

Platzhalter: Ihr Logo

Gefördert durch den
Innovationsfonds
Klima- und Wasserschutz

badenova
Energie. Tag für Tag

Projekt 2017-06

Flexibilitätsoptimierung

Abschlussbericht

Platzhalter Projektbild:

Dient auch zur Darstellung Ihres Projekts auf der Homepage des Innovationsfonds
www.badenova.de/innovationsfonds

K.Dethlof

25.03.2021

D. Schlegel

25.05.2022 (ab Kap. 6)

1 Projektüberblick

1.1 Ausgangslage

Die Dezentralisierung des Energiemarktes schreitet voran und die erneuerbaren Energien gewinnen weiterhin an Bedeutung. Das EEG2017, das Digitalisierungsgesetz und das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes bilden den gesetzlichen Rahmen für den notwendigen Transformationsprozess. Auch in dem transformierten Energiemarkt ist die sichere und zuverlässige Energieversorgung oberstes Ziel. In diesem energiewirtschaftlichem Zusammenhang wird die Bedeutung von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage (Demand Response) und das Einbinden von Speichern immer größere Bedeutung erlangen.

Die Integration von flexiblen Erzeugungen und Lasten in den Energy-only-Markt ist bislang trotz diverser regulatorischer Weichenstellungen noch nicht gelungen. Reservekraftwerke, die aus Öl- und Kohle Strom produzieren, wenn kein Wind weht und keine Sonne scheint, werden für große Summen im Markt gehalten. Dieser Zustand dürfte sich durch den fortschreitenden Atomkraft-ausstieg sowie die CO₂-Diskussionen um die Kohlekraftwerke noch verstärken. Im Energy-only-Markt werden solche Knappheiten durch Preissignale an der Börse offensichtlich. So schwankten die Preise an der EPEX für einzelne Stunden im letzten Jahr (2020) zwischen -130 €/MWh und +100 €/MWh. Ziel dieses Projektes war es, Flexibilitäten zu identifizieren, zu entwickeln und dem Markt zuzuführen, um so Angebot und Nachfrage auszugleichen.

Die Wirtschaftlichkeit konnten wir wissenschaftlich zusammen mit dem Fraunhofer Institut bereits nachweisen und war Teil des Förderantrags.

1.2 Wissenschaftliche und technische Ziele

Ziel des Projektes war es, die theoretischen Erkenntnisse über mögliche Erlöse und Kosten der Anbindung an ein virtuelles Kraftwerk empirisch nachzuweisen. Dazu war es notwendig, die richtige Softwarelösung zu evaluieren, die notwendigen Vermarktungsprozesse ggf. mit Partnern aufzustellen und die technische Anbindung des Flexibilitätsquellen herzustellen.

1.3 Herausforderungen // Chancen und Risiken des Vorhabens

Die größten Herausforderungen haben wir vor allem in der Datenbereitstellung und Verarbeitung durch die flexiblen Anlagen vermutet. Sind wir in der Lage eine schnelle und effiziente Anbindung aller Anlagenteile herzustellen, um eine vollautomatisierte optimierte Steuerung zu realisieren? Die daraus resultierende Chance, auch sehr kleine und heute noch unwirtschaftlich anzuschließende Anlagen zu akquirieren wäre nicht nur ein riesiger Wettbewerbsvorteil, sondern auch zwingend notwendig zum Gelingen der Energiewende in einem Energy-only-Markt.

Ein Risiko, das wir stark unterschätzt haben, waren in der eigentlichen Anlagentechnik zu finden sowie persönliche Ängste, Ansprüche und fehlende personelle Kapazitäten. Überraschend war auch

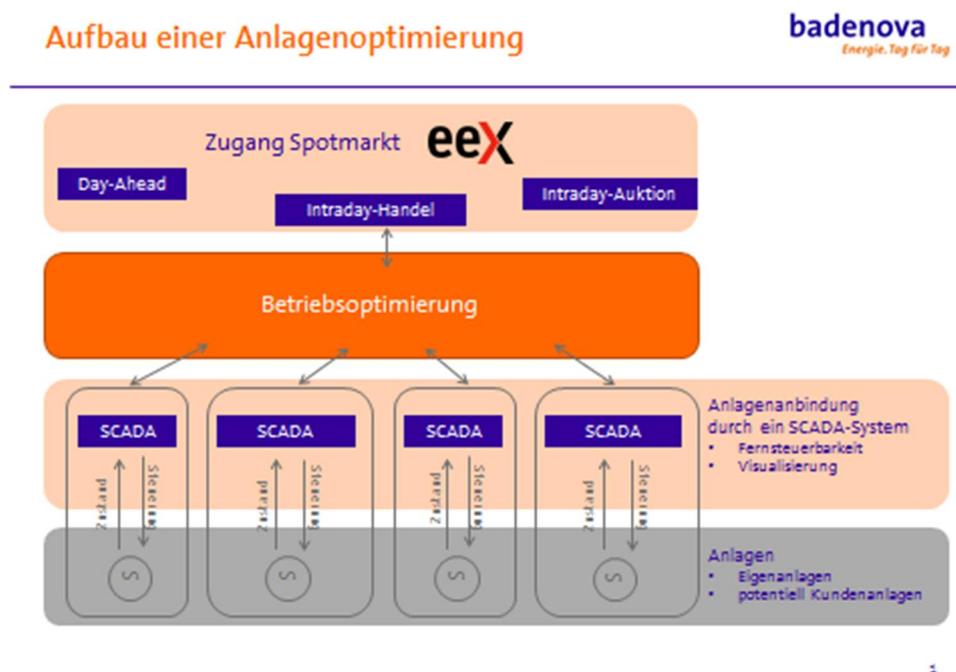
oftmals die fehlende Kooperationsbereitschaft bei gleichzeitigem Anspruch an hohen Erträgen und Mittelzuflüssen.

2 Projektbeschreibung

2.1 Projekttablauf

2.1.1 Projektidee

Unsere ursprüngliche Projektidee war es, zunächst ein geeignetes Software-Tool zur Steuerung und ein weiteres zur Optimierung zu evaluieren, anzuschaffen und zu implementieren. Parallel dazu sollten geeignete Kraftwärmekopplungsanlagen identifiziert werden, die als erste auf die Systeme aufgeschaltet werden und anhand derer wir alle Prozesse aufnehmen, technische Schwierigkeiten erkennen und lösen können und die Abrechnung aufzubauen. Neben der besonders wirtschaftlich interessanten Anlage BHKW Weingarten der Freiburger Wärmeversorgung sollte auch eine wenig flexible Anlage wie BHKW Vauban mit unterschiedlichen Steuerungsboxen ausgestattet werden.



2.1.2 Terminplan

1.1.2017 – 31.03.2017	Erstellung Lastenheft
1.4.2017 – 30.09.2017	Realisierung Umsetzung Pflichtenheft
1.10.2017 – 31.12.2017	Test mit einem Pilotkunden und Verbesserung der Umsetzung
1.1.2018 – 31.12.2018	Monitoring der Umsetzung Erkenntnisse aus den ersten Anlagen zusammenfassen Übertragbarkeit prüfen

Ab 2018 bis Ende 2019	Roll-Out auf weitere Anlagen
-----------------------	------------------------------

2.1.3 Budgetplanung und Förderung

Projektfinanzierung

Gesamtausgaben	100 %	233.530€
Förderleistung Dritter	0 %	0 €
Eigenanteil	50 %	116.765€
Beantragte Zuwendung badenova	50 %	116.765€

Übersicht Finanzierungsplan

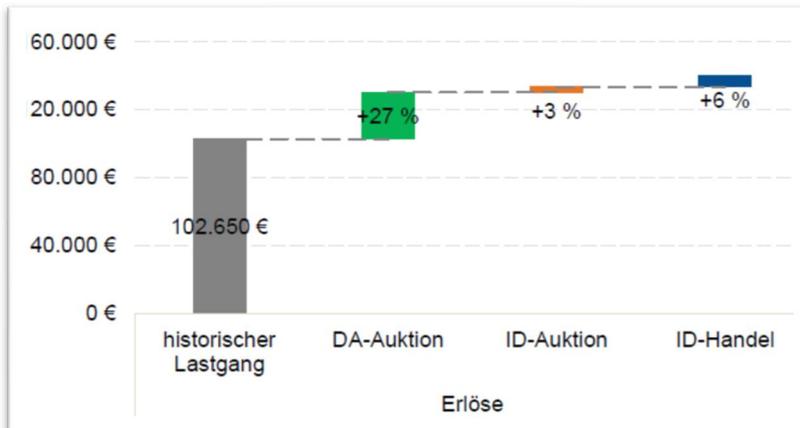
	Im Jahr 2016	2017	2018	2019	Gesamt-betrag	Förderbeitrag-Badenova*
Personalkosten		92.000€			92.000€	
Kommunikation / Öffentlichkeitsarbeit						
Planungskosten						
Sachkosten v.a. IT		44.250€			44.250€	
Baukosten		12.160€	36.480€	48.640€	97.280€	
Gesamtausgaben		148.410€	36.480€	48.640€	233.530€	116.765€

2.2 Projektverlauf

2.2.1 Projektphasen und Ablauf

In der ersten Jahreshälfte 2017 haben wir ein Vorprojekt mit Syneco und weiteren Stadtwerkepartnern durchgeführt. Ziel dieses Vorprojekt war es, die Erlöspotentialen im DayAhead-Markt, Intraday-Auktion und in dem kontinuierlichen Intradayhandel für BHKWs, Nachtspeicherheizungen und Wasserpumpen theoretisch zu ermitteln. Hierfür wurde eine

Masterarbeit durch Frau Franziska Schmid erstellt. Die Ergebnisse deckten sich mit unseren früheren Analysen und bestätigten diese somit.



Quelle: Masterarbeit Franziska Schmid: Mehrerlöse BHKW Normiert auf 1 MW

Vom 1.7.2017 bis zum 30.04.2018 wurden im Folgeprojekt verschiedene Leitsysteme und Optimierungslösungen evaluiert und bewertet. Parallel dazu wurden der Marktzugang und die Vermarktungsprozess durch Syneco eingerichtet und getestet. In dieser Phase wurde unter anderem eine Elektrodenheizung testweise vermarktet, allerdings noch manuell gesteuert.

Vom Juni 2018 bis zum Dezember 2019 folgte die Entscheidung für die gemeinsame Anschaffung eines Leitsystems und Optimierungskerns unter dem Dach der Syneco, die diese Systeme fortan betreiben soll. In verschiedenen Workshops der teilnehmenden Stadtwerke wurde der vollständige Vermarktungsprozess aufgebaut, die Bilanzkreishierarchie geklärt und verschiedene Geldflüsse abgestimmt.

Als das System betriebsbereit war, haben wir zwei Wärmezentralen und deren BHKWs mit entsprechenden Steuerboxen ausgerüstet und auf dem System aufgeschaltet. Ab Juni 2019 konnte zumindest mit Vauban dann der Testbetrieb der Flexvermarktung starten.

Mit folgenden Erlösen wurde geplant:

Badenova BHKW Vauban



- **Technische Eckdaten**
 - 1 BHKW ($P_{el} = 850 \text{ kW}$; $P_{th} = 1.600 \text{ kW}$)
 - 1 Wärmespeicher (Speicherinhalt 2,9 MWh)
 - Wärmegrundlast = 500 kW
 - Tagesdurchschnittstemperatur $< 14^\circ\text{C}$ => durchgehender Betrieb
- **Wirtschaftliches Potenzial durch Optimierung**
 - Ca. 10.000 €/Jahr
 - 11.760 €/MW/Jahr
- **Anbindungsmerkmale**
 - EWE Conbox
- **Herausforderungen**
 - Modelltechnische Abbildung der Wärmepumpe
 - Qualitativ hochwertige Wärmeprognose

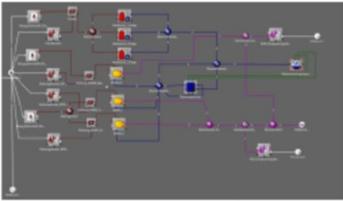


Heizzentrale mit BHKW Vauban; Quelle Badenova

Das BHKW Stadttheater, welches deutlich größere Flexibilität besitzt, wurde Mitte 2019 aus dem Test zurückgezogen, da der Aufwand für die Anbindung für die WärmePlus zu groß schien und zu wenig Kapazitäten für dieses Projekt vorgehalten wurden. Folglich konnten folgende Erlöserwartung nicht verifiziert werden:

Badenova BHKW Stadttheater **Badenova**
Energie. Tag für Tag

- **Technische Eckdaten**
 - 3 BHKW ($P_{el\ ges} = 990\ kW$; $P_{th} = 1.600\ kW$)
 - 3 Wärmespeicher (Gesamtinhalt 2,4 MWh)
 - Wärmegrundlast = 250 kW
- **Wirtschaftliches Potenzial durch Optimierung**
 - Ca. 15.000 €/Jahr
 - 15.150 €/MW/Jahr
- **Anbindungsmerkmale**
 - Zuerst SAE Box, dann EWE Conbox
- **Herausforderungen**
 - Qualitativ hochwertige Wärmeprognose
- **Sonstiges**
 - Anbindung von drei BHKW mit einer Steuerbox stellt Herausforderung dar



Da es aus unterschiedlichen Gründen fraglich erschien, ob das Kooperationsprojekt mit der Syneco und weiteren Stadtwerken erfolgreich zuende geführt werden könne, haben wir die letzte Projektphase mit einem weiteren Partner gedoppelt. Mit der Hamburg Energie konnten wir einen potentiellen Kooperationspartner identifizieren, der an einer ähnlichen Fragestellung arbeitete, uns sogar voraus war und aus der Systemevaluation mit der Entscheidung gegangen war, ein eigenes System aufzubauen. Aufgrund der gemeinsamen Vision eines künftig dezentralen Energiemarktes und wie dieser zu bearbeiten sei, haben wir intensiv eine vertiefte Kooperation inkl. Ausgründung einer Gesellschaft geprüft. Parallel dazu haben wir ab Dez. 2018 die Biogasanlage Neuried auf das virtuelle Kraftwerk der Hamburg Energie aufgeschaltet und vermarktet.

2.3 Technische Umsetzung

Die dezentrale Anlagensteuerung der Erzeugungseinheit (SPS) wird über ein Kommunikationsgateway („Steuerbox“) mit dem Leitsystem („Virtuelles Kraftwerk“) verbunden. Der Übertragungsstandard stellt das Protokoll IEC 60870-5-104 dar. Dieser Übertragungsstandard ist auch bei der Direktvermarktung von EEG-Anlagen sehr weit verbreitet.

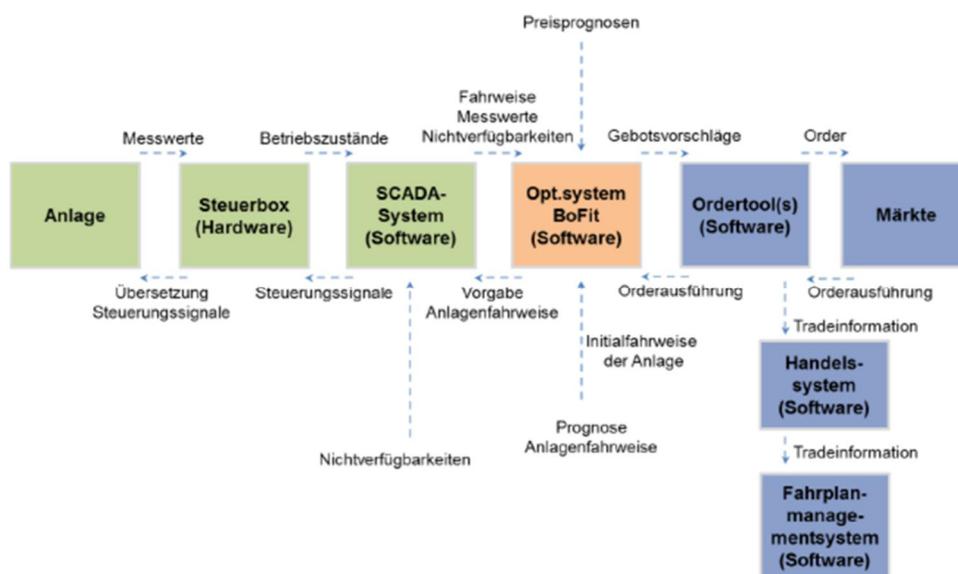
Die SPS muss hierfür softwaretechnisch angepasst werden, damit Einsatzbefehle von außen verstanden und umgesetzt werden können. Dennoch dürfen Schutzmechanismen, die bspw. Überlastungen des Motors verhindern sollen, deaktiviert werden.

Das Gateway ist entweder an allen relevanten Messpunkten anzuschließen oder die Daten der Messpunkte sind durch die SPS zu übergeben. Innerhalb des Gateways muss programmiert werden, über welchen Eingang welche Art von Signal kommt.



Quelle: BTC

Im Virtuellen Kraftwerk werden die Daten gemappt, gespeichert und für die weitere Verarbeitung interpretiert. Anschließend wird der Anlagenzustand in kurzen Intervallen an das Optimierungssystem übergeben.



Quelle: Syneco

Das Optimierungssystem nimmt den Zustand und die Anlagenparameter auf und verknüpft diese mit Preis- und Wetterprognosen. Als Ergebnis wird eine optimale Fahrweise für die nächsten Tage auf ¼ Stundenbasis an das Virtuelle Kraftwerk zurück übergeben. Die Fahrpläne werden in die Steuerbox übertragen und dort gespeichert. Die Steuerbox greift in die SPS ein und fährt den vorgegebenen Fahrplan solange ab bis ein neuer aus dem Virtuellen Kraftwerk ankommt.

2.4 Ökologischer Nutzen

2.4.1 Einsparung an Primärenergie

Die Analyse zur Einsparung von Primärenergie war kein Teil des Projektes, da Reduktionen nur mittelbar wirken.

2.4.2 Reduktion der CO₂-Emission

Die Analyse zur Einsparung von CO₂-Emissionen war kein Teil des Projektes, da Reduktionen nur mittelbar wirken.

3 Zusammenfassung/Fazit

Im Rahmen des Projektes haben wir verschiedene Software-Lösungen intensiv evaluiert. Dabei haben alle Standard-Tools Vor- und Nachteile. Insbesondere bei der Frage der Skalierbarkeit der Systeme blieben große Fragezeichen. Die perspektivische Ausdehnung des Ansatzes auf Kleinst-Erzeuger deckte keiner der Softwarehersteller befriedigend ab. Allerdings ist auch die derzeitig verfügbare Regelungstechnik noch zu teuer, um in dieses Marktsegment wirtschaftlich vorstoßen zu können.

Unser favorisiertes Modell, in dem wir in Kooperation mit der Hamburg Energie und Syneco eine eigene Softwarelösung vorantreiben, konnte wirtschaftlich nicht abschließend überzeugen. In einem intensiven Teilprojekt haben wir alle Facetten und Möglichkeiten einer Kooperation beleuchtet und bewertet. Dieser Weg hätte badenova zu einem echten Marktgestalter für den dezentralen Energiemarkt der Zukunft und Enabler für weitere Player im Markt machen können. Dies bedurfte vom Start der Kooperation an einer höheren Kundenanzahl. Diese Mindestanzahl traute sich die badenova schlicht nicht zu. Durch den Ausstieg der WärmePlus aus der Vermarktungspartnerschaft wären bei vollen Entwicklungskosten zunächst keine Erlöse zu erwarten gewesen. Das Risiko eines wirtschaftlichen Schadens wurde als zu hoch eingeschätzt.

Daher setzt badenova nun auf den ursprünglichen Strang innerhalb des Projektes. Zusammen mit der Syneco und weiteren Partnerstadtwerken kann sich badenova im ersten Schritt auf den Aufbau von Vertriebsakquisekompetenzen konzentrieren ohne ein großes wirtschaftliches Risiko einzugehen. Die Software, die Prozesse zwischen Anlagentechnik und Handelsmarkt sind aufgebaut und weitestgehend stabil. Allerdings bedarf es auch hier weiteren Know-How-Aufbaus insbesondere bei der Anlagenanbindung und Modellierung eines digitalen Zwillings im Optimierungssystem. Die Durchlaufzeiten für diese beiden Prozessschritte waren im Einführungsprojekt noch zu langsam und unkoordiniert.

Allerdings konnten wir zeigen, dass unser Ansatz der automatisierten marktpreisbasierten Optimierung über die Anbindung an ein Leitsystem technisch funktioniert. Wir haben zwei Erzeugungsanlagen in der täglichen Optimierung gehabt und damit den Nachweis dafür erbracht. Letztlich erschwerten die ausbleibenden Mehrerlöse die Weiterführung des Kooperationsvorhabens. Dies lag aber weniger an einer objektiven Unmöglichkeit, sondern vielmehr an der initialen Auswahl der Erzeugungsanlagen.

Wir konnten im Projektverlauf bestätigen, dass Wärmeanlagen mit einer hohen Zahl an Vollbenutzungsstunden unabhängig von der Wärmespeichergröße keinen großen Mehrerlös erzielen können.

Das hohe Mehrerlösversprechen für die Biogasanlage Neuried konnten wir bislang leider nicht einlösen. Denn trotz offensichtlich hoher Flexibilität der „überbauten“ Anlage, wodurch neben vergleichsweise niedrige Vollbenutzungsstunden sowie ein recht gutes Verhältnis von Gasspeicher zu BHKW-Leistung vorhanden ist, wurden sogar negative Mehrerlöse erzielt. Die Gründe hierfür waren leider zunächst nicht offensichtlich und wurden in einer Zeitspanne von über einem Jahr herausgearbeitet. Dies hat leider das Vertrauen in das Vermarktungskonzept nachhaltig gestört und ein Aufschalten weiterer Anlagen verhindert. Mittlerweile stehen zwei Ursachen fest: Die Messung der einzelnen Erzeugungsanlagen wurden durch den Netzbetreiber falsch aggregiert und an den Optimierer weitergegeben. Als zweite Ursache konnte die diffizile Messung der Gasspeicherinhalte

identifiziert werden. Jede ungelöste Ursache für sich verhindert eine saubere Optimierung und damit Mehrerlöse.

Diese Probleme wären sicherlich mit einer anderen Risikoverteilung schneller identifiziert und gelöst worden. Denn die technische Verantwortung sollte beim Anlagenbetreiber liegen und nicht beim Optimierer der Flexibilität. Da aber alle Risiken beim Optimierer lagen, gab es nur wenig wirtschaftlichen Druck, in die Lösungsfindung zu gehen und diese auch umzusetzen. Auch war es aus Sicht der Technik wohl einfacher, die Blackbox des Optimierungssystems in Frage zu stellen, als die eigene Anlage.

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass insbesondere die Technik eine große Unbekannte bei jeder neuen Anlage ist und der Initialaufwand der Anbindung somit kaum seriös abschätzbar ist. Dies wiederum macht die Produktgestaltung und die daraus resultierende Vertriebsstrategie äußerst schwierig. Zum einen ist ein Anlagenbetreiber kaum zu überzeugen, wenn er zusätzliche Risiken durch die Flex-Vermarktung übernehmen soll. Auf der anderen Seite kann der Vermarkter den Anlagenbetreiber kaum risikofrei stellen, wenn er technische Anpassungen durchsetzen will.

Aus diesem Grund hat sich badenova trotz hoher Anfangsinvestitionen in eine mögliche Kooperation mit der Hamburg Energie entschieden, zunächst weitere Erfahrungen mit verschiedenen Kundenanlagen in einer weniger weitreichenden Kooperation mit der Syneco zu sammeln.

4 Ausblick

Badenova wird sich weiter den Markt der Flexibilitätsoptimierung widmen. Mit Syneco als Partner und IT-Dienstleister wurde eine schlanke, flexible und kostengünstige Möglichkeit gefunden, in den noch unreifen Markt einzusteigen und das eigene Produktportfolio zu erweitern. Auf diese Weise wird das Anfangsrisiko massiv reduziert und die Zeit verschafft, geeignete Vertriebsstrukturen aufzubauen.

5 Anlage: Projekterkenntnisse

Darstellung drei wesentlicher Erkenntnisse aus dem Projekt.

1.	Die Stakeholder in der Umsetzung verfolgen sehr unterschiedlich, teilweise konträre Ziele. Dabei spielen insbesondere für den Anlagenbetreiber vor allem nicht- wirtschaftliche Ziele ein wesentlichen Treiber für das eigene Handeln. Es bedarf klarer Spielregeln, eindeutiger Definitionen und Vertrauen zueinander. Dies darf leider nicht als gegeben angenommen werden und ist der Schlüssel für eine erfolgreiche Umsetzung.
2.	Technik folgt nicht immer ganz logischen Regeln. Die Vielzahl an bekannten und unbekanntem Einflussgrößen bewirken teilweise nicht nachvollziehbare Reaktionen einer technischen Anlage.
3.	Menschen neigen dazu, Fehler bei anderen Menschen zu suchen und nicht in der Technik. Dadurch entstehen schwer auflösbare Konflikte.

6 Weiterführung der Projektidee auf Seiten des Anlagenbetreibers

Im Verlauf des Projektes konnte festgestellt werden, dass in einer betrachteten Anlage technische Schwierigkeiten, die nicht ohne eine größere Investition (im mittleren fünfstelligen Bereich) zu beheben sind, eine mögliche flexiblere Fahrweise verhindern.

Die Erfahrungen des Anlagenbetreibers aus dem Projekt war, dass der sogenannte Optimierer sich auf der Wärmeseite nur ein rudimentäres und unzureichendes Bild der Situation geschaffen hat, und die Fahrpläne oft nicht zur tatsächlichen Situation im Heizkraftwerk gepasst haben. Zudem waren die Prozesse und die Kommunikation sowie die vertragliche Situation zwischen den einzelnen Beteiligten nicht geklärt. Dennoch waren dem Anlagenbetreiber die Notwendigkeit und die großen Chancen einer strommarktorientierten Fahrweise der BHKW ein zentrales Anliegen.

Im Bereich der Wärmeanlagen wurde deshalb von Seiten des Anlagenbetreibers eine groß angelegte Marktrecherche angestellt und in einem Ausschreibungsverfahren insgesamt fünf Anbieter von Optimierungsdienstleistungen untersucht. Hierbei wurde deutlich, dass vor allem die Wärmeseite die unterschiedlichen Vergütungsstrukturen von KWK Anlagen in den meisten Fällen im Detail nur unzureichend betrachtet werden.

Grundlage dieser Feststellung war eine Potentialanalyse der Mehrerlöse aus der Flexoptimierung der BHKW an einem großen Heizwerk, alle Anbieter haben dieselbe Aufgabe bekommen, für dieses Heizwerk die möglichen Mehrerlöse zu prognostizieren. Hierbei waren nicht nur die tatsächlichen Zahlen entscheidend, sondern auch die Fragen nach den Details der wirtschaftlichen Betrachtung jedes einzelnen Erzeugers, wie z.B. Vergütung, vermiedene Netznutzung, Brennstoffpreise, Wartungskosten bei den BHKW, um nur wenige zu nennen.

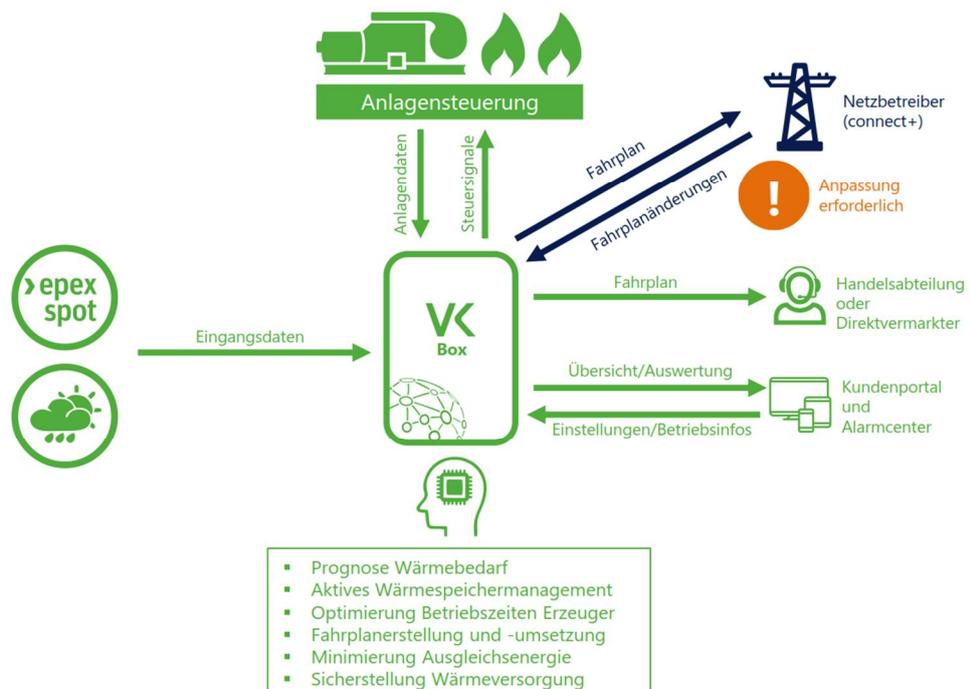
Anbieter der Flex- Optimierung waren Hersteller von Anlagensteuerungen, ein reiner Optimierungsdienstleister aber auch Vermarkter, die heute bereits ein fertiges Produkt am Markt anbieten. Größte Unklarheiten kamen beim Betrieb der Anlagen auf bzw. der notwendigen Maßnahmen zur Instandhaltung bzw. Störungsbeseitigung.

7 Auswahl eines passenden Dienstleisters für den Anlagenbetreiber

Die für den Anlagenbetreiber im Wärmebereich beste Lösung hat hierbei der Optimierungsdienstleister VK Energie aus München gemacht, der nicht nur die meisten Rückfragen zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Erzeuger hatte, sondern auch nie den Fokus die oberste Priorität des Anlagenbetreibers aus den Augen verloren hat, die einer gesicherten Wärmeversorgung für seine Wärmekunden. Die inzwischen hinzugekommenen Anforderungen der Bundesnetzagentur bzgl. Redispatch 2.0 können gleichzeitig ohne Mehraufwand bzgl. Installation und Datenübermittlung erledigt werden.

Diese Konstellation stellt sich wie folgt dar:

VK ENERGIE | Fahrplananpassungen unter Redispatch 2.0 mit der VK-Box



Für die Vermarktung des Stroms der Biogasanlage in Neuried fiel die Wahl auf die next Kraftwerke. Next Kraftwerke betreibt eines der größten Virtuellen Kraftwerke Europas, in dem Stromproduzenten, Stromverbraucher und Stromspeicher intelligent vernetzt sind.

Die Erlöse bestehen aus zwei Komponenten: Vom Direktvermarkter next Kraftwerke erhält die Anlage jeden Monat den Marktpreis. Dies ist der durchschnittliche Preis, der für Ihren Energieträger an der Börse erzielt wurde. Hinzu kommt die Marktprämie, die der Netzbetreiber an die Anlage auszahlt. Addiert ergeben Marktpreis und Marktprämie immer die Höhe des anzulegenden Wertes - also die gesetzlich festgelegte Gesamtvergütung, die der Anlage zusteht. Für die Vermarktungsleistung von next Kraftwerke zahlen wir eine Vermarktungsgebühr, deren Höhe abhängig von Energieträger und Größe Ihrer Anlage ist.

Das Ziel ist, die Anlage auch fit für den flexiblen individuellen Fahrplan zu machen diese sind die Grundlage für die Strompreisoptimierung, die next auf Basis eigener Strompreisprognosen für die Anlage erstellt. Neben wöchentlichen Fahrplänen sind auch tägliche oder sogar viertelstündliche Optimierungen möglich. Dabei werden individuelle anlagenspezifische Restriktionen berücksichtigt. Über das Kundenportal kann jederzeit in die Steuerung eingriffen werden.

Parameter einer Fahrplanoptimierung

Was beeinflusst einen Anlagenfahrplan in der bedarfsorientierten Einspeisung?



8 Herausforderungen bei der Umsetzung

8.1 Zentrale technische Lösung für die Kommunikation mit den Anlagen

Der Anlagenbetreiber hat durch das Einbeziehen der Erfüllung der Redispatch 2.0 Vorgaben darum bemüht, eine zentrale Lösung für die vom Redispatch 2.0 betroffenen Anlagen zu finden, das sind in diesem Falle rund 50 BHKW an knapp 30 Standorten. Hierbei sind alle Anlagen aus Beteiligungen sowie Anlagen von Dritten, für diese der Anlagenbetreiber die technische Betriebsführung erfüllt mit einbezogen.

Diese Skalierbarkeit für die insgesamt 50 Erzeuger wurde mit einer Server Lösung im badenIT Rechenzentrum erfolgreich umgesetzt und erlaubt sogar unterschiedliche Protokolle, um mit den unterschiedlichen Anlagensteuerungen zu kommunizieren. Dabei werden die bereits bestehenden Datenwege der Anlagen zum zentralen Leitsystem des Anlagenbetreibers genutzt, es mussten keine neuen Kabel gelegt werden und keine Boxen installiert werden, sondern es wurde einfach die bestehende IT-Infrastruktur um einen Player erweitert.

8.2 Datenerfassung

Vollumfängliche Erfassung sämtlicher technischer wie wirtschaftlicher Daten für alle Erzeuger der einzelnen Heizwerke, diese wurde mit Hilfe einer standardisierten Tabelle möglich.

Im Einzelnen werden u.a. pro Anlage abgefragt:

- Allgemeine Informationen (Datenblätter, Schema, Zeichnungen)
- Zeitreihen der Wärme- Strom- und Gaszähler der einzelnen Erzeuger sowie die Wärmelastgänge der einzelnen Versorgungsstränge
- BHKW- technische Daten (Leistungen, Wirkungsgrade, technische Restriktionen)
- BHKW- Vergütungsstruktur (Prämien, Flexprämie etc.)
- BHKW- Kostenstruktur (Brennstoff, CO₂, Wartung)
- Daten zum Netzbetreiber
- Besonderheiten zum BHKW/ Anlage (z.B. pef, max. Bh/a, MIndest-KWK Anteil etc.)
- Daten zum Pufferspeicher

Ist diese Vorarbeit geleistet kann mit diesen Daten dann ein digitaler Zwilling erstellt werden, der mit den weiteren Eingängen von Strompreisprognosen und Wetterdaten damit eine eigene Wärmelastprognose erstellt. Daraus wird dann ein für den Strommarkt optimierter Fahrplan der BHKW erstellt und an den Vermarkter übermittelt.

8.3 Abstimmung mit dem Anlagenservice und der Instandhaltung

Hierbei sind die in der Instandhaltung üblichen wiederkehrenden Tätigkeiten sowie die Maßnahmen im Falle einer Störung am BHKW im Detail zu betrachten:

- Wiederkehrende Tätigkeiten wie z.B. Wartungen, Regelkontrollen sind zwar nur kurzzeitige Tätigkeiten- im Einzelfall muss dafür aber das BHKW abgestellt werden und steht dann für einen Zeitraum bis zu ca. 4 Stunden nicht zur Verfügung.
Wartungen werden in der Regel von externen Dienstleistern durchgeführt. Deren Terminplanung ist jedoch nicht ausreichend präzise, als dass eine Wartung mit dem bei der day ahead Vermarktung entsprechend berücksichtigt werden kann.
- Störungen an BHKW verursachen immer einen Stillstand und damit eine Abweichung zum vermarkteten Fahrplan, was zu Ausgleichsenergiekosten führt. Je schneller also die Servicekollegen reagieren können und je schneller ein BHKW wieder betriebsbereit ist, desto weniger Kosten fallen für den Anlagenbetreiber an. Dieses sofortige Reagieren ist aber bei dem Anlagenportfolio an 30 Standorten mit der bestehenden Mannschaft aus Technikern nicht jederzeit sofort möglich, vor allem auch nicht in Zeiten der Bereitschaft, sprich nach Feierabend und am Wochenende. Für diese Zeiten muss eine Lösung gefunden werden zwischen Anlagenservice, Betreiber und Vermarkter.

8.4 Rollenverteilung bei der Optimierung

Mit diesem Konstrukt bleiben die Kernaufgaben weitestgehend gleich verteilt, bzw. jeder Akteur hat seine Schwerpunkte behalten bzw. kann sich auf die Stärken seiner Themenschwerpunkte konzentrieren.

- Der Anlagenbetreiber trägt das größte finanzielle Risiko er hat die Investitionen und kennt sich am besten mit den Prozessen in der Instandhaltung und im Anlagenservice aus.
- Der Optimierer schafft den Part der Verknüpfung von technischer Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlage sowie der einzelnen Erzeuger, er liefert die strommarktorientierten Fahrpläne der BHKW an den Vermarkter und erfüllt die Anforderungen zur Anlagensteuerung aus dem Redispatch 2.0
- Der Vermarkter kann die Fahrpläne nun entsprechend handeln und an der Börse platzieren und durch eine effiziente Intraday-Option die Ausgleichsenergiekosten entsprechend niedrig halten.

9 Entwicklung eines innovativen Vermarktungskonzeptes:

Die badenova Wärmeplus hat als Anlagenbetreiber in den gängigen Vermarktungssystemen immer die Last der Ausgleichsenergiekosten zu tragen. Zwar sind hier auch Erlöse möglich, diese sind jedoch- wenn die BHKW zu Strom-Hochpreiszeiten laufen sollen- geringer einzuschätzen als das Kostenrisiko.

Zudem hat der Anlagenbetreiber keinen Einfluss auf die Qualität des Tradings des Vermarkters, dieser erhebt eine Gebühr für das Trading aber seine Erlöse sind komplett erfolgsunabhängig. Deshalb hat der Anlagenbetreiber nach einer Lösung gesucht, bei den die Risiken besser verteilt sind und von der alle Akteure (Anlagenbetreiber, Optimierer und Vermarkter) profitieren. Ein weiterer Punkt war die extrem komplizierte und aufwändige Abrechnung der Handelsergebnisse, pro Marktlokation wären pro Monat eine Tabelle der einzelnen Kosten und Preisanteile manuell zu füllen- dies ist in der heutigen Zeit kein geeignetes Mittel, vier- bis fünfstelligen Beträge abzurechnen.

Hier konnte tatsächlich eine einvernehmliche Lösung der Situation mit allen Beteiligten gefunden werden.

Der erste Schritt war, dass die Abrechnung über den gelieferten Strom von der Fahrplanerstellung entkoppelt wurde. Der Anlagenbetreiber erhält einfach den Spotpreis der erzeugten Menge zu den jeweiligen Stundenkontrakten abzüglich einer Vermarktungsgebühr abhängig von der eingespeisten Menge. Dies ist die einzige Erlösformel.

Im Gegensatz zu den Erwartungen aus dem ersten Teil des Projektes wurde ein Vergütungsmodell gefunden, an dem alle Akteure am Erfolg mit beteiligt sind und somit dasselbe Ziel verfolgen. Durch die Mehrerlösbeteiligung auch des Vermarkters ist hier auch seine Motivation gestärkt, so gut wie möglich die Fahrpläne zu vermarkten und im Intraday Handel zu agieren. Dabei ist jeder weiterhin der Spezialist in seinem Fachgebiet und kann durch seine eigene Leistung den Mehrerlös für alle steigern.

10 Chancen und Risiken

	Chancen	Risiken
Anlagenbetreiber	Mehrerlöse Keine komplizierte Weiterverrechnung von Ausgleichsenergiekosten	Neue Rolle eines BHKW-Betreibers neue Abläufe beim Anlagenservice im Fall von BHKW Stillständen
Vermarkter	Deutlich reduziertes AE-Risiko durch Fahrpläne (bisher nur eigene Prognose), Mehrerlösbeteiligung, Mehrerlöse durch gutes Trading müssen nicht geteilt werden	Behält das AE Risiko wie bisher
Optimierer	Optimierte Fahrpläne erhöhen die Mehrerlöse und somit sein Ergebnis	-

11 Stand heute

Die strommarktorientierte Vergütung mit badenova als Vermarkter startete Anfang April 2022. Zu Ende Mai 2022 werden insgesamt 14 Standorte mit 23 BHKW über VK Energie gesteuert. Damit werden dann bereits rund 16 MW von insgesamt rund 24 MW Erzeugungsleistung optimiert. Die restlichen Anlagen folgen im Lauf des Jahres.

Nach den ersten Abrechnungen seit April 2022 kann hier von einem vollen Erfolg gesprochen werden: Die Roh-Mehrerlöse aller optimierten BHKW (vor dem Profitshare zwischen den Beteiligten) allein aus dem Monat April belaufen sich auf gut 30.000 €, für das gesamte Jahr darf ein sechsstelliger Betrag erwartet werden.

12 Kostensituation

Kosten aus dem Projekt Teil 1 mit Hamburg Energie 2018-2021:	
bezogene Fremdleistungen	32.032 €
ILV	56.660 €
Erlöse aus den Fahrweisen	- 2.000 €
Projekt Teil 2 Einführung Optimierung mit VK Energie 2021-2022	
bezogene Fremdleistungen	13.161 €
ILV Projektleitung, Ausschreibung, Vergabe, Anlagenaufschaltung, Schulung, Vertragsverhandlungen	40.212 €
Gesamtkosten bis Ende März 2022 vollständige Einführung nicht abgeschlossen	140.065 €