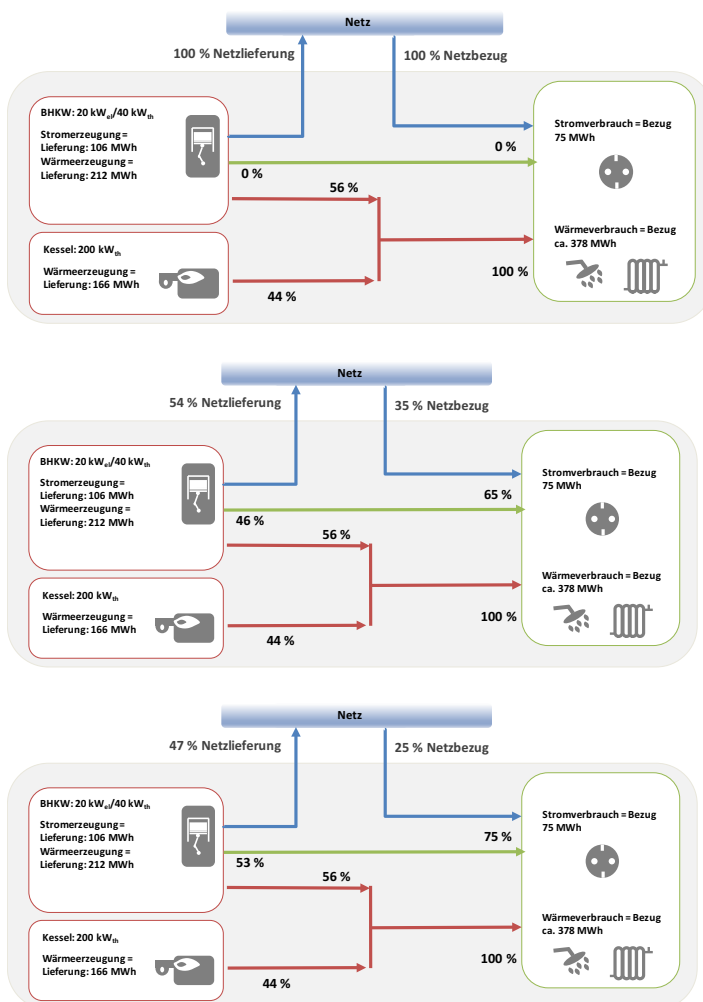


MFH (Bestand/Neubau) – Variante 2

- 19 % Netzlief erung
- 81 % Direktlief erung
- 37 % Netzbezug
- 63 % Direktbezug
- 34 % BHKW-Wärmelief erung
- 66 % Kessel-Wärmelief erung

Im Vergleich dazu kann der Wärmeanteil des BHKW durch eine höhere Leistung von 34 % auf 56 % gesteigert werden. Der Direktbezug beträgt in Variante 1 bereits 65 %, durch die VKK-Steuerung in Variante 2 sogar 75 % (vgl. Tabelle 8-6).

Tabelle 8-6: Lieferquoten in einem MFH mit einem BHKW (20 kW_{el}/40 kW_{th})



MFH (Neubau) – Referenz

- 100 % Netzlieferung
- 0 % Direktlieferung
- 100 % Netzbezug
- 0 % Direktbezug
- 56 % BHKW-Wärmelieferung
- 44 % Kessel-Wärmelieferung

MFH (Neubau) – Variante 1

- 54 % Netzlieferung
- 46 % Direktlieferung
- 35 % Netzbezug
- 65 % Direktbezug
- 56 % BHKW-Wärmelieferung
- 44 % Kessel-Wärmelieferung

MFH (Neubau) – Variante 2

- 47 % Netzlieferung
- 53 % Direktlieferung
- 25 % Netzbezug
- 75 % Direktbezug
- 56 % BHKW-Wärmelieferung
- 44 % Kessel-Wärmelieferung

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung zeigt Abbildung 8-3. Der Vergleich zwischen Bestand und Neubau unter Nutzung eines Baugleichen BHKW zeigt die Unterschiede, die durch die Vergütung nach KWKG 2012 bzw. 2016 entstehen. Durch die In beiden Fällen rentiert es sich auf Direktlieferung umzustellen, die Unterschiede zwischen Referenz und den Varianten fallen beim KWKG 2016 jedoch erheblich geringer aus, da die Attraktivität der Netzlieferung durch die Anpassungen gesteigert wurde (vgl. Tabelle 8-1). Im Bestand lassen sich gegenüber der Referenz Zusatzgewinne von ca. 3.120 €/a erzielen. Durch den Einsatz der intelligenten Steuerung lassen sich diese um knapp 400 €/a auf etwa 3.500 €/a steigern. Im Neubau liegen die Potenziale für Zusatzerträge bei etwa 1.820 €/a bis 2.061 €/a. Durch den Einsatz einer intelligenten Steuerung lassen sich die Erträge also um ca. 240 €/a steigern.

Durch den Vergleich der BHKWs mit geringerer und höherer Leistung im Neubau kann der Effekt der Anlagendimensionierung bewertet werden. Es zeigt sich, dass bei einer Verdoppelung der elektrischen Leistung des BHKW Zusatzgewinne von über 1.000 €/a möglich sind.

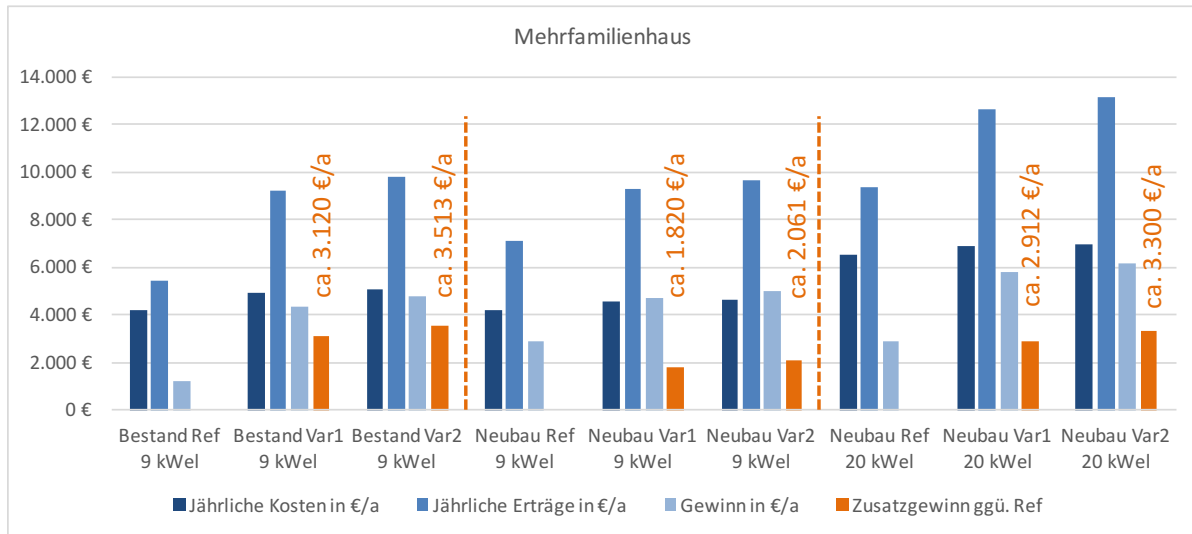


Abbildung 8-3: Gewinnabschätzung Anwendungsfall MFH

Der Unterschied der Zusatzgewinne zwischen Variante 1 und Variante 2 ist jeweils auf den Effekt des Einsatzes einer VKK-Lösung zurückzuführen. Hieraus ergibt sich letztendlich auch die Basis für das Preismodell. Im Bestandsfall liegen diese in einer Größenordnung von 400 €/a, im Neubau je nach gewählter Anlagengröße zwischen ca. 200 €/a und ca. 400 €/a.

8.2.3 Anwendungsfall Schule

Für die Bewertung des Anwendungsfalls Schule wurden Messdaten für den Strom- und Wärmebezug einer realen Schule als Grundlage genutzt. Der Stromlastgang lag mit einer 15-min-Auflösung vor, der Strombezug betrug im Jahr 2016 192 MWh. Zur Abschätzung des Wärmebedarfs für die Raumwärme und den Warmwasserbedarf wurden der Gaslastgang genutzt, der in stündlicher Auflösung vorlag. Der Gasverbrauch lag im Jahr 2016 bei 690 MWh. Hieraus wurde ein Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser von ca. 634 MWh/a abgeleitet.

Für die Bewertung wurde ebenfalls Bestand und Neubau in unterschiedlichen Varianten verglichen. Tabelle 8-7 gibt eine Übersicht über die jeweiligen Rahmenbedingungen der Anlagentechnik sowie zu den jeweils erforderlichen Investitionskosten für die Direktlieferung.

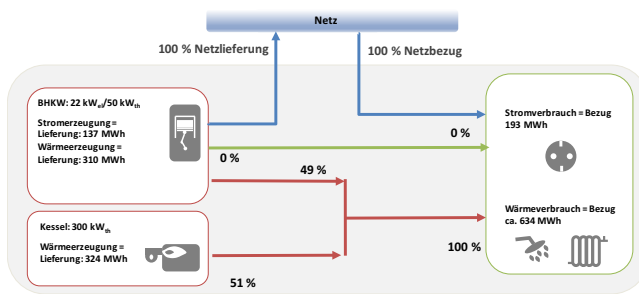
Tabelle 8-7: Kennwerte der Varianten der Anwendungsfälle Schule

Anwendungsfälle	Referenz (100 % Netzlief erung)	Variante 1 (Direktlieferung ungesteuert)	Variante 2 (Direktlieferung gesteuert)
Bestand KWKG - 2012	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 22 kW_{el}/50 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 50 kWh Umbaukosten: - € Anbindungskosten: - € VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 22 kW_{el}/50 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 50 kWh Umbaukosten: 7.200 € Anbindungskosten: 2.000 € VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 22 kW_{el}/50 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 50 kWh Umbaukosten: 7.500 € Anbindungskosten: 3.500 € VKK Steuerung: ? €/a
Neubau KWKG - 2016	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 22 kW_{el}/50 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 50 kWh Umbaukosten: - € Anbindungskosten: - € VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 22 kW_{el}/50 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 50 kWh Umbaukosten: 200 € Anbindungskosten: 1.500 € VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 22 kW_{el}/50 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 50 kWh Umbaukosten: 300 € Anbindungskosten: 2.500 € VKK Steuerung: ? €/a
Neubau KWKG - 2016	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 70 kW_{el}/115 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 160 kWh Umbaukosten: - € Anbindungskosten: - € VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 70 kW_{el}/115 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 160 kWh Umbaukosten: 200 € Anbindungskosten: 1.500 € VKK Steuerung: - €/a 	<ul style="list-style-type: none"> BHKW: 70 kW_{el}/115 kW_{th} Kessel: 300 kW_{th} Puffer: 160 kWh Umbaukosten: 300 € Anbindungskosten: 2.500 € VKK Steuerung: ? €/a

Die Höhe der Umbaukosten und für die Anbindung der Anlagen und Zähler wurde im Vergleich zu denen des MFH geringfügig angehoben. Die Kosten wurden nach dem gleichen Prinzip wie beim MFH zugeteilt (vgl. Kapitel 8.2.2). Die BHKW-Leistungen liegen bei 22 kW_{el}/50 kW_{th} bzw. bei 70 kW_{el}/115 kW_{th}.

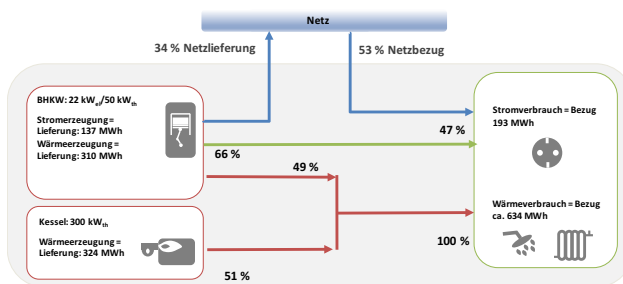
In Tabelle 8-8 werden die Lieferquoten des Referenzfalls und den beiden Varianten im Bestand sowie Neubau dargestellt. Die Werte wurden wiederum durch eine Simulation mit einem multiphysikalischen Simulationsprogramm ermittelt. Im Referenzfall liefern das BHKW und der Kessel etwa gleich viel Wärme. Der erzeugte Strom wird zu 100 % ins Netz eingespeist und 100 % des Strombezugs wird aus dem Netz bezogen. Bei der Variante 1 beträgt die Objektlieferungsquote bereits 66 %, die Direktbezugsquote entsprechend 47 %. Mit einer VKK-Steuerung kann in der Variante 2 eine Direktlieferungsquote von 75 % bzw. Direktbezugsquote von 53 % erreicht werden.

Tabelle 8-8: Lieferquoten mit einem BHKW (22 kW_{el}/ 50 kW_{th})



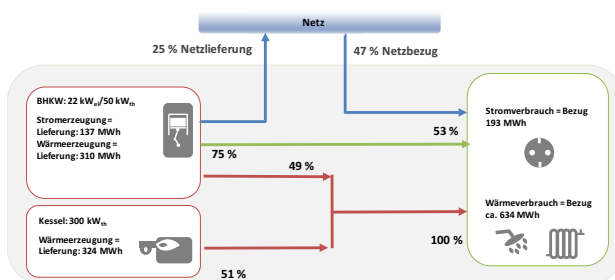
Schule (Bestand/Neubau) – Referenz

- 100 % Netzlief erung
- 0 % Direktlieferung
- 100 % Netzbezug
- 0 % Direktbezug
- 49 % BHKW-Wärmelief erung
- 51 % Kessel-Wärmelief erung



Schule (Bestand/Neubau) – Variante 1

- 34 % Netzlief erung
- 66 % Direktlieferung
- 53 % Netzbezug
- 47 % Direktbezug
- 49 % BHKW-Wärmelief erung
- 51 % Kessel-Wärmelief erung

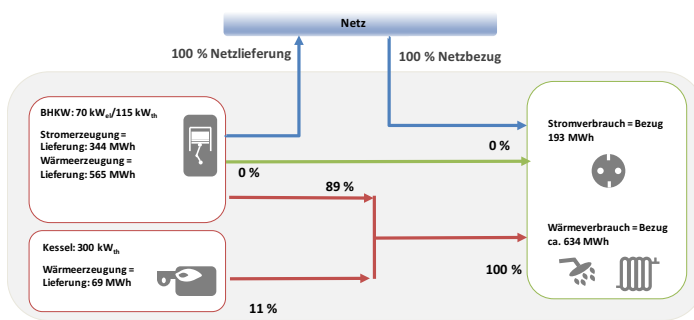


Schule (Bestand/Neubau) – Variante 2

- 25 % Netzlief erung
- 75 % Direktlieferung
- 47 % Netzbezug
- 53 % Direktbezug
- 49 % BHKW-Wärmelief erung
- 51 % Kessel-Wärmelief erung

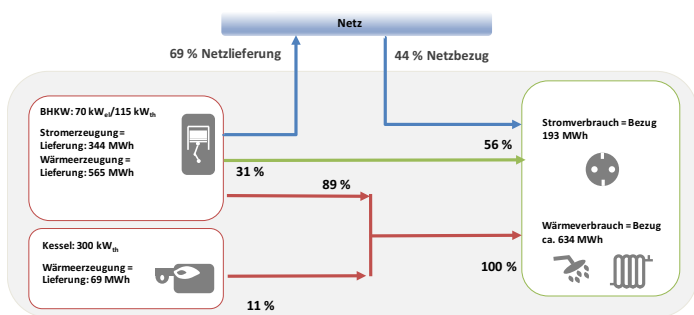
Die Simulationsergebnisse mit einem BHKW mit höherer Leistung wird in Tabelle 8-9 dargestellt. In diesem Anwendungsfall können 89 % Wärmebedarfs durch das BHKW gedeckt werden. In Variante 1 wird eine Direktlieferungsquote von 31 % bzw. eine Direktbezugsquote von 56 % erreicht. In Variante 2 mit VKK-Steuerung können sich diese Quoten auf 40 % Direktlieferung und 70 % Direktbezug gesteigert werden.

Tabelle 8-9: Lieferquoten mit einem BHKW (70 kW_{el}/ 115 kW_{th})



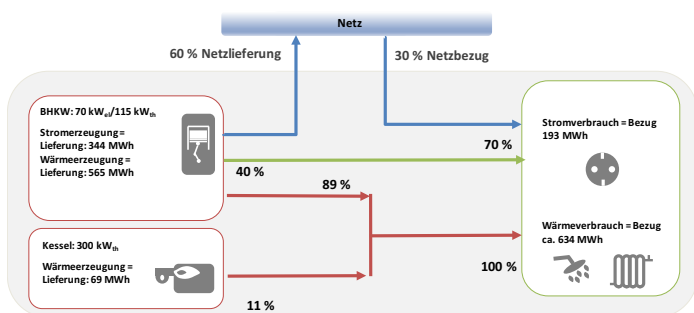
Schule (Neubau) – Referenz

- 100 % Netzlieferrung
- 100 % Netzbezug
- 0 % Direktlieferung
- 0 % Direktbezug
- 89 % BHKW-Wärmelieferung
- 11 % Kessel-Wärmelieferung



Schule (Neubau) – Variante 1

- 69 % Netzlieferrung
- 31 % Direktlieferung
- 44 % Netzbezug
- 56 % Direktbezug
- 89 % BHKW-Wärmelieferung
- 11 % Kessel-Wärmelieferung



Schule (Neubau) – Variante 2

- 60 % Netzlieferrung
- 40 % Direktlieferung
- 30 % Netzbezug
- 70 % Direktbezug
- 89 % BHKW-Wärmelieferung
- 11 % Kessel-Wärmelieferung

Abbildung 8-4 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung der Schule. Wie beim MFH wird auch hier verglichen, welche Zusatzgewinne bei einem Bestandsgebäude (mit KWKG 2012) sowie bei einem Neubau (mit KWKG 2016) sich ergeben. Im zweiten Fall werden wiederum zwei BHKW-Leistungen differenziert, um den Effekt der Anlagendimensionierung bewerten zu können.

Im Bestand liegen die Zusatzgewinne bei der Variante 1 (ungesteuerten Fall) bei ca. 8.800 €/a, eine Steigerung um etwa 1.100 €/a auf 9.900 €/a ist durch eine VKK-Steuerung mit dem Regelwerk „Lastprofil folgen“ möglich. Im Neubau reduzieren sich diese Zusatzgewinne bei gleicher Anlagengröße auf etwa 5.900 €/a bzw. 6.600 €/a. Die jährlichen Gewinne im Referenzfall sind bei hier jedoch bereits deutlich höher. Die Möglichkeiten für Mehrerlöse durch ein VKK-System liegen mit ca. 700 €/a ebenfalls geringer, jedoch noch in einem attraktiven Bereich. Bei einer höheren Anlagenleistung lassen sich die Zusatzgewinne auf 7.000 €/a bzw. unter Einsatz einer VKK-Steuerung sogar auf 9.100 €/a steigern. Wie im Bestandsfall lässt sich der Gewinneffekt durch das VKK-Steuerung mit ca. 1.100 €/a beziffern.

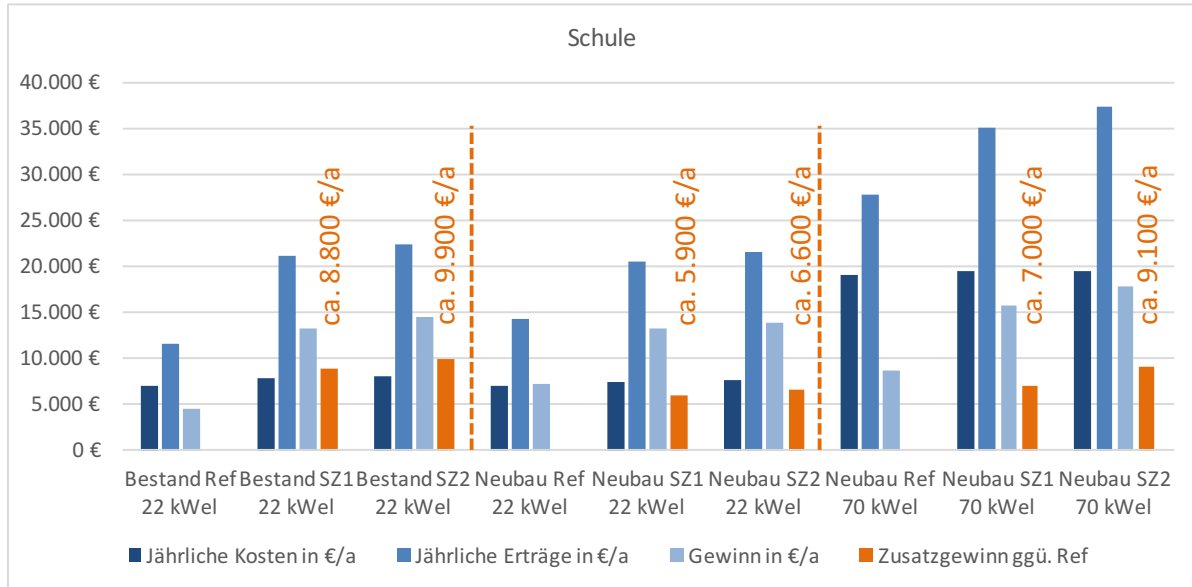


Abbildung 8-4: Gewinnabschätzung Schule

Ein Vergleich der Ergebnisse für das MFH und die Schule ergeben folgende grundsätzliche Ergebnisse:

- Bei Bestandsanlagen bzw. bei Anlagen, die nach dem KWKG 2012 gefördert werden, ist die **Direktlieferung aus wirtschaftlicher Sicht deutlich attraktiver als nach dem neuen KWKG 2016**. Die Konditionen des KWKG 2016 verringern zwar die wirtschaftliche Attraktivität, die Direktlieferung ist aber immer noch deutlich attraktiver als die ausschließliche Netzlieferrung.
- Unter den aktuellen Markt- und Rahmenbedingungen des KWKG 2016 sind die erzielbaren Erlöse für die Netzlieferrung und die Direktlieferung ähnlich hoch. Daher ist es wirtschaftlich vorteilhaft, das BHKW deutlich größer zu dimensionieren als unter den Förderbedingungen des KWKG 2012, da hierdurch die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile des Direktbezugs der Verbraucher maximiert werden können.
- Generell ist in den dargestellten Anwendungsfällen der Betrieb eines BHKWs unter den Förderbedingungen des KWKGs 2016 wirtschaftlicher als unter den Bedingungen des KWKG 2012.

8.3 Einspareffekte durch das Regelwerk Preisprofil folgen

Der ins Netz gelieferte Strom wird standardmäßig an den VNB geliefert und basierend auf einem 3-monatigen Börsen-Durchschnittspreis vergütet. Alternativ hierzu kann die Netzlieferrung aber auch nach basierend auf dem zum Einspeisezeitpunkt gültigen Börsenpreis vergütet werden. Hierfür muss der Netzlieferrung an einen Vermarkter bzw. EVU und nicht an den VNB geliefert werden.

Je nach Tages- und Jahreszeit lassen sich für die Netzlieferrung unterschiedliche Preise erzielen. Wie in Abbildung 8-5 exemplarisch dargestellt wird, beträgt der Unterschied zwischen einzelnen Stunden bereits 3 bis 4 ct/kWh oder mehr, weshalb ein zeitlich optimierter Anlagenbetrieb wirtschaftlich sehr sinnvoll ist.

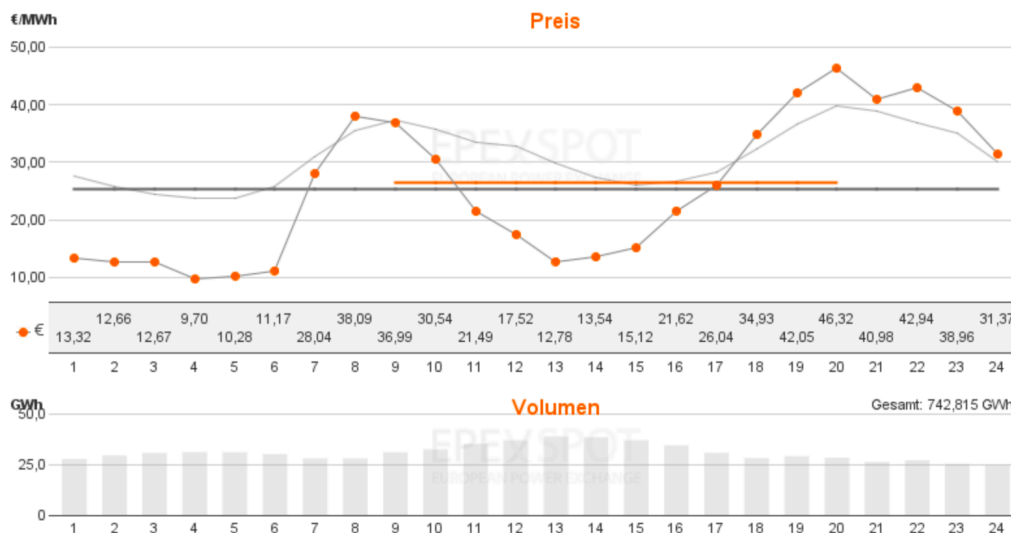


Abbildung 8-5: Exemplarischer Preisverlauf an der Strombörse³

Um eine genaue Aussagen über mögliche wirtschaftliche Effekte treffen zu können, sind Kenntnisse zu den aktuellen Rahmenbedingungen der Anlagen (z.B. Betriebsweise, Grenzkosten etc.) erforderlich. Da diese Informationen nicht vorliegen, soll hier eine grobe Abschätzung angegeben werden, was die verschiedenen Regelwerke im Prinzip leisten können. Um konkrete Zahlen zu erhalten werden folgende Annahmen getroffen. Es wird ein mikroVKK-typisches BHKW mit 100 kW_{el} elektrischer Leistung betrachtet, das 5.000 h pro Jahr läuft, wenn es im Sommer nicht abgeschaltet wird. Es werden also 500 MWh elektrische Energie erzeugt. Einen Spitzenlastkessel der 150 kW_{th} leistet und die Netzlast vollständig abdecken kann, sowie einen Pufferspeicher, der die Erzeugung von ca. 2 h BHKW-Betrieb zwischenspeichern kann, also ca. 300 kWh Kapazität. Wir verwenden folgende Abkürzungen:

- GK = 18 €, (13 €) Grenzkosten
- TJ = 5.000 h Jahreslaufzeit
- EM = 29,98 €/MWh, EPEX Mittelwert 2016
- EM18 = 31,57 €/MWh, EPEX Mittelwert bei Grenzkosten 18 €
- EM13 = 30,63 €/MWh, EPEX Mittelwert bei Grenzkosten 13 €

Wärmegeführte Betriebsweise: Im wärmegeführten Betrieb ist nicht bekannt wann das BHKW in Betrieb ist. Dies wird durch die lokale SPS geregelt, die je nach Bedarf und unter Berücksichtigung von Randbedingungen (minimale An- und Auszeiten des BHKWs etc.) das BHKW einschaltet. Diese Taktung ist nicht Zufällig, verschiebt sich aber im Laufe des Jahres

³ Quelle: EEX

über die Börsenkurve, sodass für lange Zeiträume im Mittel von zufälligen Schaltvorgängen ausgegangen werden kann. Man erzielt im Mittel also den durchschnittlichen Börsenpreis. Hierbei kann auf Basis der Daten von 2016 von 28,99 €/MWh ausgegangen werden. Im wärmegeführten Betrieb erzielt man für die elektrische Energie einen Ertrag von 14.490 €/Jahr (ergibt sich aus dem: $EM * TJ * p = 28,98 \text{ €/MWh} * 5.000 \text{ h/Jahr} * 0,1\text{MW}$). Vergleichsregelwerke müssen im Jahr also mehr als diesen Ertrag einbringen, um wirtschaftlich sinnvoll zu sein.

EPEX-Reactive: Die Einsparungen im EPEX-Reactive Regelwerk können statistisch nur sehr grob abgeschätzt werden, solange keine echten Anlagendaten vorliegen. Die mögliche Verschiebung der Erzeugung der elektrischen Energie führt zu einer Anhebung des erzielten Preises. Diese Anhebung hängt von verschiedenen Dingen ab, z.B. der Qualität der Optimierung, der Variabilität der Börsenpreise in 1 bis 2 Stunden Intervallen, der Größe des Speichers (und dessen Verluste) etc. Es ist in diesem Stadium der Entwicklung, ohne Jahresdaten für eine gesteuerte Anlage, also nur eine grobe Abschätzung des zu erwartenden Erlöses möglich. Wir betrachten hier zuerst den Jahresertrag bei einer Anhebung des mittleren Börsenpreises um 1 €/MWh. In einem zweiten Schritt schätzen wir die mögliche Erhöhung des mittleren Börsenpreises durch die optimierte Steuerung ab. Wir bestimmen zuerst die Ertragssteigerung pro Anstieg des mittleren Börsenpreises um 1 €/MWh. In einem zweiten Schritt schätzen wir ab welche Anhebung des zu erwartenden Preises durch die Steuerung zu erwarten ist. Man erhält:

- $\Delta_{18_1} = TJ * 0,95 * P * 1 \text{ €/MWh} = 475 \text{ €/Jahr}$
- $\Delta_{13_1} = TJ * 0,98 * P * 1 \text{ €/MWh} = 490 \text{ €/Jahr}$

Nehmen wir an, eine Abschätzung erfolgt unten, wir können den Börsenpreis um 5 €/MWh durch die Steuerung angeben, so ergibt sich eine Ertragssteigerung von ca. 16,4% (GK=18 €) bzw. 16,9 % (GK=13 €). Diese Schätzung ist konservativ, wie sich aus der Simulation im nächsten Abschnitt ergibt.

Zur Abschätzung, wie groß das Potential der Anhebung des mittleren EPEX Preises durch die Steuerung ist, machen wir folgende Annahmen. Das BHKW läuft in der kalten Jahreszeit ca. 20 h/d, in der warmen Jahreszeit ca. 2h/d, und modellieren dies als Cosinus-Kurve. Wir berechnen drei Kurven. Das 24 h-Mittel des EPEX Börsenkurses. Den Mittelwert der EPEX Börsenpreise zu BHKW Laufzeit falls a) diese immer zu den Zeiten höchster oder b) immer zu den Zeiten niedrigster Preise läuft. Dies erlaubt es die Variabilität des erzielbaren Börsenpreis abzuschätzen. Beide Szenarien sind extrem und werden so nie gefahren werden. Abbildung 8-6 zeigt die EPEX Börsendaten für das Jahr 2016. Oben links sind die höchsten und mittleren Preise während Laufzeit dargestellt, oben rechts der niedrigste mittlere Preis während der Laufzeit. Unten links sieht man die Differenz des höchsten Preises zum 24h Mittelwert, unten rechts der tägliche Mittelwert. Alles EPEX Daten von 2016, y-Skalen variieren.

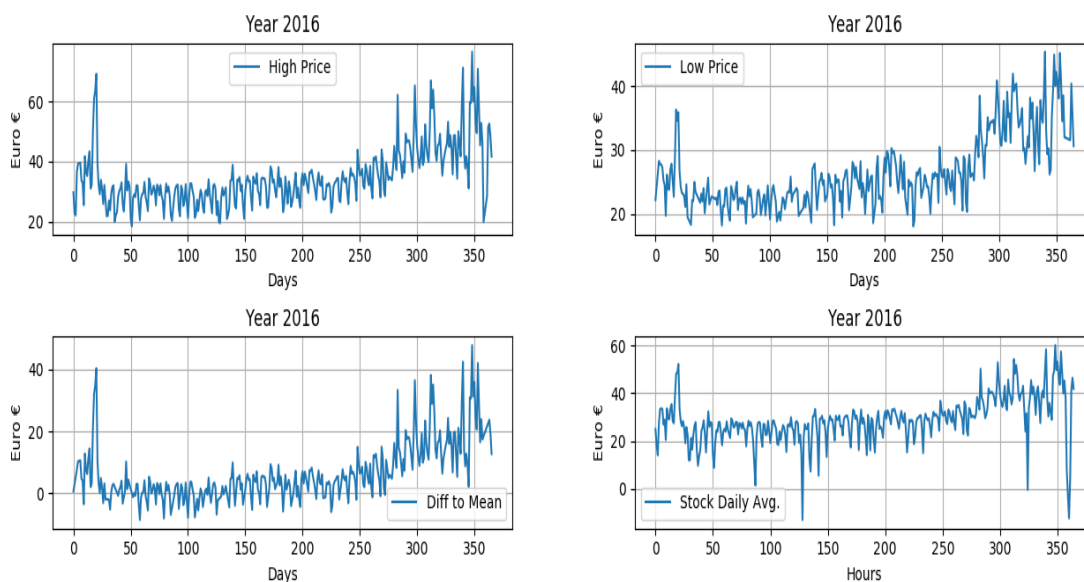


Abbildung 8-6: EPEX Börsendaten für das Jahr 2016

Die mögliche Anhebung des Börsenpreises durch die Steuerung ergibt sich als Mittelwert der Kurve unten links. Vernachlässigen wir den Anstieg zum Jahresende so ist eine Anhebung um ca. 5 €/MWh realistisch.

Nachbemerkung: In den obigen Beispielrechnungen, sowie in der unten beschriebenen Simulation, wurde nur berücksichtigt was die EPEX-Positive und EPEX-Reactive Steuerung gegenüber dem thermisch geführten Betrieb und gegenüber dem EPEX Börsenkurs erbringt. Die Rechnung sieht in Gänze anders aus, wenn ein anderes Geschäftsmodell zugrunde gelegt wird, etwa KWK Eispeisevergütung 5 €/MWh oder Mieterstrommodelle. In diesen Fällen ergeben sich eventuell erheblich höhere Erträge, ohne ein Handelsszenario aufbauen zu müssen. Eine weitere Option stellt eine Glättung der Einspeiseleistungskurve zum Übertragungsnetzbetreiber dar, indem das BHKW (Batteriespeicher) so gesteuert werden, dass Lastspitzen nach Oben und Unten gepuffert werden.

In Zusammenarbeit mit der Hochschule Albstadt-Sigmaringen arbeitet die GridSystronic Energy an Simulationstools die es erlauben Anlagencluster hierarchisch zu simulieren. Die folgenden Berechnungen wurden mit dieser Simulationssoftware von Johannes Mast im Rahmen seiner Doktorarbeit durchgeführt. Sie basieren auf einer physikalischen Simulation eines realen BHKWs mit folgenden Daten: BHKW Senertec Dachs, elektrische Leistung 5 kW, thermische Leistung 12,3 kW. Pufferspeicher Capito 900 Liter, Spitzenlastkessel Weisshaupt 15 kW thermische Leistung. Es wurden Grenzkosten von 18 €/MWh angesetzt. Diese physikalische Simulation wurde von Andy Sauter im Rahmen seiner Doktorarbeit erstellt. Sie läuft mehrere Tage synchron mit dem tatsächlichen wärmegeführten Betrieb und ist damit sehr zuverlässig. Als Vergleich wird der reine Kesselbetrieb herangezogen.

Thermischer Betrieb: Das BHKW lief 4.905 h von 8.784 Stunden im Jahr 2016 woraus sich eine Jahreslaufzeit von etwa 55,84 % ergibt. Es ergibt sich ein Ertrag von 294 €/Jahr gegenüber dem reinen Kesselbetrieb. Es wurden 24,5 MWh Energie erzeugt.

EPEX-Reactive Betrieb: Das BHKW lief 4.566 h von 8.784 h im Jahr 2016 woraus sich eine Jahreslaufzeit von 51,98 % ergibt. Es ergibt sich ein Ertrag von 361 €/Jahr gegenüber dem reinen Kesselbetrieb. Es wurden 22,8 MWh Energie erzeugt.

Vergleich thermisch -- EPEX-Reactive: Wir erhalten eine Gewinndifferenz von $361 - 293 \text{ €} = 68 \text{ €}$ pro Jahr. Dies entspricht einer Steigerung des Ertrags um 23,27 %. Pro kWh ergibt sich ein Ertrag von $68,17/5 \text{ €/kWh}$ also $13,63 \text{ €/kWh}$ und Jahr. Diese Beträge sollten auf größere Anlagen gut skalieren, da sich auch da Verhältnis elektrischer zu thermischer Leistung bei solchen BHKWs erheblich verbessert. Die hier durch eine Simulation erhaltene Ertragssteigerung von ca. 23 % deckt sich gut mit den oben durch statistische Analyse erhaltenen Werten. Das dort betrachtete 100 kW BHKW sollte also ca. $13,6 \text{ €/Jahr}$ mehr Ertrag durch die EPEX-Reactive Regelung erzielen.

8.4 Einspareffekte durch Monitoring

Wie sich bei der Analyse der unterschiedlichen Anlagen und Standorte im Rahmen des Projektes gezeigt hat, sind genaue Kenntnisse zur Betriebsweise und Effizienz in der Regel nur sporadisch vorhanden. Ein durchgängiges Monitoring des Anlagenbetriebs bietet deshalb in den meisten Fällen einen erheblichen Mehrwert, um ein generelles Verständnis zu schaffen und auch Potenziale für Verbesserungen zu erkennen (vgl. Tabelle 8-10).

Tabelle 8-10: Vorteile durch Anlagenmonitoring

Vorteile durch Monitoring	Beschreibung
Überblick über Anlageneffizienz	<ul style="list-style-type: none"> Häufig fehlen BHKW Betreibern objektive Informationen, um die Effizienz des Anlagenbetriebs bewerten zu können Monitoring bietet transparente Datengrundlage für Bewertung
Optimierung der Betriebsweise	<ul style="list-style-type: none"> Speziell bei Neuanlagen sind häufig nicht alle Einstellungen optimal, weshalb durch das Monitoring Schwachstellen und Verbesserungspotenziale aufzeigen kann
„Predictive Maintenance“	<ul style="list-style-type: none"> Früherkennung von Änderungen in der Anlageneffizienz oder der Betriebsweise Vermeidung von längeren Ausfällen und Stillstandszeiten durch die Möglichkeit frühzeitig reagieren zu können.

Generell lassen sich die beschriebenen Vorteile schwierig monetär bewerten, da diese eine unterschiedliche Wertigkeit haben bzw. von Kunde zu Kunde unterschiedlich ins Gewicht fallen. Als einfache Abschätzung kann jedoch folgende Rechnung aufgemacht werden, um eine grobe Quantifizierung des Mehrwertes anzustellen (vgl. Tabelle 8-11).

Tabelle 8-11: Quantifizierung des Mehrwertes des Monitorings

Position	Minimal	Maximal
Stundenersparnis pro Monat	2 h/Monat	4 h/Monat
Ø Stundensatz	20 €/h	40 €/h
Monatliche Einsparung	40 €/Monat	160 €/Monat
Jährliche Einsparung	480 €/a	1.920 €/a

Durch das Monitoring lassen sich im Unternehmen pro Monat zwei bis vier Stunden, gemittelt über alle involvierten Mitarbeiter (z.B. Wartung, Abrechnung, Buchhaltung etc.), einsparen. Diese Einsparungen ergeben sich beispielsweise durch

- eine einfache Zugänglichkeit der Daten durch die befähigten Mitarbeiter und geringerer Kommunikations- bzw. Abstimmungsaufwand,
- die gute und transparente Datenaufbereitung (Exportmöglichkeiten zur Weiterverarbeitung),
- durch das Wegfallen von Fahrten für vor Ort Begehungen der Anlagen,
- etc.

Bei einem durchschnittlichen Stundensatz von 20 bzw. 40 €/h ergeben sich dadurch konservative Einsparungen von knapp 500 €/a bis knapp 2.000 €/a. Weitere Einsparaspekte, wie in Tabelle 8-10 dargestellt, sind hierin nicht enthalten.

8.5 Vermarktungschancen

Das Projekt mikroVKK und alle Gespräche, die im Vorfeld und Nachgang mit Partnern und potenziellen Kunden geführt wurden, haben gezeigt, dass eine einfache und hochautomatisierte Lösung zur intelligenten Steuerung von BHKW und anderen Erzeugungsanlagen sehr attraktiv ist. Aus diesem Grund werden die zukünftigen Vermarktungschancen, sofern die Lösung von GSE die angepeilten Leistungen erbringen kann, als sehr gut eingeschätzt. Der Wandel in der Energielandschaft und der Wunsch von Einzelnen, von Firmen, von Kommunen etc. den Energiebedarf möglichst durch eine regenerative und dezentrale Versorgung zu decken verstärkt sich stetig. Neue Eigenversorgungs- und Community Modelle, bei dem der Kunde im Mittelpunkt steht und als Prosumer auch einen finanziellen Nutzen immer mehr einbringt, weshalb ein intelligentes Anlagenmanagement und -pooling an Bedeutung gewinnt und als attraktives Geschäftsmodell für Energieversorger zur Kompensation wegbrechender Einnahmequellen gesehen wird.

Diese Einschätzung wird durch den Umstand gestärkt, dass in der Zwischenzeit auch Konkurrenzprodukte auf den Markt drängen, die bereits erste Kooperationen und ein Kundenverhältnis mit Energieversorgern aufbauen. Hier ist z.B. die Firma Oxygen Technologies, eine Ausgründung aus dem Fraunhofer ISE, zu nennen.

9 Evaluation

Das Evaluationskonzept im Rahmen von mikroVKK wurde unter der Annahme verfasst, dass im Laufe des Jahres 2016 nach und nach alle geplanten Anlagen über die Steuerboxen (gs.box) von GSE angebunden werden und somit bis zum zweiten Quartal 2017 von einigen Anlagen bereits einjährige oder längere Datenreihen zu Wärmelasten, elektrischen Verbräuchen sowie weiteren Parametern vorliegen. Weitere Daten aus den erhobenen Messwerten sollten bis Anfang des dritten Quartals 2017 gesammelt und in der Evaluation berücksichtigt werden. Jedes Stadtwerk sollte eine individuelle Evaluation der Anlagen erhalten, und aus den durchschnittlichen Werten der einzelnen Anlagen sollten partnerübergreifend allgemeine Aussagen daraus abgeleitet werden.

Die Anlagenanbindungen konnte aus den bereits beschriebenen Gründen nicht so schnell realisiert werden wie geplant. Für die Evaluation nutzbare Daten lagen nur für die Praxispartner Stadtwerke Ulm (SWU) und Industrielle Werke Basel (IWB) vor. Von diesen gab es jedoch auch keine Zeitreihen über ein komplettes Jahr, sondern nur über bis zu fünf Monate. Zudem wurde der Wärme- und nicht auch der Stromverbrauch gemessen, sodass für einige Berechnungen auf Standardlastprofile für die Stromnachfrage zurückgegriffen werden musste. Weitere Anlagenanbindungen kamen so spät, dass die Zeit zum Projektende nicht mehr ausreichte, um sie auszuwerten. Des Weiteren wären nur Aussagen über einen sehr begrenzten Zeitraum möglich gewesen, die eine eher geringe Aussagekraft gehabt hätten.

Der Hauptteil der Tätigkeit im Rahmen der Evaluation lag daher in der Erarbeitung der theoretischen Konzepte, die die Ermittlung der in den Projektzielen definierten Potentiale ermöglichen. Diese Konzepte wurden auf die Beispielfälle SWU und IWB angewandt, um exemplarische Schlüsse ziehen zu können. In Ulm wurden die Daten eines Clusters von zwei BHKW-Standorten in einem Nahwärmenetz, in Basel ein Wärmeverbund mit zwei großen Wärmepumpen evaluiert. Somit sind zumindest beide grundlegenden Wärmeerzeuger (BHKW als Stromerzeuger und Wärmepumpe als Stromverbraucher) betrachtet worden.

In Abschnitt 9.1 wird zunächst die Methodik der Potenzialbewertung beschrieben. In Abschnitt 9.2 werden dann die Evaluationsergebnisse präsentiert.

9.1 Methodik

Im Folgenden wird dargestellt, wie das Potenzial von virtuellen Kraftwerken aus kleinskali- gen BHKW-Anlagen oder Wärmepumpen methodisch ermittelt wird. Hierzu wurden jeweils unterschiedliche Überlegungen angestellt und Modelle entwickelt, um diese nach den drei im Projekt definierten Kategorien wirtschaftliches Potenzial, Smart Grids-Potenzial und Klimaschutzpotenzial bewerten zu können. Die Abschnitte 9.1.1, 9.1.2 und 9.1.3 beschreiben die gewählte Vorgehensweise für diese drei Potenzialarten.

9.1.1 Smart Grids-Potenzial

In der Evaluation wird der Begriff „**Smart Grids**“-Potenzial synonym gesetzt mit der **Flexibilität eines BHKW oder einer Wärmepumpe, die nach Deckung des Wärmebedarfs im angeschlossenen Objekt noch besteht**. Diese Flexibilität kann dem Netzbetreiber oder einem anderen geeigneten Akteur zur Verfügung gestellt werden, um Smart Grids-Konzepte umzusetzen. Im mikroVKK-Projekt wurden keine netzdienlichen Geschäftsmodelle erprobt, da die regulatorischen Voraussetzungen keine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit entsprechender Konzepte ermöglicht. Gleichwohl kann die theoretische Flexibilität auf Basis des tatsächlichen Wärmelastgangs der betrachteten Objekte sinnvoll quantifiziert werden.

Die **Flexibilität wird in Form der Zeitspanne**, über die der Betrieb einer Anlage entweder hinausgezögert oder erzwungen werden kann, quantifiziert. Die Betriebsverzögerung bzw. der erzwungene Betrieb wirkt je nach Art der Anlage (BHKW oder Wärmepumpe) auf das Gesamtsystem als eine negative oder positive Leistungsänderung. Im Folgenden werden alle Darstellungen für BHKW und Wärmepumpen gleichermaßen beschrieben, die zusammenfassend als **EHG (*electricity-coupled heat generators*)** bezeichnet werden.

Einem Konzept von Nuytten et al.⁴, welches im Rahmen des Projektes weiterentwickelt wurde, entsprechend werden die folgenden beiden skizzierten Flexibilitätsarten unterschieden:

- Betriebsverzögerungsflexibilität (*delayed operation flexibility*)
- Leistungsabrufflexibilität (*forced operation flexibility*)

Um die beiden Flexibilitätsdimensionen ermitteln zu können, werden zwei theoretische Fahrweisen definiert, mit denen ein EHG mit Wärmespeicher den Wärmebedarf eines angeschlossenen Objektes jederzeit decken kann. Die erste Fahrweise sieht vor, dass der EHG immer nur dann läuft, wenn der Speicherstand nicht ausreicht, um den Wärmebedarf des Objektes zu decken. Der Speicher wird somit immer auf dem geringstmöglichen Stand betrieben (Minimum-Kurve).

Die zweite Fahrweise sieht vor, dass der EHG immer dann läuft, wenn es möglich ist, d. h. wenn im Speicher ausreichende Kapazität zur Aufnahme der Wärme besteht. Somit würde der Speicher immer auf dem höchstmöglichen Stand gehalten (Maximum-Kurve). Jeder Betriebspunkt auf oder zwischen den beiden (aggregierten) Kurven ist zulässig und deckt den Wärmebedarf jederzeit. Die sich daraus ergebende Zone des zulässigen Betriebs (*operational zone*) ist in Abbildung 9-1 visualisiert.

⁴ T. Nuytten, B. Claessens, K. Paredis, J. Van Bael und D. Six (2013): Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating, Applied Energy 104, S. 583–591.

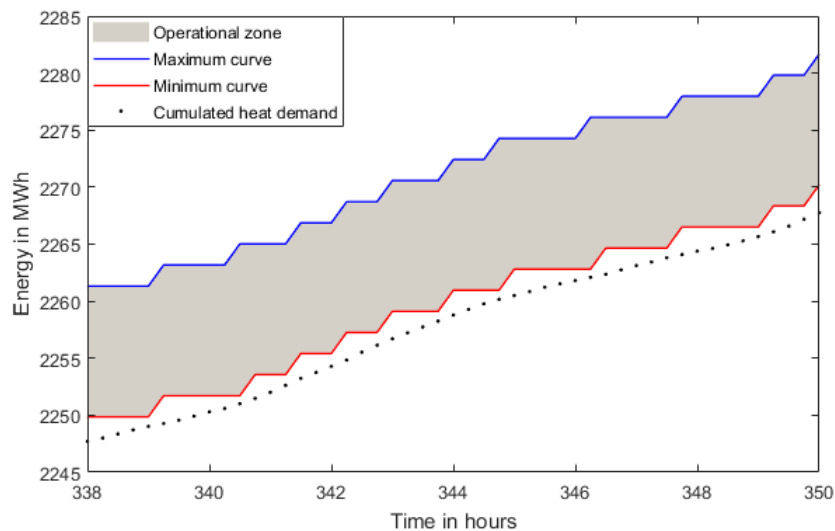


Abbildung 9-1: Betriebsbereich für den Anlagenbetrieb (thermische Energie)⁵

Der Abstand zwischen den Kurven quantifiziert die Flexibilität in den beiden oben genannten Kategorien. Die Betriebsverzögerungsflexibilität zu einem bestimmten Zeitpunkt ist der waagerechte Abstand zwischen dem Wert der Maximum-Kurve zu diesem Zeitpunkt und dem waagerechten Schnittpunkt mit der Minimum-Kurve (siehe Abbildung 9-2). Sie gibt an, wie lange der EHG ab dem entsprechenden Zeitpunkt stillstehen und der Wärmebedarf aus dem Speicher gedeckt werden könnte. In Zeitpunkten, in denen die Strompreise niedrig (hoch) sind, die Einspeisung aus alternativen Quellen hoch (niedrig) oder der Bedarf an negativer (positiver) Flexibilität gegeben ist, könnte das BHKW (die Wärmepumpe) also über die durch die Betriebsverzögerungsflexibilität angegebene Zeitspanne seinen (ihren) Betrieb aussetzen.

⁵ Weidlich, A. und A. Zaidi (2018): Flexibility Potential for Clusters of Small-Scale Electricity-Coupled Heat Generators, eingereicht zur Veröffentlichung in Applied Energy.

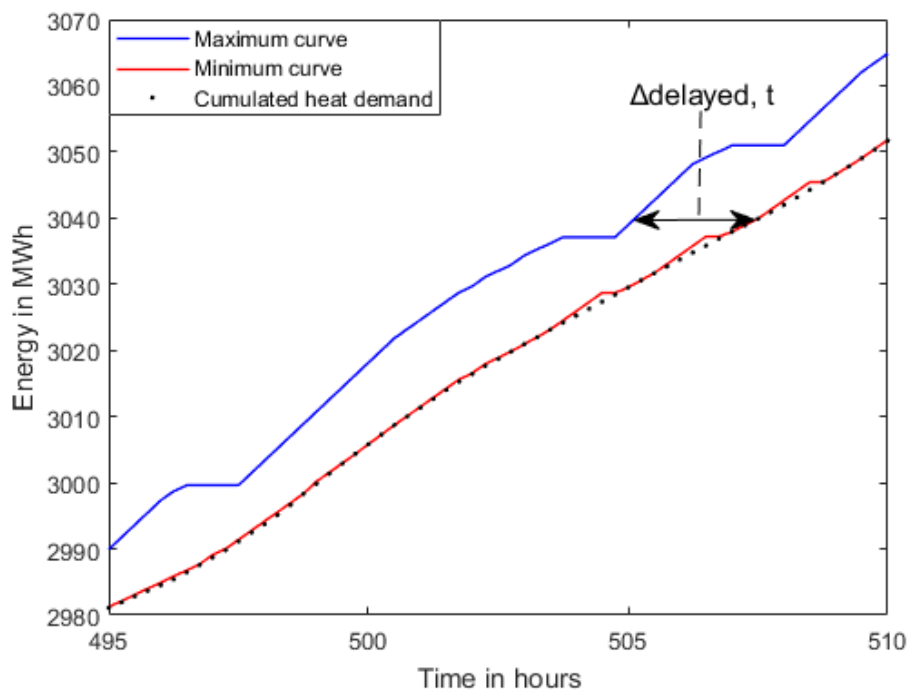


Abbildung 9-2: Grafische Darstellung der Betriebsverzögerungsflexibilität⁶

Die Leistungsabrufflexibilität hingegen gibt an, wie lange der EHG auf Abruf im Betrieb gebracht bzw. gehalten werden kann. In Zeitpunkten, in denen die Strompreise hoch (niedrig) sind, wenig (viel) Erzeugung aus alternativen Quellen vorhanden oder ein Bedarf an positiver (negativer) Flexibilität gegeben ist, könnte das BHKW (die Wärmepumpe), die durch die Leistungsabrufflexibilität angegebene Zeitspanne langlaufen und die entstehende Wärme im Speicher unterbringen. Abbildung 9-3 visualisiert diese Flexibilitätsdimension, die sich als waagerechter Abstand zwischen dem Wert der Minimum-Kurve für einen bestimmten Zeitpunkt und dem Punkt, an dem sich eine Gerade, die von diesem Punkt mit einer Steigung entsprechend der EHG-Leistung abgeht, mit der Maximum-Kurve schneidet.

⁶ ebd.

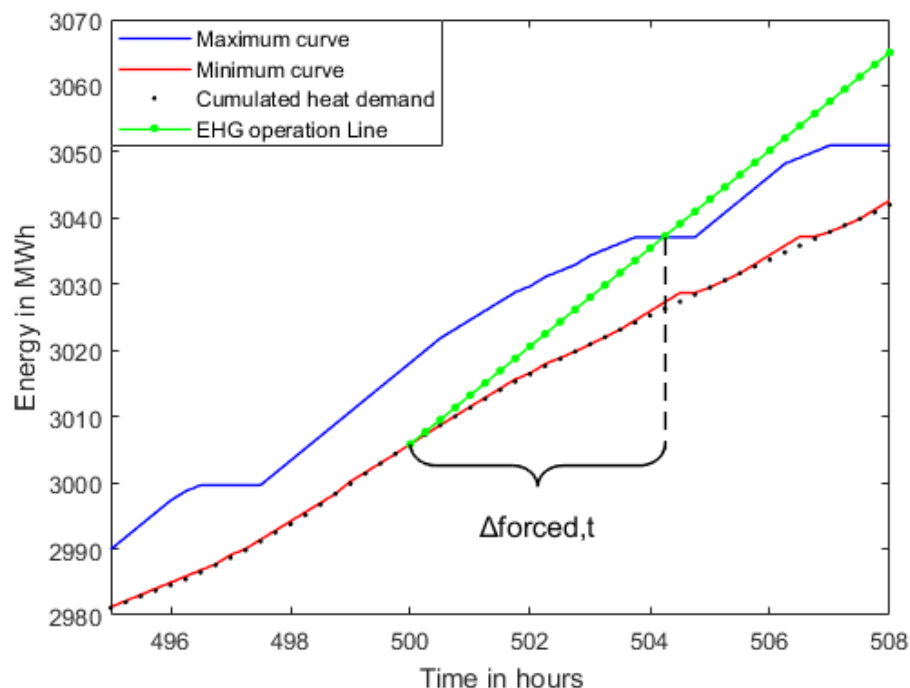


Abbildung 9-3: Grafische Darstellung der Leistungsabruflflexibilität⁷

Die maximal verfügbare Flexibilität in den beiden Dimensionen ist in jedem Zeitschritt unterschiedlich. Den Verlauf der Flexibilität in einem Jahr lässt sich am besten anhand von Teppichdiagrammen darstellen, die auf der Abszisse die Tage eines Jahres und auf der Ordinate die Zeiteinheiten eines Tages – hier werden Viertelstunden betrachtet – auftragen. Die Farbe jedes Feldes in dem Koordinatensystem gibt dann die Flexibilität in der gegebenen Stunde an.

An dieser Stelle muss betont werden, dass die dargestellte Flexibilität durch einen verfügbaren Wärmespeicher ermöglicht wird. Ohne Speicher ist der EHG in seinem Betrieb nicht flexibel, sondern muss zu den Zeiten des Wärmebedarfs eingesetzt werden. Lediglich die thermische Trägheit des angeschlossenen Objektes bietet dann eine gewisse Flexibilität, die in gleicher Weise modelliert werden kann wie ein thermischer Speicher. Dies Nutzung dieser Flexibilität erfordert jedoch Eingriffe in die Einstellungen der Heizungsanlagen, die hier nicht betrachtet werden. Ausgehend von einem fest vorgegebenen Profil der Wärmenachfrage wird lediglich der EHG-Betrieb mit Speichermanagement wie hier beschrieben betrachtet.

Die dargestellten Zusammenhänge gelten zunächst für den Betrieb von einzelnen EHG. In mikroVKK steht jedoch der Verbund mehrerer Anlagen als virtuelles Kraftwerk im Vordergrund. Aus diesem Grund wurde das ursprüngliche Modell von Nyutten et al. im Rahmen des Projektes erweitert, um die Betrachtung eines Clusters von mehreren (identischen) EHG-Einheiten, die übergreifend gesteuert werden. Die beschriebenen Flexibilitätsdimensionen gelten dann für den erzwungenen oder ausgesetzten Betrieb von mindestens einer

⁷ ebd.

EHG-Einheit. Als zusätzliche Information muss dann für jeden Zeitpunkt die Leistung angegeben werden, die verschoben werden kann. Diese ergibt sich daraus, wie viele Anlagen aus dem Cluster gesteuert werden können.

Eine weitere Ergänzung des Modellansatzes zur Bestimmung der Flexibilität besteht darin, eine minimale Betriebszeit sowie Stillstandzeit zwischen Ausschalten und Wiederanschalten der Anlage zu berücksichtigen. Die betrachteten Anlagen haben üblicherweise minimale Betriebs- ebenso wie Stillstandzeiten von einer Stunde. Die Einhaltung dieser Restriktion verringert die verfügbare Flexibilität.

Das entwickelte Modell zur Quantifizierung der Flexibilität von EHG-Clustern stellt methodisches Neuland dar. Die Methodik wurde im Rahmen einer Masterarbeit an der Hochschule Offenburg und in intensivem Austausch mit GridSystronic erarbeitet. Eine ausführliche Beschreibung des Vorgehens mit allen verwendeten mathematischen Zusammenhängen wurde zur Veröffentlichung in Applied Energy eingereicht und befindet sich zum Zeitpunkt der Abgabe des Endberichts noch in der Begutachtung.

9.1.2 Wirtschaftliches Potenzial

Die in mikroVKK gewählten Geschäftsmodelle der Anwendungspartner lassen sich in die beiden Grundkonzepte Eigenverbrauchsoptimierung und Strombörsenoptimierung einordnen. In erstere Kategorie fallen auch Konzepte wie Mieterstrom oder Quartierstrom, bei denen ein möglichst guter Abgleich zwischen dem lokalen Stromverbrauch und der Stromerzeugung erreicht werden soll, um Bezugskosten für die Reststrommengen zu minimieren. Eine Orientierung an Strombörsenpreisen kommt hingegen für solche Partner in Frage, die im Stromhandel tätig sind und daher Vorteile daraus erzielen können, wenn sie zu Zeiten niedriger Börsenpreise mehr und in Hochpreiszeiten weniger Energie beschaffen.

In allen Fällen sollen die eingesetzten Anlagen (BHKW, Wärmepumpe) einem definierten Einsatzprofil folgen. Das Profil orientiert sich bei der Eigenverbrauchsoptimierung an der elektrischen Last der/des zu beliefernden Objekte/s und bei der Strombörsenoptimierung an den stündlichen (ggf. viertelstündlichen) Strompreisen, jeweils unter Einhaltung der Bedingung, dass die gegebene Wärmelast zu jeder Zeit gedeckt wird. Wenn weitere Erzeuger wie z. B. Photovoltaikanlagen eingebunden sind, beeinflusst deren Einspeiseprofil das zu beliefernde Restprofil. Es wird dann nur die zu deckende Residuallast betrachtet (dieser Fall wurde jedoch mangels verfügbarer Daten nicht evaluiert).

Für die Evaluierung des wirtschaftlichen Potenzials ist zweierlei zu unterscheiden. Zum einen erlauben einige Geschäftsmodelle Ersparnisse und Mehrerlöse, die generell bei erzeugungsnahem Verbrauch realisiert werden können, beispielsweise durch entfallende oder reduzierte Ausgaben für Stromsteuer, Netznutzungsentgelte oder die EEG-Umlage. Zum anderen erlaubt die GSE-Steuerung Steigerung von Erlösen bzw. Senkung von Kosten, indem das Stromerzeugungs- oder Verbrauchsprofil durch den Anlageneinsatz an das für das jeweilige Geschäftsmodell optimale Profil angenähert wird. Der erste genannte Aspekt

wirkt auch ohne optimierte Steuerung und soll daher in der Evaluation nicht betrachtet werden. Der zweite Aspekt zeigt den Mehrwert, der durch die GSE-Steuerung bzw. durch das mikroVKK-Projekt erzielt wird. Er ist somit im Fokus der hier folgenden Betrachtungen.

In der Evaluation der optimierten Steuerung wird immer ein Vergleich zwischen dem bisherigen Regelwerk (wärmegeführter Betrieb) und dem neuen Regelwerk (definiertes Stromprofil folgen) durchgeführt. Das Stromprofil kann entweder ein Erzeugungsfahrplan (im Fall eines BHKW) oder ein Verbrauchsprofil (im Fall einer Wärmepumpe) sein. Zwischen dem optimalen und dem bisherigen Erzeugungsprofil können weitere Zwischenstufen berücksichtigt werden, die in

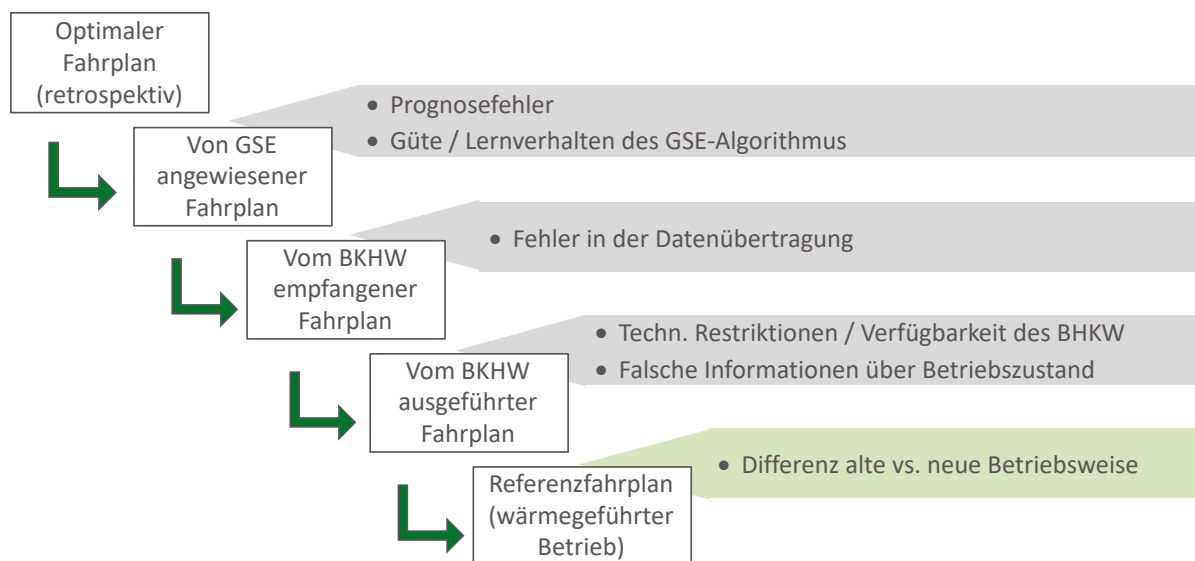


Abbildung 9-4 dargestellt sind. In der Abbildung wird auch dargestellt, durch welche Aspekte sich Abweichungen zwischen dem optimalen Fahrplan und dem tatsächlich von der Anlage ausgeführten Fahrplan erklären lassen. Dies dient auch zur Bewertung der Qualität und Zuverlässigkeit der GSE-Steuerung und der Datenübertragung zwischen der Anlage und der GSE-Steuerung.

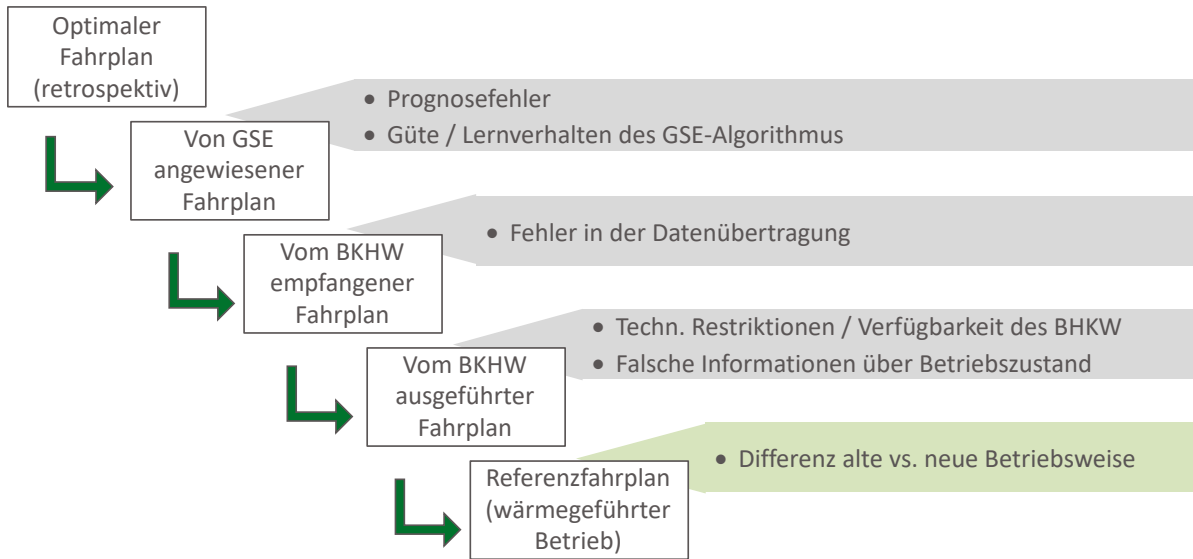


Abbildung 9-4: Evaluationsstufen zur Bewertung des optimalen Betriebs

Der optimale Fahrplan wird im Nachhinein, nach Kenntnis der Strompreise und des tatsächlichen Wärmebedarfs im Gebäude, berechnet. Dies bildet also eine Situation ab, die für die Anlagensteuerung in der Praxis nicht zutrifft, da dort Entscheidungen über den Anlagenbetrieb im Vorhinein getroffen werden müssen, wofür Prognosen der Wärmelast und der Preise erstellt werden müssen. Des Weiteren stellt der optimale Fahrplan insofern eine Idealisierung dar, als nicht alle technischen und vertraglichen Restriktionen des Anlagenbetriebs im Optimierungsmodell abgebildet werden können. Der GSE-Steueralgorithmus wird also, da eine hundertprozentige Prognose nicht möglich ist und in der Praxis alle Restriktionen eingehalten werden müssen, vom Optimum abweichen. Die Höhe dieser Abweichung gibt Aufschluss über die Qualität der Regelung und kann für weitere Verbesserungen in der Zukunft verwendet werden.

Für die Evaluation standen nur Wärmelastprofile zur Verfügung, aus denen sich jeweils Fahrpläne der ersten und letzten in

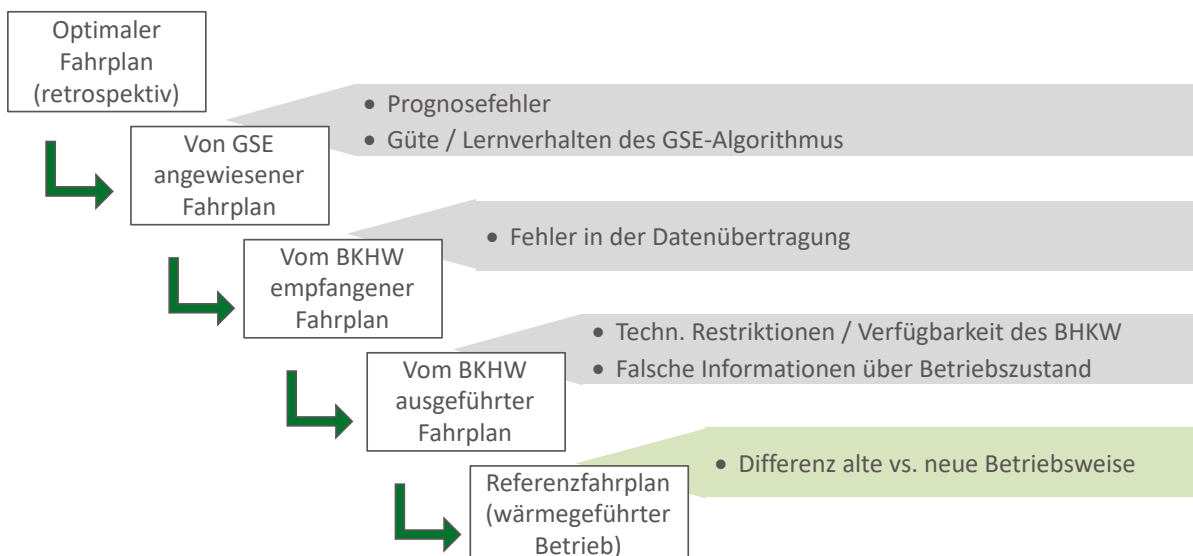


Abbildung 9-4 dargestellten Stufen ermitteln ließen. Die Zwischenstufen wurden daher nicht betrachtet. Für die Berechnung der Fahrpläne sowohl im optimierten Betrieb für die Eigenverbrauchsoptimierung und die Strombörsenoptimierung als auch für das Referenzprofil wurden gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodelle entwickelt und in Matlab implementiert. Im Referenzprofil ist die Zielfunktion die Maximierung der Wärmeerzeugung in der betrachteten Anlage (BHKW, Wärmepumpe). Im Fall der Eigenverbrauchsoptimierung, die nur für BHKW Anwendung findet, ist das Ziel die Kostenminimierung bei der Strombeschaffung. Die Kopplung zwischen Wärme- und Stromproduktion ist über entsprechende Restriktionen modelliert. Bei der Strombörsenoptimierung ist die Zielfunktion die Maximierung der Erlöse aus dem Stromverkauf im Fall eines BHKW bzw. die Minimierung der Strombezugskosten im Fall einer Wärmepumpe.

Die Modellinputs variieren je nach Optimierungsziel. Alle Modelle benötigen als Input den gemessenen Wärmelastgang. Für die Eigenverbrauchsoptimierung wird zusätzlich ein zum Verbraucher passendes Standardlastprofil verwendet (da Lastdaten für Strom nicht vorhanden waren). Bei der Strombörsenoptimierung werden Daten zu den viertelstündigen EPEX-Preisen verwendet, die an der Hochschule Offenburg vorlagen.

Die optimierten Fahrpläne werden anschließend monetär bewertet und miteinander verglichen. Aus den Differenzen lässt sich das Potential der neuen Geschäftsmodelle mit optimierter Steuerung ermitteln. Die entsprechenden Jahreswerte können dann in eine übliche Investitionsrechnung (z. B. in ein von schäffler sinnogy verwendetes Berechnungstool) eingespeist werden. Hierzu müssen die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten zur Realisierung der neuen Geschäftsmodelle berücksichtigt werden, um zu einer ganzheitlichen Bewertung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit zu gelangen.

9.1.3 Klimaschutzpotenzial

Ein Klimaschutzpotential ergibt sich, wenn durch die neuen Betriebsweisen im Vergleich zum Referenzfall der Wärme- und Strombereitstellung, die durch den Anlagenbetrieb verursachten CO₂-Emissionen verringern lassen. Zur Klärung dieser Frage lassen sich zwei grundsätzliche Betrachtungen anstellen. In der ersten Überlegung für die Anlagenart BHKW muss davon ausgegangen werden, dass der wärmegeführte Betrieb am effizientesten ist, da in einem kleinen BHKW die Strom- und Wärmeproduktion starr gekoppelt sind. Der wärmegeführte Betrieb optimiert die durch das BHKW bereitgestellte Wärmemenge und minimiert dadurch die durch alternative Wärmeerzeuger (Spitzenlastkessel) gelieferte Wärme. So kann der Vorteil der hohen Primärenergienutzung am stärksten genutzt werden. Wird das BHKW durch andere Parameter gesteuert, können die Synergien zwischen Wärme- und Stromproduktion nur höchstens so groß sein wie im wärmegeführten Betrieb. Durch einen tendenziell höheren Einsatz alternativer Wärmeerzeuger (und Speicherverluste im thermischen Speicher, die hier jedoch unberücksichtigt bleiben) wäre also kein positives Klimaschutzpotential durch neue Betriebsweisen zu erwarten.

Erweitert man die Perspektive des Anlagenbetriebs auf das gesamte Stromsystem, dann kann an einer anderen Stelle eine CO₂-Reduktion ermittelt werden. In einer stromgeführten Betriebsweise werden BHKW und Wärmepumpen vor allem dann betrieben, wenn es aus Systemsicht sinnvoll ist. Wärmepumpen laufen bevorzugt dann, wenn die Strompreise niedrig sind, also zu Schwachlastzeiten oder Zeiten mit hoher EE-Einspeisung; bei BHKW ist es umgekehrt. Da sich auch der Strommix und mithin die CO₂-Intensität der Stromerzeugung zwischen diesen Zeitpunkten unterscheidet, ist davon auszugehen, dass eine CO₂-Einsparung dadurch eintritt, dass weniger CO₂-intensiver Strom bezogen wird als im Referenzfall. Sollte die stromgeführte Betriebsweise von Wärmepumpen und BHKW also im großen Maßstab eingesetzt, ließe sich dadurch im besten Fall CO₂-intensive Stromerzeugung einsparen. In Abbildung 9-5 ist beispielhaft die CO₂-Intensität je Viertelstunde für 2016 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass diese erheblich schwankt und je nach Anteil der Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie des sonstigen Kraftwerkseinsatzes zwischen 0,04 und 0,82 kg/kWh lag.

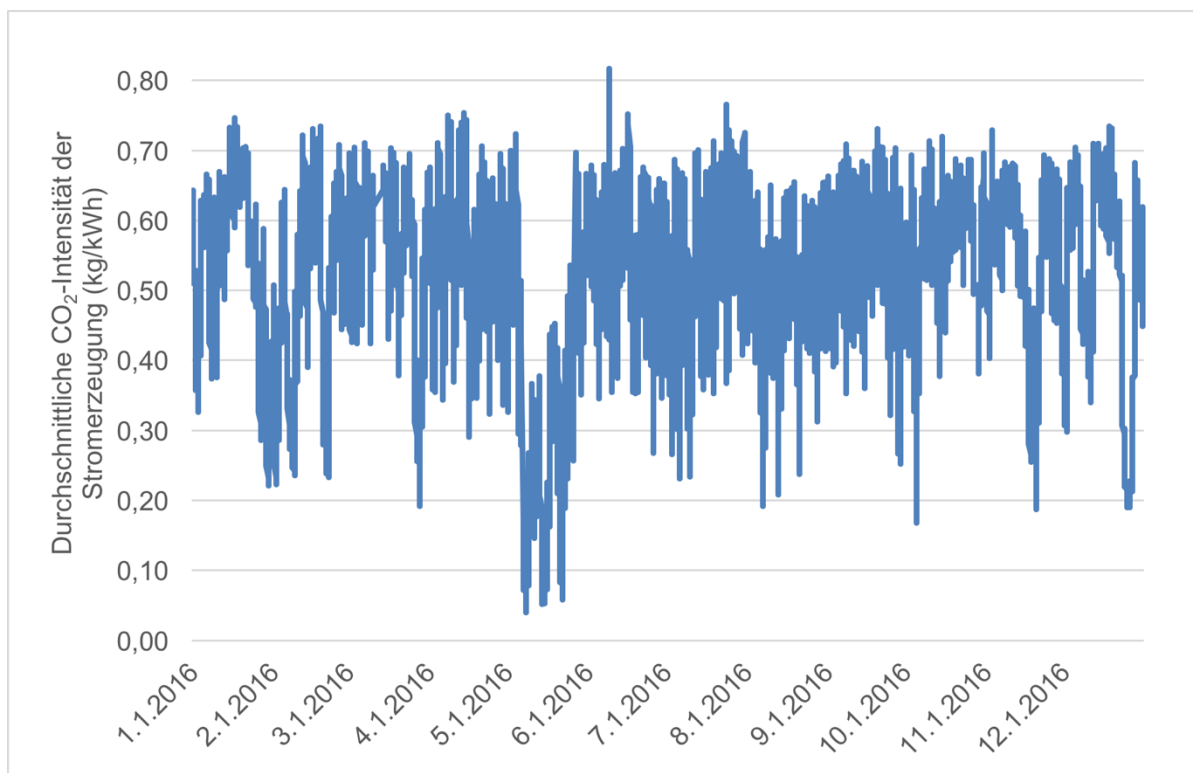


Abbildung 9-5: Durchschnittliche CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung (2016)⁸

Dieser Überlegung folgend wird der optimierte Betrieb in den zwei Regelwerken Eigenverbrauchsoptimierung und Strombörsenpreisoptimierung jeweils für jede Viertelstunde mit den durchschnittlichen CO₂-Emissionen pro kWh dem Strommix der jeweiligen Viertelstunde gewichtet und mit dem Referenzprofil verglichen. Die Differenz wird als CO₂-Einsparung gewertet und (im Fall BHKW) zu den erhöhten Emissionen durch die Wärmeerzeugung im Spitzenlastkessel ins Verhältnis gebracht. Die Nettoeinsparungen ergeben dann das Klimaschutzpotential.

⁸ Datenquelle: entso-e

Was sich ändert, ist die Wirtschaftlichkeit des BHKW, sodass es an mehr und mehr Standorten attraktiv sein kann, ein Mikro- oder Mini-BHKW zu installieren. Hier werden also Abschätzungen getroffen, in welchen Arten von Gebäuden und welchen Vermarktungsszenarien zusätzliche Mikro- und Mini-BHKW einsetzbar wären, die durch neue Geschäftsmodelle wirtschaftlich sein können. Es wird dann aus statistischen Daten (soweit verfügbar) oder auf Basis von Angaben der Praxispartner abgeschätzt, wie viele konventionellen Heizkessel mit welchen verwendeten Brennstoffen in diesen Fällen ersetzt würden, um Aussagen über verminderte CO₂-Emissionen treffen zu können.

Darauf aufbauend wird außerdem abgeschätzt, ob und wie viel konventionelle Stromerzeugungskapazität durch den Aufbau virtueller Kraftwerke aus der ermittelten Anzahl an Mikro- und Mini-BHKW ersetzt werden könnte, wobei die aus den BHKW erzeugten Energiemengen ebenso wie deren Einsatzflexibilität (nach dem Strombedarf) gleichermaßen in die Überlegungen einbezogen werden. So können ggf. weitere CO₂-Einsparungen aus dem Wegfall konventioneller (Groß-)Kraftwerke dem Klimaschutzpotential zugerechnet werden.

9.2 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse entsprechend der drei Kategorien wirtschaftliches Potential, Smart Grids-Potential und Klimaschutzpotential dargestellt. Die Berechnungen wurden für zwei Anwendungsfälle durchgeführt. Der erste und ausführlichere Fall ist ein Nahwärmenetz der Stadtwerke Ulm am Standort Bradley. Dieses besteht aus vier identischen BHKWen mit je 1,85 MW thermischer und 1,94 MW elektrischer Leistung sowie zwei erdgasbefeuerten Spitzenlastkesseln mit 7,55 MW, einem weiteren mit 4 MW und einem ölbefeuerten Kessel mit 7,55 MW Leistung. Die Anlagen werden im Verbund mit weiteren Wärmeerzeugern an anderen Standorten, darunter ein Holzgas-BHKW, welches zu jederzeit laufen soll, betrieben. Da nur Steuerungsmöglichkeiten für die Anlagen in Bradley bestehen, wurden nur diese in den Berechnungen betrachtet, und ein permanenter Betrieb des Holzgas-BHKW zur teilweisen Deckung der Wärmenachfrage angenommen.

Einen weiteren Anwendungsfall stellt ein Nahwärmenetz in Basel dar. Dieses besteht aus einer Wärmepumpe mit 400 kW Leistung, die in zwei Stufen betrieben werden kann, womit Leistungen von 0 %, 50 % und 100 % möglich sind. Des Weiteren sind zwei Kessel im Netz vorhanden: ein 550 kW Erdgaskessel und ein 431 kW Ölkessel.

9.2.1 Smart Grids-Potenzial

Die Flexibilitätskategorien, die bereits im Abschnitt 9.1.1 beschrieben wurden, sind in Abbildung 9-6 und Abbildung 9-6 als Teppichdiagramm dargestellt.

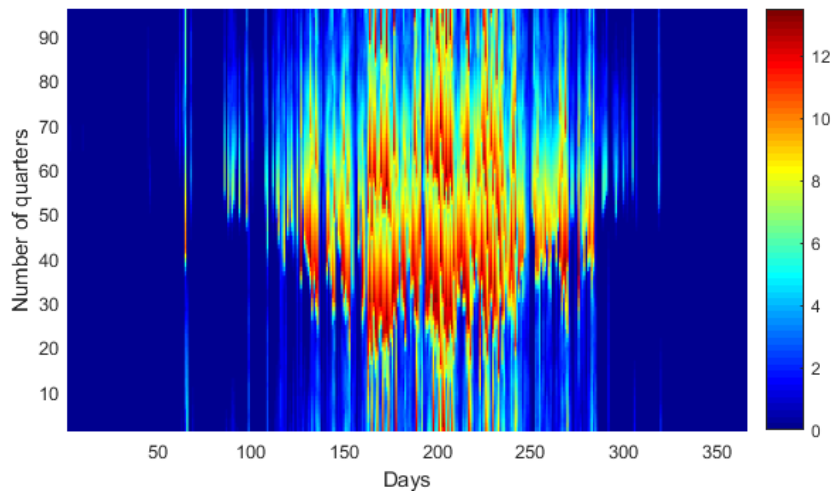


Abbildung 9-6: Jahresverlauf Betriebsverzögerungsflexibilität des BHKW-Cluster (SWU)

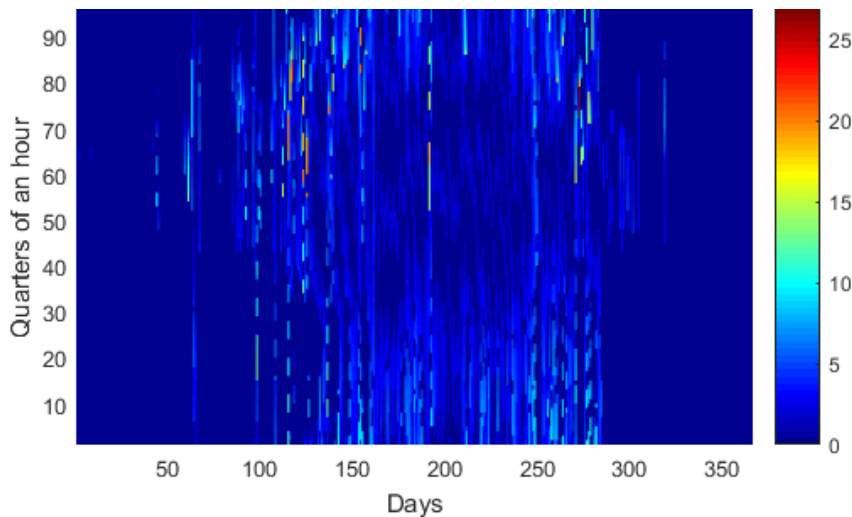


Abbildung 9-7: Jahresverlauf Leistungsabrufflexibilität des BHKW-Cluster (SWU)

Abbildung 9-8 zeigt die Flexibilität noch einmal in beiden Kategorien, zusammen mit dem Wärmebedarf. Darin zeigt sich eine negative Korrelation zwischen sowohl der Betriebsverzögerungs- als auch der Leistungsabrufflexibilität mit dem Wärmebedarf. Im Winter laufen die Anlagen weitestgehend durch und bieten daher kaum bis gar keine Flexibilität, sowohl zur Verzögerung als auch zum erzwungenen Betrieb. Dies liegt daran, dass die BHKWe im Verhältnis zur Wärmelast eher klein dimensioniert sind, sodass alle Anlagen zusammen den Wärmebedarf in den meisten Zeiten nicht decken können. Diese Dimensionierung ist üblich, da mit einer Investition in ein BHKW eine hohe Auslastung angestrebt wird. Eine Auslegung auf mindestens 5000 bis 7000 Volllaststunden pro Jahr erlaubt unter aktueller Regulierung und KWK-Förderung einen wirtschaftlichen Betrieb. Diese Dimensionierung bietet jedoch wenig Spielraum für Flexibilität. Soll ein BHKW stromgeführt betrieben werden, ist eine größere Dimensionierung, in Kombination mit einem größeren Speicher, vorteilhaft. Dies würde die Flexibilität auch in kalten Perioden erhöhen, ginge aber auch ein her mit einer niedrigeren Volllaststundenzahl.

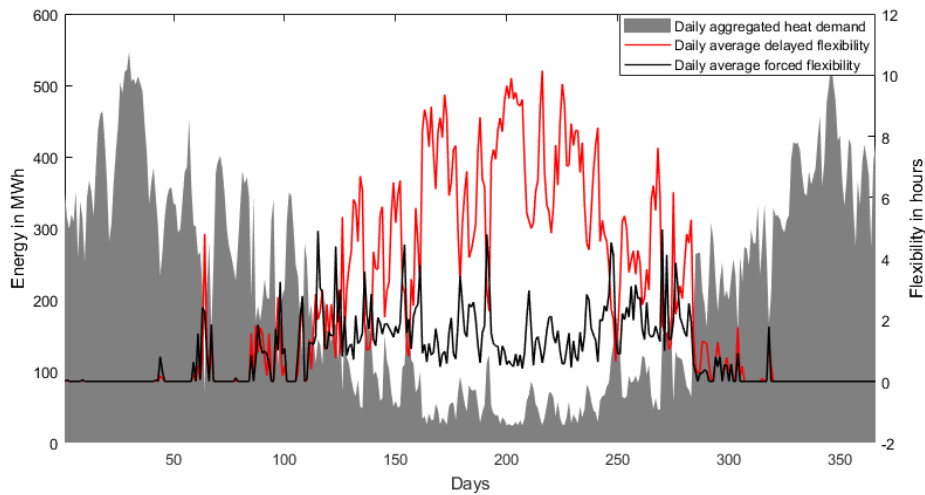


Abbildung 9-8: Aggregierte Flexibilität und Wärmebedarf in 2016 (SWU)

Auch bei der vorhandenen Dimensionierung in Ulm ist im Sommer eine hohe Betriebsverzögerungsflexibilität zu erkennen. Die Leistungsabrufflexibilität ist hingegen in der Übergangszeit am größten. Im Sommer ist sie etwas kleiner, da der Wärmebedarf dann teilweise so gering ist, dass bereits wenige Betriebsstunden den Speicher maximal füllen und dann kein weiterer gekoppelter Betrieb des BHKW mehr möglich ist.

Für den Fall in Basel sind ebenfalls Flexibilitätsberechnungen durchgeführt worden. Es sei hier jedoch erwähnt, dass die in Kapitel 9.1.1 beschriebene Methodik in manchen Zeitpunkten zu Anomalien führt, da die Maximumkurve teilweise unter der Minimumkurve liegt. Dies liegt daran, dass der Speicher sehr klein dimensioniert ist und die Wärmepumpe im Verhältnis dazu sehr groß ist. In Kombination mit der modellierten Mindestbetriebszeit von einer Stunde nach einem Anschaltvorgang kann dieser spezielle Fall eintreten, der als eine Flexibilität von null in diesem Zeitpunkt zu interpretieren ist. Abbildung 9-9 und Abbildung 9-10 zeigen die Ergebnisse der Berechnungen für die vorhandenen Daten aus Basel.

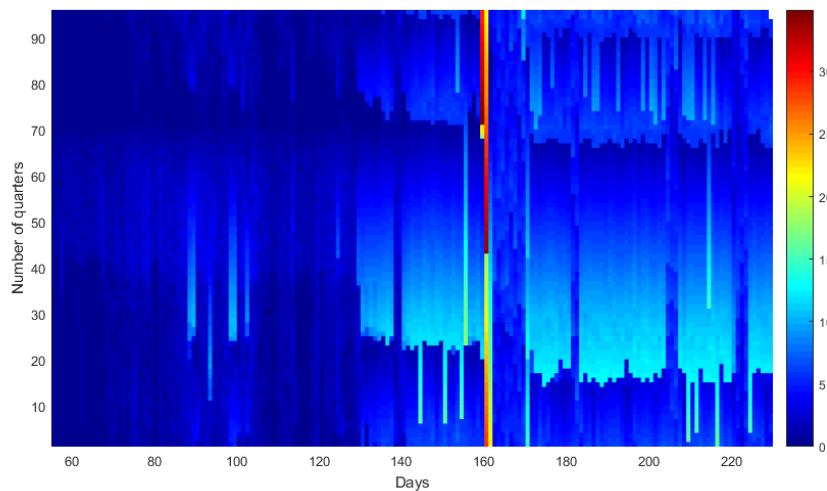


Abbildung 9-9: Jahresverlauf Betriebsverzögerungsflexibilität der Wärmepumpe (IWB)

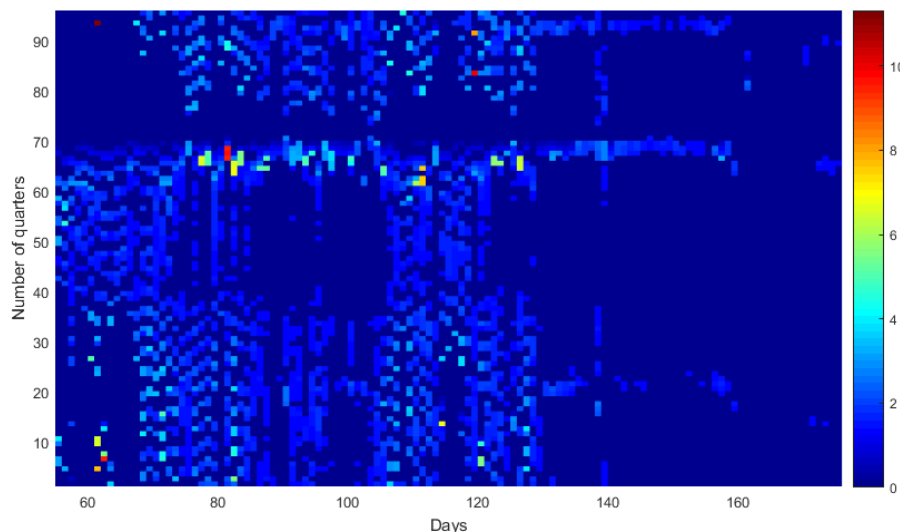


Abbildung 9-10: Jahresverlauf Leistungsabrufflexibilität der Wärmepumpe (IWB)

Es soll hier darauf hingewiesen werden, dass die ermittelten Flexibilitätswerte stets die maximal zu einem Zeitpunkt verfügbare Leistungsabruf- und Betriebsverzögerungsflexibilität angeben. Die tatsächlich vorhandene Flexibilität ist jeweils abhängig davon, wie die EHG-Anlagen tatsächlich gefahren worden sind. Findet der Flexibilitätsabruf jedoch mit einer ausreichenden Vorlaufzeit statt, kann der Betrieb vor diesem Abruf so gesteuert werden, dass die gewünschte Flexibilität auch tatsächlich vorhanden ist.

Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass im Winter stets auch negative (positive) Flexibilität über die hier quantifizierte Betriebsverzögerungsflexibilität hinaus vorhanden ist, wenn die entsprechenden Anreize stimmen. Da BHKWs (Wärmepumpen) fast immer im Betrieb sind, ließen sie sich nach Bedarf jederzeit abschalten, um eine Leistungsreduktion im System zu ermöglichen. Die benötigte Wärme müsste dann durch vorhandene Back-up-Kessel bereitgestellt werden. Diese „Trivialoption“, Flexibilität bereitzustellen, wird in der hier modellierten Flexibilitätsberechnung nicht berücksichtigt, da ein BHKW bzw. eine Wärmepumpe,

wenn sie laufen können und ein Wärmebedarf besteht, auch eingesetzt werden sollen, da nur dann der Vorteil der hohen Wirkungsgrade wirksam ist. Dennoch könnte das BHKW bzw. die Wärmepumpe dem System die Möglichkeit der Abschaltung zur Verfügung stellen.

Auch zur Flexibilität wurden eine Reihe weiterer Analysen durchgeführt. Die Ergebnisse sind ebenfalls im Rahmen einer Masterarbeit dokumentiert.⁹

9.2.2 Wirtschaftliches Potenzial

Die in Abschnitt 9.1.2 beschriebene Methodik wurde auf die eingangs beschriebenen Datensätze angewandt. Die optimierten und Referenzlastgänge wurden jeweils für einen Tag errechnet, da in der Praxis der Anlagenbetrieb auch täglich geplant wird. In Abbildung 9-11 wird dargestellt, wie sich die Betriebsarten nach den drei Regelwerken wärmegeführter Betrieb (Referenz, rot), Eigenverbrauchsoptimierung (blau) und Strompreisoptimierung (grün) unterscheiden. Dargestellt ist der Einsatz der BHKW sowie die Füllstände des Speichers über einen beispielhaften Tag im März 2017. Der Wärmelastgang ist in grau dargestellt.

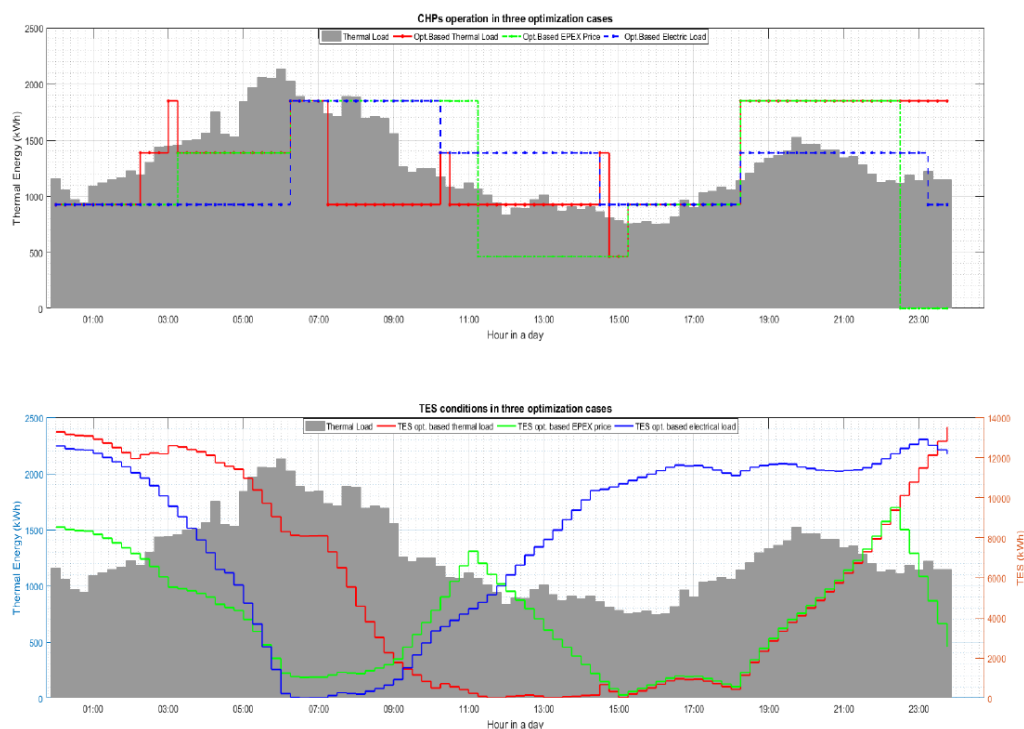


Abbildung 9-11: BHKW-Betrieb und Speichernutzung betrachteteter Regelwerke (SWU)

Abbildung 9-12 zeigt noch einmal die BHKW-Einsätze nach den drei Regelwerken zusammen mit dem jeweils dazugehörigen Profil, nach dem sich der Einsatz optimiert. Dies ist im Referenzfall wärmegeführter Betrieb (oben) die Wärmelast, im Fall der Eigenverbrauchsoptimierung (Mitte) das Stromlastprofil und im Fall der Strompreisoptimierung (unten) der Verlauf der viertelstündigen Strompreise.

⁹ Die Arbeit und die verwendeten Daten werden ebenfalls gerne zugeschickt auf Anfrage per Mail an anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de.

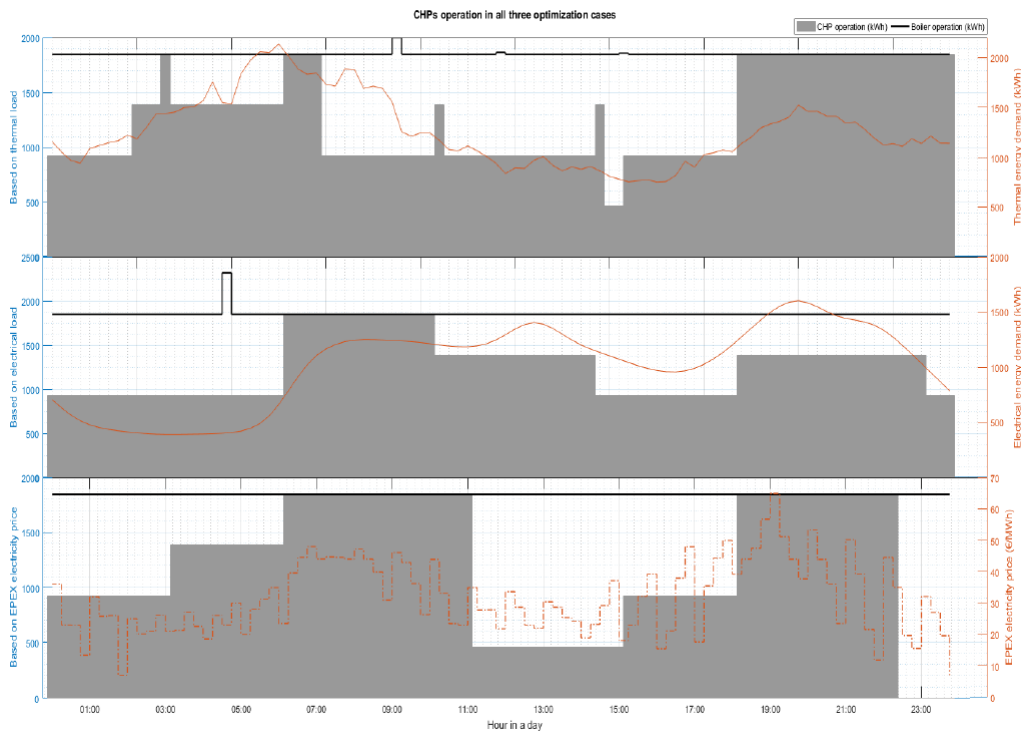


Abbildung 9-12: Betrieb und Optimierungsprofile der betrachteten Regelwerke (SWU)

Für jedes der drei Lastgänge lässt sich immer auch der Wert für die jeweils anderen Zielfunktionen errechnen und miteinander vergleichen. Wird im Referenzbetrieb nach der aus der Anlage (BHKW, Wärmepumpe) bereitgestellten Wärme optimiert, so wird der entsprechende Wert anschließend auch für die beiden stromgeführten Regelwerke ermittelt. Ebenso wird mit den Zielfunktionen Kostenminimierung der Reststrombeschaffung (Eigenverbrauchsmaximierung) und Maximierung der Stromverkaufserlöse (Strompreisoptimierung) verfahren. In Abbildung 9-13 sind die so ermittelten Ergebnisse aufsummiert für alle verfügbaren Tage der aus Bradley vorhandenen Messreihe dargestellt.

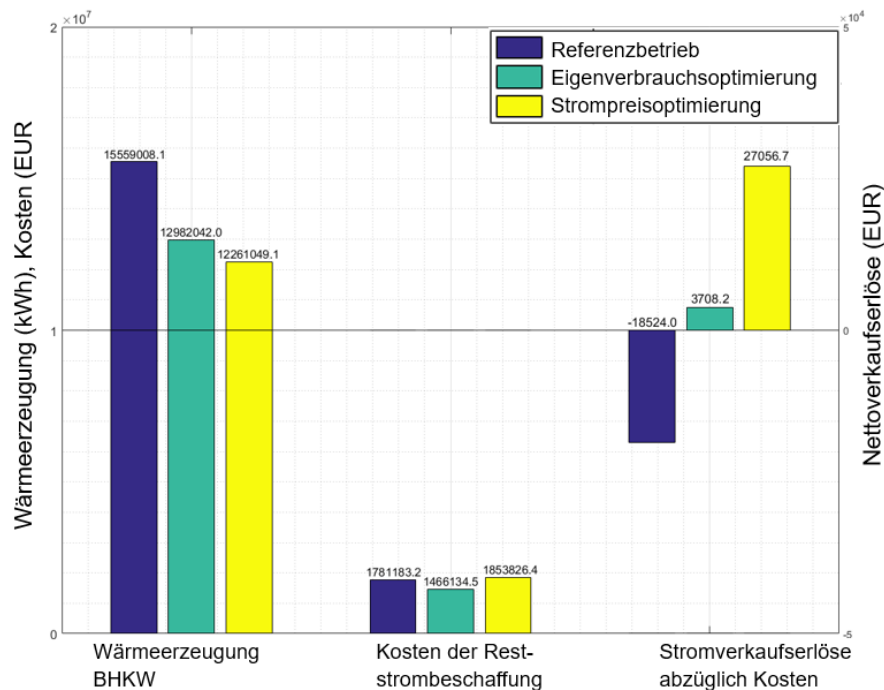


Abbildung 9-13: Zielfunktionswerte der BHKW im Zeitraum Februar bis Juli 2017 (SWU)

Aus den Ergebnissen lässt sich ablesen, dass sich durch eine Anpassung der BHKW-Erzeugung an den Stromverbrauch im belieferten Gebäude die Kosten der Reststrombeschaffung im Idealfall um 17,7 % gegenüber dem Referenzbetrieb senken lassen, und dass die Stromverkaufserlöse sich auf ein Vielfaches steigern lassen. In die Berechnung der Nettoerlöse fließen die Kosten des BHKW-Betriebs sowie ggf. Anschaltkosten des BHKW ein, die für die Optimierung eine Rolle spielen und für die Zahlen geschätzt wurden. Dies erklärt, warum die Nettoerlöse in Summe negativ sein können. Die absolute Höhe der errechneten Werte ist daher wenig aussagekräftig, aber der Vergleich lässt dennoch gewisse Rückschlüsse zu.

Da die verfügbare Datenreihe der Wärmelast aus Ulm nur für weniger als ein halbes Jahr vorlag, lässt sich kein verlässliches wirtschaftliches Potential daraus ableiten. Die Modellergebnisse zeigen jedoch, dass eine stromgeführte Betriebsweise deutliche wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen kann. Dies ist allerdings mit einer reduzierten Wärmeerzeugung im BHKW (16,6 % weniger bei Eigenverbrauchsoptimierung und 21,2 % weniger bei Strompreisoptimierung) und folglich mit einem stärkeren Einsatz der konventionellen Kessel verbunden.

Im Fall der Wärmepumpe im Wärmenetz der IWB Basel entfällt das Geschäftsmodell Eigenverbrauchsoptimierung, da die Wärmepumpe keinen Stromerzeuger darstellt. Es kann lediglich bestimmt werden, wie der Betrieb sich ändert, wenn er nach Strompreisen optimiert wird. Dies ist in Abbildung 9-14 exemplarisch für einen Tag im März 2017 dargestellt. Aufgrund der unzureichenden Datenlage konnten keine detaillierten Potentialberechnungen durchgeführt werden.

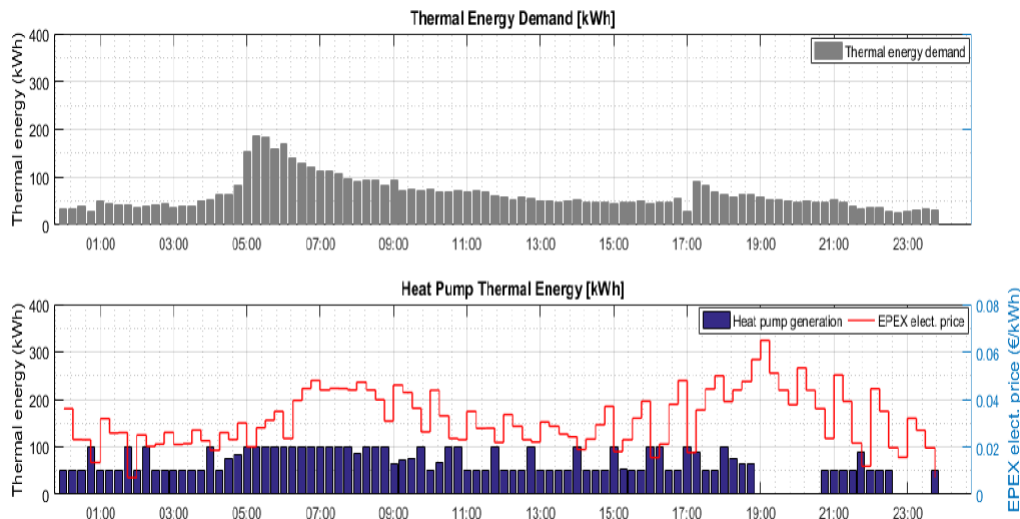


Abbildung 9-14: Beispielhafter Wärmepumpeneinsatz in Basel

Im Rahmen des Projektes wurden für beide betrachteten Anwendungsfälle weitere Analysen durchgeführt. Eine ausführlichere Darstellung dieser Ergebnisse sind in einer Masterarbeit dokumentiert und bei Interesse abrufbar.¹⁰

9.2.3 Klimaschutzpotenzial

Die Ergebnisse beim Klimaschutzpotential gemäß den Überlegungen aus Abschnitt 9.1.3 sind ambivalent. Es wurde für den Anwendungsfall des Wärmenetzes in Ulm die CO₂-Intensität der jeweils durch den BHKW-Einsatz substituierten Strommengen ermittelt. Die Unterschiede zwischen den Regelwerken, die auf unterschiedliche Zeitpunkte des Anlagenbetriebs zurückzuführen sind, wurden untersucht.

Es zeigte sich, dass im Referenzbetrieb durch den BHKW-Einsatz die meisten CO₂-Emissionen durch Substitution des entsprechenden Strombezugs vermieden werden, auch unter Berücksichtigung der Emissionen aus der alternativen Wärmeerzeugung im Erdgas- bzw. Ölkessel. Dies liegt jedoch vor allem daran, dass insgesamt die erzeugte Wärmemenge im BHKW in diesem Betriebsmodus am größten ist. Betrachtet man die *durchschnittliche* CO₂-Intensität der jeweils durch das BHKW substituierten Stromerzeugung, so ist diese im Referenzbetrieb mit 0,538 kg/kWh am niedrigsten, bei der Eigenverbrauchsoptimierung mit 0,546 kg/kWh etwas höher und bei der Strompreisoptimierung mit 0,563 kg/kWh am höchsten. Das heißt, dass in den beiden stromgeführten Betriebsweisen, insbesondere bei der Strompreisoptimierung, CO₂-intensivere Erzeugung durch den BHKW-Einsatz substituiert wird.

Der Befund, dass die CO₂-Intensität der durch das BHKW substituierten Strommengen bei einer Strompreisorientierung am höchsten ist, überrascht nicht, wenn man die Korrelation

¹⁰ Die Arbeit und die verwendeten Daten werden gerne zugeschickt auf Anfrage per Mail an anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de.

zwischen Strompreisen und CO₂-Intensität betrachtet. Eine hohe Stromnachfrage ebenso wie eine niedrige Einspeisung von Strom aus den erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik machen den Einsatz von fossil-befeuerten Mittel- und Spitzenlastkraftwerken erforderlich, was sowohl zu hohen CO₂-Emissionen als auch zu hohen Strompreisen führt. Der Wert des Korrelationskoeffizienten zwischen Strompreisen und CO₂-Emissionen lag in 2016 bei 0,41. Da das BHKW bevorzugt zu Zeiten hoher Strompreise läuft, wird also tendenziell mehr CO₂-intensiver Strom substituiert. Die Eigenverbrauchsoptimierung hingegen reagiert nur auf den lokalen Stromverbrauch, der durch die Einspeisung erneuerbarer Energien nicht beeinflusst wird und somit ein schwächeres „Klimaschutz-Signal“ darstellt als die Strompreise, die stärker die Gesamtsystemsituation abbilden.

Unter Vernachlässigung von Netzrestriktionen und der Bereitstellung von Flexibilität für den lokalen Netzbetrieb birgt daher die stromgeführte Betriebsweise allgemein und die Strompreisoptimierung im Speziellen ein relevantes Klimaschutzpotential. Es sei hier darauf hingewiesen, dass nur der *Unterschied* der Klimaschutzwirkung der drei betrachteten Regelwerke untersucht wird, nicht das Klimaschutzpotential von Klein- und Kleinst-BHKWen an sich. Zu letzterem gibt es bereits umfangreiche wissenschaftliche Literatur, die im Rahmen einer weiteren Masterarbeit an der Hochschule Offenburg recherchiert wurde.¹¹

9.3 Zusammenfassung

Die Aussagen zum Klimaschutzpotential sind ebenso wie für die anderen Potentiale durch die unzureichende Datenlage von nur zwei Anwendungsfällen über jeweils rund fünf Monate nicht belastbar. Die einzelne Anlagenkonfiguration und der Jahresverlauf der Wärmenachfrage haben einen großen Einfluss auf die Ergebnisse, daher wäre die Betrachtung mehrerer Anwendungsfälle über Zeiträume von mindestens einem kompletten Jahr, besser noch mehrere Jahre, wünschenswert.

Die hier dargestellten Ergebnisse geben jedoch bereits eine Indikation dafür, dass durch eine stärker stromorientierte Betriebsweise von Blockheizkraftwerken bzw. durch die Strompreisorientierung beim Betrieb von Wärmepumpen dem Elektrizitätssystem zusätzliche Flexibilität bereitgestellt werden kann und sich wirtschaftliche Vorteile erzielen lassen. Das Potential zu CO₂-Emissionsreduktionen kann nicht eindeutig beantwortet werden, aber die Ergebnisse zeigen, dass Blockheizkraftwerke bei einer stromorientierten Fahrweise zumindest in den Zeiten laufen, in denen die CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung tendenziell höher ist, wodurch potentiell mehr CO₂-Emissionen vermieden werden können als bei der bisher dominanten wärmegeführten Betriebsweise.

¹¹ Auch diese Arbeit kann gerne auf Anfrage an anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de zur Verfügung gestellt werden.

10 Ausblick

In diesem Kapitel werden die zentralen Erkenntnisse, die im Laufe der Projektlaufzeit gewonnen werden konnten, beschrieben.

10.1 Projekterkenntnisse

Bezüglich des **User Interfaces des gs.system** konnte recht schnell festgestellt werden, dass die ursprüngliche Version (UI1) hinsichtlich der graphischen Möglichkeiten sowie die Funktionalität für die Anwender nicht ausreichen waren, weshalb anhand des Feedbacks der Nutzer die Nachfolgeversion (UI2) entwickelt wurde. Mit dieser sind die Dashboards weitestgehend flexibel aufbaubar, die Funktionalität konnte erheblich gesteigert, die Performance optimiert und die Aussagekraft der Daten weiter verbessert werden.

Die **Anforderungen an die Praxispartner** waren weitaus größer als ursprünglich gedacht. Eingangs wurde davon ausgegangen, dass es ausreicht die Anlagen vor Ort zu besichtigen sowie zu dokumentieren und im Nachgang eine Anbindungsstrategie mit den Praxispartnern abzusprechen, auf der die konkrete Planung und Ausführung seitens GSE stattgefunden hätte. Sowohl GSE als auch den Stadtwerken war es jedoch nicht klar, welcher Aufgaben und Investitionen hervorgerufen werden würden und welche zusätzliche Dienstleister für die tatsächliche Umsetzung notwendig sein würden. Letztendlich ist dadurch ein erheblicher Mehraufwand für Abstimmungen mit den Praxispartnern und Dienstleistern entstanden (z.B. Anpassung der Wartungsverträge, Freigabe zusätzlicher Finanzmittel durch Praxispartner etc.).

Die Kommunikation und Datenbereitstellung seitens **externer Systembetreuer und Anlagenprogrammierer** sowie die teilweise erforderlichen Anpassungen und Installationen an der jeweiligen lokalen SPS wurden haben sich häufig in die Länge gezogen. Die Anlagen wurden teilweise trotz Absprache nicht ausreichend programmiert, Schaltkontakte nicht vollständig aufgelegt.

Fälschlicherweise wurde zu Beginn davon ausgegangen, dass auch komplexe Anlagen im Zweifel über die **Anbindung mit 1-Wire Komponenten**, mit minimaler Datenlage und eigenen Gerätetypen für die einzelnen Anlagen immer am kostengünstigsten angebunden werden können. Diese Methode brachte jedoch mehr Nach- als Vorteile mit sich, weshalb im Laufe des Projektes die Anbindungsarten neu bewertet und kanalisiert werden mussten. Durch den Umstieg auf flexiblen Komponenten nach Industriestandard und der damit einhergehenden Minimierung der erforderlichen Gerätetypen ließen sich die Kosten zu optimieren und ein Anschluss überhaupt realisieren.

Kenntnisse zur **hydraulischen Verschaltung** und den neuralgischen Punkten der Steuerung der Anlagen ist ein wesentlicher Punkt für eine saubere Einbindung der VKK-Steuerung. Entsprechende hydraulische Pläne waren teilweise nicht vorhanden bzw. nur veraltete Versionen der Pläne. Teilweise waren die Installationen an den Anlagen im Laufe der Zeit ge-

wachsen, wodurch unvorteilhafte Verschaltungen entstanden sind (z.B. Rücklaufanhebung, Kessel heizt in Pufferspeicher, Pufferspeicher nicht funktional). Aufwändige Analysen der Rohrleitungen waren deshalb erforderlich.

Teilweise mussten **Doppelarbeiten** durchgeführt werden, da beispielsweise Planungen für nötige Umbaumaßnahmen (z.B. Nachrüsten von Wärmemengenzähler, Sensoren etc.) im Arbeitsprozess verworfen oder nicht genehmigt wurden, Regelwerke nicht vorab klar abgestimmt bzw. verworfen wurden.

Erforderliche **Datenpunkte** mussten teilweise mühevoll errechnet und händisch generiert bzw. korrigiert werden, da zugesagte Datenpunkte nicht oder nur teilweise zur Verfügung gestellt wurden.

Bei den Begehungen der Anlagen hat sich gezeigt, dass eine Vielzahl von Geräten unterschiedlicher Hersteller zum Einsatz kommen. Da diese zudem immer wieder mit anderen Zubehöerteilen ausgestattet waren, war für die **Anbindung** eine Unzahl von Gerätetypen, wie auch unterschiedliche Zusatzgeräte, die teilweise außerordentlich teuer oder sogar hinderlich für den automatisierten Betrieb waren, erforderlich. Eigene Tests haben gezeigt, dass gewisse Geräte nicht handhabbar waren, wodurch es notwendig wurde die Anbindungen zu überdenken. Deshalb wurde ein Marktscreening durchgeführt und grundlegende Informationen von Herstellern für sämtliche erforderlichen Geräte und Zubehöerteile zusammengetragen. Dabei standen stets die Funktionalität, die Industrietauglichkeit und der Preis im Vordergrund. Dadurch war es möglich standardisierte Anbindungsvarianten zu erstellen und die Kosten erheblich zu reduzieren. Die Anbindungsarten, die sich als sinnvoll und kostengünstig herausgestellt haben sind:

- Modbus RTU
- Koppel-SPS mit Modbus TCP anstatt sehr teuren Gateways
- Koppel-SPS und Temperaturerweiterungskarte mit Modbus TCP anstatt 1-Wire Digital I/O und sehr teuren 1-Wire Messbrücken
- Zähler-SPS mit Modbus TCP anstatt 1-Wire S0 Zähler mit sehr teuren Frequenzteilern
- M-Bus mit M-Bus Master und ggf. Splitter und SML-Protokoll ermöglichten auch große Distanzen
- 1-Wire Temperatursensoren
- IP-Erweiterungen (z.B. Senertec Dachs)

Es lässt sich generell sagen, dass die **Anbindungskosten** erhebliche variieren können, was u.a. vom Anlagenalter, den vorhandenen Schnittstellen bzw. dem Nachrüstbedarf und dem Regelwerk abhängig ist. Bei **Neuanlagen** können Aspekte wie Zähleranbindung und eventuell notwendige Arbeiten für einen Umbau des Netzanschlusses bereits in der Planung und der Realisierungsphase berücksichtigt werden, weshalb sich Kosten in diesem Fall i.d.R. erheblich reduzieren lassen.

Komponenten für die Zähler-, Sensor- und Anlagenanbindung an die gs.box mussten beschafft und getestet werden. Für die Beschaffung waren teilweise Einträge bei Großhänd-

lern notwendig, zudem musste mit längeren Lieferzeiten umgegangen werden. Der Testverlauf hat hinsichtlich der Qualität und des Handlings mit den Komponenten teilweise Mängel herausgestellt, weshalb eine Vielzahl an Einzelkomponenten und deren Interaktion getestet werden musste. Hier galt es nun prinzipiell mit weniger aber dafür besserer und flexiblerer Komponenten die Anbindung doch noch möglich zu machen und dabei kostengünstig zu bleiben.

Es hat sich gezeigt, dass die **gs.box** weitere Features benötigte (z.B. um einen LiveCheck mit den Anlagen zu gewährleisten, um eine Verfügbarkeit der Fahrpläne über einen gewissen Zeitraum zur Verfügung zu stellen, Verbesserung der Synchronisation der Zeitreihen). Bei der Installation stellte sich häufig heraus, dass gewisse Informationen nicht zugänglich waren und zeitnah auch nicht beschafft werden konnten.

Das Design der **Dashboards** war den Praxispartnern anfangs zu unübersichtlich und nicht aussagekräftig genug. Eine genaue Analyse und Durchsprache der Anforderungen mit den Stadtwerken und deren Umsetzung hat zu einer wesentlichen Verbesserung geführt. Durch die unterschiedlichen Gespräche war es GSE ebenfalls möglich zu erkennen, welche Aspekte aus Kundensicht sinnvoll sind, weshalb eine stetige Verbesserung der Handhabung realisiert werden kann. Wesentliche Bereiche hierbei sind die Berechtigungsstufen, die für die Stadtwerke unterschiedlich ausgeprägt sein sollen, um z.B. diesen Dienst auch ihren Kunden anbieten zu können. Hierdurch werden alle administrativen Handhabungen und anwendertechnischen Anforderungen an die Dashboards beeinflusst.

Es hat sich gezeigt, dass die Zeit zwischen dem Anschluss der Anlage und der **Fertigstellung der Gerätetypen**, die für die Interpretation der Daten und somit für den Monitoringbetrieb unerlässlich sind, teilweise beträchtlich war. Aus diesem Grund sollen die Daten bei Neuanschlüssen durch universell anwendbare Gerätetypen direkt gesammelt werden, um Datenlöcher zu vermeiden. Die Daten können bei Fertigstellung des passenden eigenen Gerätetyps reorganisiert werden. Zudem soll versucht werden auch mit Datenlöchern und unklaren Daten während des Monitorings noch schneller den Steuerungszeitpunkt zu erreichen, was jedoch zu Lasten der Steuerungsqualität geht, sich aber automatisch mit der Anzahl an Daten zunehmend verbessert.

Durch einen Umstieg auf **Direktlieferung** können erhebliche Mehrerlöse erzielt und die Anlagen wirtschaftlicher betrieben werden. Eine Realisierung dieses Geschäftsmodells im Bestand erfordert jedoch i.d.R. einen Umbau bzw. eine Anpassung der Zählernstruktur und des Netzanschlusses, weshalb eine Umsetzung häufig gescheut wird.

Im Gegensatz dazu ist das ein Geschäftsmodell zur **Optimierung nach Preisprofil sehr viel** kostengünstiger umzusetzen, da lediglich die Betriebszeiten der Anlagen angepasst werden müssen, ohne bauliche Maßnahmen vorzunehmen. Die Ertragsaussichten eines solchen Geschäftsmodells sind jedoch ebenfalls geringer im Vergleich zu einer Direktlieferung.

Generell lässt sich sagen, dass **verlässliche Aussagen zur Wirtschaftlichkeit** der neuen Geschäftsmodelle bzw. den Erlösaussichten und der Effekte der VKK-Lösung anhand der ge-

sammelten Erfahrungen innerhalb des Projektes nur schwer möglich sind. Um eine qualifizierte Aussage treffen zu können, wäre eine, wie ursprünglich geplant, längere Betriebsphase (mindestens ein Jahr) notwendig.

10.2 Fortschritte für Wissenschaft und Technik

- Die Entwicklung einer standardisierten Anbindung der Zähler und Anlagen (vgl. Abschnitt 6.3) ermöglicht zukünftig eine kostengünstige und zeitsparende Kopplung der notwendigen Geräte und Erfassung der grundlegenden Daten für eine wirtschaftliche Anbindung von kleinen BHKW-Anlagen
- Die Anbindung der Anlage der SWU hat gezeigt, welche Potenziale allein durch das Monitoring und die konsequente Analyse der Anlagendaten hinsichtlich einer optimierten Fahrweise bzw. bzgl. der Verbesserung der Hydraulik zur Minimierung der Verluste bestehen.
- Die bestehende Software für die optimierte Steuerung der Anlagen wurde parallel zum Projekt mikroVKK weiterentwickelt. Ziel dabei war es eine Bewertungs- und Dimensionierungsplattform für Einzelanlagen und Anlagenparks auf Basis von Verbrauchsprofilen (z.B. Einzelobjekte, Areale, Kommunen etc.) zu entwickeln, um vorab simulative Optimierungen hinsichtlich der Anlagentechnologie und Betriebsweise anstellen zu können. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit unterschiedliche Regelwerke und Geschäftsmodelle initial zu testen, um eine fundierte Entscheidungsgrundlage zu gewinnen und diese bei einer entsprechenden Umsetzung mit der VKK-Lösung von GSE fließend in die Realität umzusetzen.

10.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die Bandbreite an Anwendungsfällen, die im Rahmen des Projektes betrachtet und umgesetzt wurden birgt die Chance die wesentlichen Erfahrungen zu sammeln, um das Produkt und den damit zusammenhängenden Service aus Sicht möglichst vieler Eventualitäten und variierender Rahmenbedingungen zu erproben und die Marktreife zu erreichen.

Im Rahmen des Projektes konnten durch unterschiedliche Umstände, beispielsweise durch den Umstand, dass es Umstellungen im Management der GridSystronic Energy GmbH gab, wodurch die Handlungsfähigkeit des Unternehmens über einen längeren Zeitraum gelähmt wurde, die initial gesteckten Ziele nur teilweise bzw. nicht im gewünschten Umfang erreicht werden (vgl. Abbildung 10-1).

Projektziele	Erfüllungsgrad
1. Demonstration und Nachweis der technischen Machbarkeit der Integration für BHKW mit geringer Leistungsklasse unter 100 kW _{el}	<input checked="" type="checkbox"/>
2. Demonstration und Nachweis der geringen Anbindungs- und Integrationskosten für BHKW mit geringer Leistungsklasse unter 100 kW _{el}	<input type="checkbox"/> teils
3. Demonstration und Nachweis eines „ selbstlernenden “ und „ selbstheilenden “ VKK-Steuerungsalgorithmus	<input type="checkbox"/> teils
4. Demonstration und Nachweis von marktbasierten und netzdienlichen Geschäftsmodellen und Betriebsführungsstrategien	<input type="checkbox"/> teils
5. Nachweis der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit von VKK mit Mini- und Mikro-BHKW	<input checked="" type="checkbox"/>
6. Nachweis der Smart-Grids-Potenziale (Flexibilität, netzdienliche Einspeisung, Systemdienstleistungen) von Mikro-VKK im gemessenen Feldbetrieb	<input checked="" type="checkbox"/>
7. Abschätzung des Klimaschutz-Potenzials von Mikro-VKK	<input checked="" type="checkbox"/>

Abbildung 10-1: Erfüllungsgrad der gesteckten Projektziele

Während der Projektlaufzeit konnte die technische Anbindbarkeit von BHKW mit einer geringeren elektrischen Leistung als 100 kW_{el} demonstriert werden. Nachgewiesen werden konnte zudem die grundsätzlichen wirtschaftlichen Potenziale einer VKK Steuerung für Mini- und Mikro BHKW. Wegen der zeitlichen Verzögerung der Anlagenanbindung und der damit verbundenen unzureichenden Datengrundlage konnte diese jedoch nur auf theoretischer Basis durchgeführt werden, genauso wie die Smart-Grid-Potenziale und die Klimaschutzpotenziale eines VKK Einsatzes. Die Anbindungs- und Integrationskosten hängen stark von den örtlichen Gegebenheiten ab, weshalb es hierfür keine pauschale Aussage geben kann. Durch die gewonnenen Erfahrungen hat sich jedoch im Laufe des Projektes bereits eine erhebliche Kostenreduktion eingestellt. Zudem bieten Neuanlagen, bei denen die Rahmenbedingungen für die Anbindung bereits vorab eingeplant werden können, die Möglichkeit für geringe Anbindungskosten. Die Demonstration der marktbasierter Geschäftsmodelle konnte ebenfalls auf theoretischer Basis festgestellt werden. Netzdienliche Geschäftsmodelle wurde nicht explizit betrachtet, jedoch gibt es hierbei eine gewisse Überschneidung mit den marktbasierter Geschäftsmodellen (z.B. optimierte Direktlieferung zur Entlastung des Verteilnetzes). Eine Demonstration des selbstlernenden und selbstheilenden VKK-Steuerungsalgorithmus ist ebenfalls nur teils erfolgt. Regelwerke sind bei wenigen Anlagen aktiv, die Anzahl und die Laufzeit sind jedoch zu gering, um wirklich belastbare Aussagen treffen zu können.

Die Ergebnisse, die im Zuge des Projektes erzielt werden konnten, können folgendermaßen verwertet werden:

- Erarbeitung der **Grundlage für das Produktkonzept** für die VKK-Lösung. Durch das Projekt konnten die aus Kundensicht interessanten Anwendungsfälle und deren Rahmenbedingungen kennengelernt werden. Dieses Wissen hilft dabei die VKK-Lösung in entsprechender Weise weiterzuentwickeln. Hierbei sind speziell die Anbindung der Anlagen, die Nutzerfreundlichkeit in der Anwendung der Dashboards sowie die wesentlichen Regelwerke zu nennen.

- **Erarbeitung einer Systematik und Standardisierung bei der Anlagenanbindung.** Hierbei wurden sowohl die Abläufe für die Erfassung der wesentlichen Informationen, die für eine Anbindung notwendig sind (z.B. Gegebenheiten vor Ort, Anlagentechnik und Schnittstellen, Zählerstruktur, räumliche Aufteilung etc.), als auch eine technische Lösung für den Aufbau einer stabilen Kommunikation zwischen den diversen Geräten erarbeitet. Es konnte wichtige Erfahrungen mit den Widrigkeiten der Anbindung gesammelt werden, um eine hochgradig standardisierte Lösung zu entwickeln, die es erlaubt zukünftige Anlagen schneller und kostengünstiger anzubinden.
- **Weiterentwicklung des Dashboards** für eine verbesserte Verständlichkeit und Nutzerfreundlichkeit bei der Anwendung durch den Kunden. Da das Dashboard das Hauptwerkzeug des Kunden, beispielsweise zur Vornahme von Einstellungen oder für die Informationsgewinnung ist, hilft dieser Fortschritt dabei die Kundenbindung zu stärken und Neukunden schneller von der Lösung zu überzeugen.
- **Weiterentwicklung und Implementierung der Gerätetypen** (z.B. BHKW, Kessel, Zähler, Sensoren) in Bibliothek von GSE, um Neuanlagen zukünftig nach dem Anschluss schneller in den Monitoring- und Regelbetrieb überführen zu können. Die Vielzahl an unterschiedlichen Anlagen, die im Zuge des Projektes betrachtet wurden, hat dabei geholfen einen großen Daten- und Informationspool zu gewinnen, um hinsichtlich der Gerätetypen eine solide Basis für das weitere Vorgehen aufzubauen.
- Intensiver Austausch mit **BHKW- und Technologie-Anbietern** innerhalb des Projektes hat es ermöglicht eine gute Basis für eine weitere Zusammenarbeit zu legen. Anpassungsmöglichkeiten, sowohl seitens GSE als auch der Technologieanbieter, wurden behandelt und teilweise bereits umgesetzt, um dem Kunden in Zukunft möglichst ein „schlüsselfertiges“ Gesamtprodukt anbieten zu können.
- Eine erste **Grundlage für die weitere Vermarktung** des Produktes konnten erstellt werden. Durch die gewonnenen Referenzen und Erfahrungen bzgl. Anwendungsfällen und der Bandbreite an Anlagen helfen dabei wesentliche Verbesserungspotenziale identifizieren und umsetzen zu können. Zudem konnten zumindest theoretisch die unterschiedlichen Potenziale (Wirtschaftlichkeit, Smart Grid und Klimaschutz) **wissenschaftlich belegt** werden, wodurch Argumente für die weitere Vermarktung gewonnen werden konnten.
- Erste **Nachfolgeprojekte** konnten auf Basis der Arbeiten und der ersten Erfahrungen der Kunden mit dem VKK System realisiert werden. Seitens der Praxispartner wurde zudem signalisiert, dass eine entsprechende Lösung immer mehr an Bedeutung gewinnen wird, da auch teilweise die Anwendung von BHKW-Anlagen für die Objektversorgung oder in Wärmenetzen massiv ausgebaut werden soll und dadurch ein erhebliches zusätzliches Potenzial entstehen wird.

10.4 Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer

Ein Ergebnistransfer wird von allen Projekt- und Praxispartnern durchgeführt. Die Beiträge der einzelnen Projektpartner lässt sich dabei in den folgenden Punkten zusammenfassen.

GridSystronic Energy

Wegen der aktuell noch unsicheren Situation zur zukünftigen Ausrichtung des Unternehmens, sind seitens GSE aktuell keine Maßnahmen für einen Ergebnis- und Forschungstransfer geplant.

schäffler sinnogy

Neben der federführenden Erstellung des Endberichtes ist seitens schäffler sinnogy für den Ergebnis- und Forschungstransfer geplant die wesentlichen Erkenntnisse, beispielsweise zur Anbindung der Anlagen, zu Kosten und den möglichen Effekten und der Wirtschaftlichkeit eines VKK-Systems durch Lern- und Schulungsvideos darzustellen und im Rahmen der ekademie – einer Online Akademie für eine Beschleunigung der kommunalen Energiewende – für die Öffentlichkeit bereitzustellen. Ziel ist es auch weitere mögliche Kunden (z.B. Stadtwerke, Anlagenbetreiber, öffentliche Einrichtungen etc.) von den Vorteilen einer dezentralen Energieversorgung und den Möglichkeiten einer intelligenten Steuerung zu überzeugen und so den Markteintritt zu unterstützen.

Die Hochschule Offenburg

An der Hochschule Offenburg wurden im Rahmen des Projektes drei Masterarbeiten zu folgenden Themen durchgeführt:

- Demonstration of Smart Grid Potential of Virtual Power Plants with Micro and Mini CHP/HP units (verfasst von Ahsan Ziadi)
- Economic potential of electricity-led operation of small-scale Combined Heat and Power Plants (verfasst von Agus Tampubolon)
- CO₂ emissions reduction potential from cluster of small scale combined heat and power plants (verfasst von Rohit Sen)

Die Arbeiten wurden in einem offiziellen Rahmen vorgestellt und die Ergebnisse für die Öffentlichkeit zugänglich veröffentlicht.

Zudem gab es eine Veröffentlichung mit dem Titel „Flexibility Potential for Clusters of Small-Scale Electricity-Coupled Heat Generators“ in Applied Energy. Eine zweite Veröffentlichung ist geplant.