

Abschlussbericht Happy Power Hour - Strom

Förderkennzeichen: PRO/0059A
Zuwendungsempfänger: ▪ Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik ▪ WSW Energie & Wasser AG ▪ NetSystem GmbH
Vorhabenbezeichnung: Zeitlich variable Stromtarife zur Anpassung der Stromnachfrage an die Volatilität des Stromangebotes am Beispiel der mittelständischen Industrie im bergischen Städtedreieck.
Laufzeit des Vorhabens: 16.12.2013 bis 30.06.2015

Bergische Universität Wuppertal

Jan Meese, M.Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Felix Dorsemagen
Dr.-Ing. Nils Neusel-Lange
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

WSW Energie & Wasser AG

Andy Völschow

NetSystem GmbH

Ulrich Neuhaus
Alexander Reintzsch
Stephan Klein

Neue Effizienz – Bergische Gesellschaft für Ressourceneffizienz mbH

Daniel Bogatz
Jochen Stiebel

Wuppertal, 30.06.2015

Gefördert durch



Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz
des Landes Nordrhein-Westfalen



Das Projekt „Happy Power Hour“ wird durch das Programm „Progress.nrw“ durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung unter dem Förderkennzeichen PRO/0059A gefördert.



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	3
1.1.	Antragsteller und Projektpartner.....	3
2.	Aufzählung der wichtigsten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse und anderer wesentlicher Ereignisse	4
2.1.	AP 1: Identifikation geeigneter Produktionsprozesse	4
2.1.1.	Projektpartner Knipex-Werk C. Gustav Putsch KG.....	5
2.1.2.	Projektpartner Wupperverband	6
2.1.3.	Projektpartner Muckenhaupt & Nusselt GmbH & Co KG	7
2.1.4.	Erkenntnisse aus der Potentialermittlung	10
2.2.	AP 2: Prozessplanung und Prognose.....	11
2.2.1.	Erkenntnisse des Feldtests zur Prognostizierbarkeit bei Knipex.....	12
2.2.2.	Erkenntnisse des Feldtests zur Prognostizierbarkeit beim Wupperverband	12
2.2.3.	Erkenntnisse des Feldtests zur Prognostizierbarkeit bei Muckenhaupt & Nusselt	17
2.3.	AP 3: Potentialermittlung zeitliche Verschiebung Energieverbrauch	18
2.3.1.	Bewertung der Prozesse im Feldtest.....	19
2.4.	AP 4: Auswahl geeigneter intelligenter Automatisierungstechnik	20
2.5.	Kommunikationsschnittstellen im Feldtest.....	21
2.6.	AP 5: Untersuchung und Bewertung der Preisschwankungen auf den Strommärkten und Prognoseverfahren der Strompreisentwicklung.....	23
2.6.1.	Preisentwicklungen an den Strommärkten	24
2.6.2.	Einflussfaktoren der Strompreise	29
	AP 6: Preissystematik	32
2.6.3.	Entwicklung der Preismodelle	33
2.6.4.	Erweiterung: Dynamische EEG-Umlage	39
2.6.5.	Bewertung der Preismodelle aus Kundensicht	40
2.7.	AP 7: Feldtests	43
2.7.1.	Ergänzungsvereinbarung zum bestehenden Stromliefervertrag	43
2.7.2.	Memorandum of Understanding mit der Bundesnetzagentur	44
2.7.3.	Evaluation der verschobenen Leistung – Baseline-Verfahren	44
2.8.	AP 8: Projektkoordination.....	45
2.8.1.	Wechsel eines Projektpartners.....	46
2.9.	Identifizierte Hemmnisse für eine Flexibilisierung des Verbrauches	47
2.9.1.	Netznutzungsentgelte	47
2.9.2.	Andere Strompreisbestandteile verringern Verlagerungsanreize.....	48

2.9.3.	IT-Infrastruktur in den Unternehmen	48
2.9.4.	Bilanzkreisabweichungen / Verbindlichkeit der Fahrplanmeldung	49
2.9.5.	Identifizierung von Potentialen durch fehlendes Energiemanagement erschwert 50	
2.9.6.	Prognose des Energiebezugs ist oft schwierig	50
2.10.	Veröffentlichungen & Präsentationen	50
2.10.1.	Veröffentlichungen	50
2.10.2.	Präsentationen, Vorträge & Diskussionen	51
3.	Ausblick auf das Folgeprojekt „Happy Power Hour II“	52
3.1.	Quick-Check Demand Response Potential	52
3.2.	Clusteranalyse Demand Response Potential	52
3.3.	Prognose der Kundenreaktion auf ein dynamisches Strompreissignal	53
3.4.	Mögliche Quellen für das Preissignal	53
3.5.	Weiterentwicklung der IKT & MSR-Technik.....	53
3.6.	Feldtest dynamischer Strompreis	53
3.7.	Kundenakzeptanz	53
4.	Kooperationen mit anderen Projekten und Einrichtungen	53
5.	Ergebnisse aus der Literatur	54
6.	Literaturverzeichnis	59

1. Einleitung

Aufgrund der stark steigenden, dargebotsabhängigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen, steigt die Notwendigkeit, den Verbrauch mit der volatilen Erzeugung zu koordinieren. Im Rahmen des Projekts „Happy Power Hour“ wurde erstmalig ein dynamischer Stromtarif entwickelt und in mehreren Unternehmen praxisnah getestet.

Dieser Stromtarif liefert den beteiligten mittelständischen Unternehmen Anreize, einen Teil ihres Stromverbrauches in Zeiten günstiger Strompreise zu verlegen. Dazu wurde sowohl eine intelligente Steuerungs- und Automatisierungstechnik entwickelt, sodass die Lastverschiebungen ohne den Eingriff von Mitarbeitern ablaufen können, als auch mit unterschiedlichen Tarifmodellen ein passendes Anreizsystem entwickelt. Durch die Anpassung der Last an die dargebotsabhängigen erneuerbaren Einspeiser werden bei den beteiligten Unternehmen Senkungen der Energiekosten ermöglicht und gleichzeitig die Integration von regenerativen Energiequellen unterstützt. Das Projekt ist damit ein wichtiger Bestandteil zum Ausbau erneuerbarer Energien und hat das Potential, einen enormen Beitrag zu einer bezahlbaren Energiewende zu leisten.

1.1. Antragsteller und Projektpartner

Antragsteller im Projekt Happy Power Hour sind:

- Bergische Universität Wuppertal (BUW)
- WSW Energie & Wasser AG (WSW)
- Exor GmbH (Exor) – Antrag zurückgezogen
- NetSystem Netzwerk- und Systemtechnik GmbH (NetSystem)

Assoziierte Partner im Projekt sind:

- Neue Effizienz, Bergische Gesellschaft für Ressourceneffizienz mbH
- KNIPEX-Werk C. Gustav Putsch KG
- Muckenhaupt & Nusselt GmbH & Co KG
- Wupperverband – Wasserwirtschaft im Wupperegebiet
- Bundesnetzagentur (BNetzA)

2. Aufzählung der wichtigsten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse und anderer wesentlicher Ereignisse

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse innerhalb aller Arbeitspakete aufgezählt.

Tabelle 1: Arbeitspakete und Zuständigkeiten

AP	Bezeichnung	Durchführende
1	Identifikation geeigneter Produktionsprozesse	BUW, Industrie
2	Prozessplanung und -prognose	BUW, Industrie
3	Potentialermittlung der zeitlichen Verschiebung des Energieverbrauchs	BUW, Industrie, WSW
4	Auswahl bzw. Entwicklung geeigneter intelligenter Automatisierungstechnik	Exor, Industrie, BUW
5	Untersuchung und Bewertung der Preisschwankungen auf den Strommärkten und Prognoseverfahren der Strompreisentwicklung	WSW, BUW
6	Preissystematik	WSW, BUW
7	Feldtests	BUW, Industrie, WSW, Exor/NetSystem
8	Projektkoordination	BUW, Industrie, WSW, Exor/NetSystem

2.1. AP 1: Identifikation geeigneter Produktionsprozesse

Der erste Schritt zur Implementierung des Demand Response-Programmes ist die Identifikation geeigneter Produktionsprozesse in den beteiligten Unternehmen. Es wurde ein zweiteiliger Fragebogen entwickelt, der alle relevanten Parameter ermittelt. Die über den Fragebogen ermittelten Informationen können für eine manuelle Auswertung verwendet werden oder in die Erlöspotentialsimulation einfließen.

Der erste Teil des Fragebogens ist der sogenannte übergeordnete Fragebogen, welcher pro Unternehmen nur einmalig ausgefüllt werden muss. In diesem Teil werden unternehmensweite betriebliche Rahmenbedingungen wie Arbeitszeiten, die aktuellen Strombezugskosten einschließlich eventuell bestehender Vergünstigungen der Netznutzungsentgelte, die aktuelle Leistungsspitze sowie Pausenzeiten erfasst.

Der zweite Teil des Fragebogens bildet den Schwerpunkt der Erfassung. Dieser Prozessfragebogen wird für jeden einzelnen Prozess ausgefüllt. Unter einen Prozess werden in diesem Kontext eine einzelne Maschine oder mehrere zusammenhängende Maschinen verstanden, deren Laufzeit lediglich gemeinsam unterbrochen oder verschoben werden kann. Dieser Prozessfragebogen fragt hauptsächlich technische Parameter der Prozesse wie die Anschlussleistung, Laufzeiten, Planungsvorläufe, vor- und nachgelagerte Speichermöglichkeiten sowie übliche Betriebsweisen ab. Dabei kann eine Vielzahl von Speichermöglichkeiten in Betracht gezogen werden – neben klassischen Wärme- oder Kältespeichern sowie Druckluftspeichern können auch Produktspeicher und Lagerflächen erfasst werden.

2.1.1. Projektpartner Knipex-Werk C. Gustav Putsch KG

Bei der Knipex-Werk C. Gustav Putsch KG (nachfolgend Knipex genannt) handelt es sich um einen metallverarbeitenden Betrieb, der sich auf die Herstellung von Zangen und anderem Werkzeug spezialisiert hat. Von der Rohteilfertigung in einer Gesenkschmiede über die Zwischenfertigung in einer eigenen Härtereie und weiteren angeschlossenen Bearbeitungszentren bis hin zur Endfertigung und Verpackung werden alle relevanten Arbeitsschritte in der Werkzeugherstellung am Standort Wuppertal durchgeführt. Die besondere Stärke von Knipex ist die Abwicklung von extrem kurzfristigen Auftragseingängen. So sollen laut firmeneigener Zielstellung 90% aller an einem Tag eingegangenen Aufträge bereits am darauffolgenden Tag versandfertig sein. Durch diese teilweise sehr kurzfristige Produktionsplanung gestaltet sich die Prognose des Strombedarfes sehr schwierig.

Bei Knipex wurden mehrere Prozesse anhand des Prozessfragebogens untersucht, welche auf Grund eines hohen Energiebedarfes und der Einschätzung der verantwortlichen Mitarbeiter als potentiell geeignet ausgewählt wurden.

Die Schmiedehämmer in der Gesenkschmiede mit einer vorgelagerten konduktiven Erwärmungseinheit sind auf Grund des großen Energiebedarfs zuerst untersucht worden. Diese eignen sich grundsätzlich sehr gut für eine Lastverschiebung, da der einzelne Arbeitsvorgang weniger als eine Minute andauert und nach dem Stillstand der Anlage kaum zusätzliche Energie benötigt wird, um die Anlage wieder anzufahren. Hinter der Anlage ist bereits ein kleines Materiallager angelegt, in welchem die geschmiedeten Werkstücke bis zur Beendigung der Charge zwischengelagert werden. Die Kapazität dieses Lagerraumes wird bislang nicht ausgeschöpft, es wäre also möglich, in günstigen Zeiten vorproduzierte Werkstücke hier zwischenzulagern, um die Produktion in darauffolgenden teuren Stunden zu drosseln oder gar zu unterbrechen. Ergebnis der detaillierten Untersuchung dieses Prozesses ist allerdings gewesen, dass die Auslastung des Prozesses so hoch ist, dass eine Verschiebung der Produktion derzeit nicht möglich ist. Eine Erweiterung um einen weiteren Schmiedehammer ist bereits seit mehreren Jahren in der Planung und Umsetzung, die Inbetriebnahme verzögert sich allerdings immer wieder, so dass dieser neue Hammer in der Projektlaufzeit anders als erwartet nicht mehr zur Verfügung stand. Sobald dieser zusätzliche Hammer im Dauerbetrieb ist, sinkt die Auslastung der bestehenden Maschinen ab, was eine Verlagerung ggf. möglich macht.

Der zweite untersuchte Prozess ist die Phosphatieranlage. In diesem Schritt der Zwischenfertigung durchlaufen die Werkstücke mehrere Bäder mit unterschiedlichen Chemikalien bzw. Reinigungsflüssigkeiten zur Oberflächenbehandlung. Die Phosphatierung der Werkstücke muss bei einer bestimmten Temperatur erfolgen, wozu ein Teil der Becken elektrisch beheizt wird. Die Auslastung der Phosphatieranlage lässt eine Verschiebung zu, allerdings ist die Steuerung der Anlage nur zum Teil automatisiert. Mitarbeiter sind für die Bestückung der Anlage zuständig, dazu werden Werkstücke in Bearbeitungstrommeln gekippt bzw. große Werkstücke in Werkzeugträger gesteckt. Diese vorbereiteten Behälter werden in einen Lagerplatz der Phosphatieranlage gefahren. Von dort aus ist der weitere Ablauf automatisiert. Anhand der im Lagerplatz wartenden Werkstücke, die unterschiedlichen Chargen angehören und unterschiedlichen Typs sein können, optimiert die Anlagensteuerung die Bearbeitungsreihenfolge und damit den Prozessfortschritt. Aufgrund der nur teilweisen Automatisierung des Prozessablaufes ist eine Ausrüstung der Anlage mit zusätzlicher Hardware, welche das Preissignal empfangen und den Prozessablauf beeinflussen kann nicht sinnvoll. Im Feldtest wurde die Betriebsweise dieser Anlage lediglich manuell angepasst. Der verantwortliche Mitarbeiter in der Produktionsplanung bekam dazu täglich eine E-Mail mit dem Verlauf der Preiskurve für den kommenden Tag, welche er bei der Planung der Produktion berücksichtigte.

2.1.2. Projektpartner Wupperverband

Der Wupperverband erfüllt die wasserwirtschaftlichen Aufgaben im Einzugsgebiet der Wupper und betreibt dazu unter anderem Talsperren und Kläranlagen. Im Projekt nimmt der Wupperverband mit der Kläranlage Kohlfurth teil. Bei der eingehenden Untersuchung der relevanten energieintensiven Prozesse der Kläranlage wurden im Bereich der Lasten keine Lastverschiebungspotentiale ermittelt. Dies liegt insbesondere daran, dass die Regelung der Anlage vor wenigen Jahren von der sonst für Kläranlagen üblichen statischen Betriebsweise auf eine dynamische, an die aktuelle Stofffracht angepasste Regelung umgestellt wurde. Dadurch entfallen die Lastverschiebungspotentiale des größten Verbrauchers, der elektrischen Druckluftherzeugung, weil diese nicht zeitweise abgeschaltet werden kann. Sie werden aus Energieeffizienzbemühungen stets an der unteren Grenze der Sauerstoffsättigung des Klärbeckens betrieben. Eine Speicherung von zufließenden Abwässern in den Überlaufbecken ist nicht gestattet, weil diese für Starkregenereignisse jederzeit zur Verfügung stehen müssen, damit bei erhöhtem Zufluss die Klärbecken nicht hydraulisch überlastet und ungeklärte Abwässer in die Wupper abgegeben werden müssen. Der Hauptprozess der Kläranlage bietet aufgrund der beschriebenen Einschränkungen keinerlei Speichermöglichkeiten und kommt daher für weitere Betrachtungen nicht in Frage.

Andere Prozesse, wie beispielsweise Filterspülpumpen oder Klärschlammpressen sind aufgrund anderer betrieblicher Restriktionen, wie Arbeitszeiten der Mitarbeiter oder festgelegten Betriebszeitpunkten auf Grund von Probenentnahmen durch die Überwachungsbehörde, nicht in Frage gekommen.

Der Fokus wurde beim Wupperverband daher auf die Blockheizkraftwerke (BHKW) gelegt, welche auf dem Gelände das anfallende Klärgas verstromen. Die dabei anfallende Wärme kann weitestgehend vollständig in die beiden Gärbehälter geführt oder für andere Wärmesenken wie Duschen und die Heizung der Verwaltungsgebäude verwendet werden.

Das bei der Vergärung von Klärschlämmen und Co-Substraten entstehende Klärgas wird in einem 1.750 m³ fassenden Gasspeicher auf dem Gelände zwischengelagert, bevor es in einem der vier BHKW genutzt wird. Für den Feldtest genutzt werden kann ausschließlich das BHKW 4, das neueste BHKW der Kläranlage, weil dieses eine flexible Betriebsweise ermöglicht. Die älteren BHKW 1-3 ermöglichen keine automatische Zuschaltung, da das Synchronisieren auf die Netzfrequenz teilweise Fehler verursacht bzw. lange Zeit benötigt.

Das BHKW 4 wird über eine Siemens SPS gesteuert und bislang so betrieben, dass möglichst ein großer Teil des Strombedarfes durch die Eigenerzeugung gedeckt wird. Da die Vergütung für eine Einspeisung von „zu viel“ erzeugtem Strom deutlich unter den Kosten für den Bezug von Strom liegt ist die Vermeidung von Fremdbezug die oberste Prämisse. Als wichtigste Randbedingung ist der Speicherfüllstand des Gasspeichers zu nennen. Das Abfackeln von Klärgas ist nicht zulässig, die Laufzeit der BHKW muss also derart geplant werden, dass auch bei kurzfristigen Spitzen in der Gasproduktion der obere Grenzwert des Gasbehälterfüllstandes niemals überschritten wird.

2.1.3. Projektpartner Muckenhaupt & Nusselt GmbH & Co KG

Muckenhaupt & Nusselt ist ein Spezialkabelwerk für den Maschinen- und Anlagenbau. Die Firma ist spezialisiert auf die in der Kabelbranche seltene Kombination von kurzfristiger Lieferbarkeit von Bestellungen bei gleichzeitig geringen Mindestbestellmengen. Die Hauptproduktionsanlagen eignen sich nicht für Lastverschiebungsmaßnahmen, da sowohl die Kabelverseilmachines als auch die Kunststoffextruder in der Regel von Montagmorgen bis Freitagabend durchgehend in Betrieb sind. Eine Unterbrechung insbesondere der Extrusionsprozesse führt zu einem großen Reinigungs- und Rüstaufwand, da bei einem Erkalten der Kunststoffmasse des Kabelmantels die gesamte verfestigte Kunststoffmasse manuell aus der Maschine entfernt werden muss.

Anhand der Fragebögen wurde das zentrale Kühlaggregat untersucht. Dieses kühlt direkt einen wassergefüllten und indirekt zwei weitere wassergefüllte Pufferspeicher, von denen aus mehrere Produktionsanlagen und die damit verbundenen Extrusionsanlagen gekühlt werden. Aufgrund des großen Wasserspeichers und der technischen Auslegung des zentralen Aggregates ergeben sich Möglichkeiten, die Betriebszeit des Kühlaggregates zeitlich zu verschieben.

Der Aufbau des Kühlsystems ist in Abbildung 1 dargestellt.

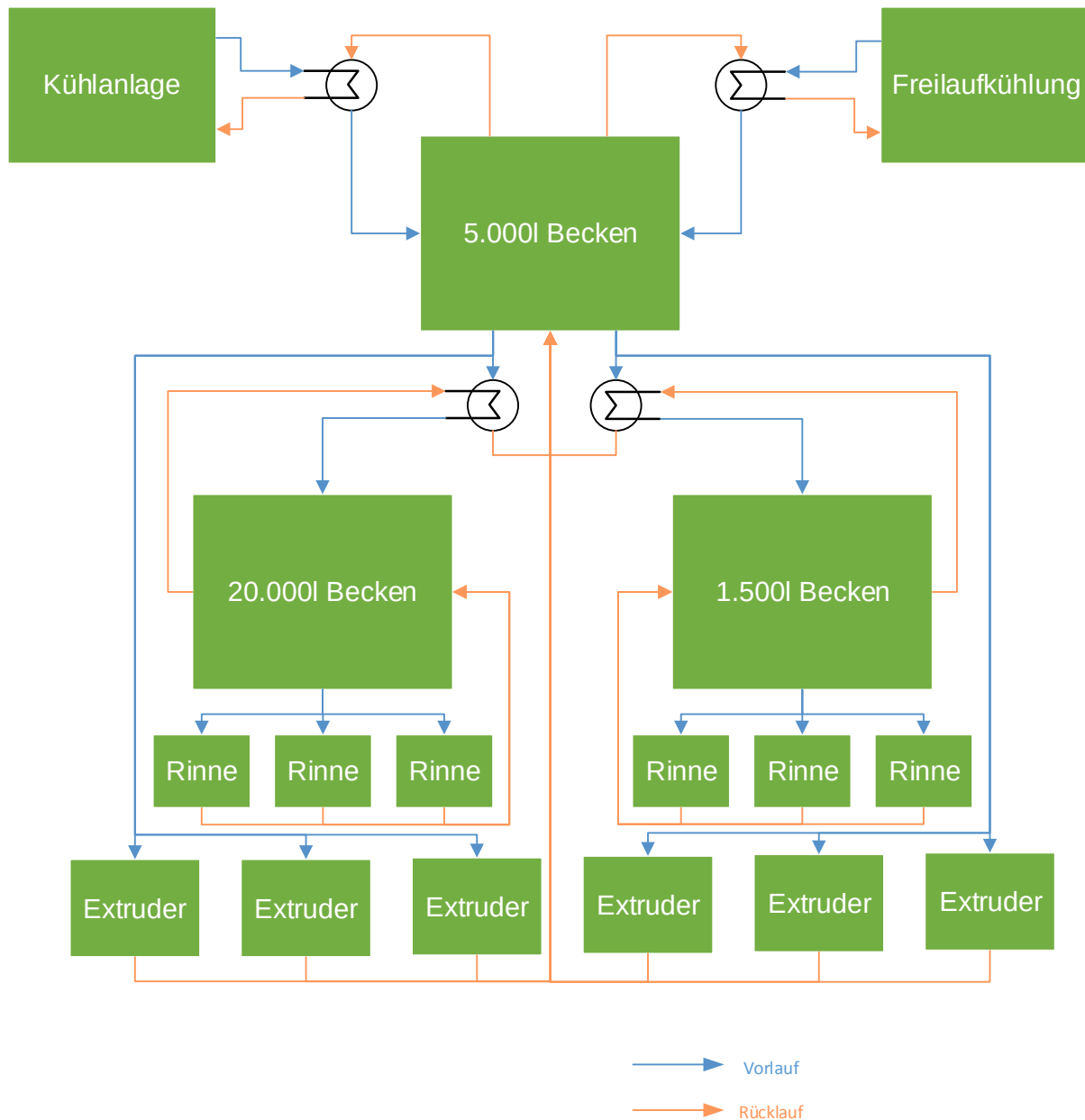


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Kühlsystems

Das Kühlsystem besteht insgesamt aus 3 Wasserbehältern. Der Behälter mit 5.000 Litern Wasser ist direkt an das Kühlaggregat angeschlossen und wird bei einer Außentemperatur von mehr als 16°C über das Aggregat gekühlt. Ansonsten wird der Wassertank über eine Freilaukühlung auf dem Dach abgekühlt. Das Kühlaggregat und die Temperaturerfassung werden über eine Siemens SPS gesteuert.

Die anderen beiden Wassertanks (20.000 Liter und 1.500 Liter) werden jeweils über einen Wärmetauscher durch den 5.000 Liter fassenden Kühlkreis indirekt heruntergekühlt. Diese beiden Wassertanks sind jeweils mit 3 Produktionslinien und deren Wasserrinnensystemen verbunden, in denen der Kabelkunststoff herabgekühlt wird. Die Temperatur in den Wassertanks soll maximal 21°C betragen, wobei die durchgeführten Messungen gezeigt

haben, dass diese betriebliche Restriktion bereits heute nicht durchgehend eingehalten werden kann.

Die 6 Extruder der Produktionslinien und eine Kunststoffzuführschnecke werden direkt über das 5.000 Liter fassende Becken gekühlt. Die maximale Temperatur an den Maschinen beträgt ca. 40°C.

Die Anlagentechnik ist so ausgelegt, dass das Kühlaggregat über den 5.000 Liter Behälter direkt die 6 Extruder und eine Kunststoffschnecke und indirekt über Wärmetauscher die beiden anderen Wassertanks abkühlt. Die Pumpenleistung (Durchflussvolumen) der beiden Kühlkreisläufe kann nicht variiert werden, da diese bei einer hohen Auslastung der Produktion unterdimensioniert sind und somit keine Reserven beinhalten.

Während des Feldtestes soll bei einer prognostizierten Niedrigpreisphase die Kühlung das ganze System (26.500 Liter) auf ein niedrigeres Temperaturniveau bringen, um bei einem teuren Strombezug die gespeicherte Kühlleistung dem Prozess zuführen zu können und das Kühlaggregat bis zu einem Temperaturniveau von ca. 20°C zu deaktivieren.

Um die erreichbare Speicherzeit der zusätzlichen Kühlung zu berechnen, müssen der Kühlbedarf des Produktionsprozesses und die Höhe der zuführbaren zusätzlichen gespeicherten Kühlleistung bestimmt werden. Wenn diese Parameter bekannt sind, ist es möglich zu bestimmen, welches Einsparpotential realisiert werden kann, wenn in Zeiten günstiger Preise der Pufferspeicher auf eine niedrigere Temperatur als bislang üblich gekühlt wird, um die Kühlanlage in teuren Stunden zeitweise deaktivieren zu können.

2.1.3.1. Testweise Deaktivierung der Kühlanlage

An mehreren Tagen wurde das Kühlaggregat für den Zeitraum von etwa zwei Stunden deaktiviert, um im laufenden Betrieb die sich daraus ergebende Entwicklung der Temperaturen in den unterschiedlichen Becken messen zu können. In Abbildung 2 ist die Messung am 23.06.2015 dargestellt. Das Kühlaggregat wurde von 12:25 Uhr bis 14:40 Uhr deaktiviert, daraufhin steigt die Temperatur in dem direkt gekühlten 5.000l-Becken deutlich an, von 20,6°C auf bis zu 24,8°C. Das 20.000l-Becken erwärmt sich in dieser Zeit nur von 21,8°C auf 23,8°C. Die Temperatur in dem 1.500l-Becken zeigt, wie auch an anderen Tagen, keine Abhängigkeit von der Leistung des Kühlaggregats. Die Kühlleistung an diesem Becken scheint unterdimensioniert zu sein, sobald eine der Anlagen mit einem großen Temperatureintrag in Betrieb ist, werden auch ohne die Deaktivierung des Kühlaggregats die vorgegebenen Temperaturgrenzwerte nicht eingehalten. Es muss daher geprüft werden, ob eine Erweiterung des Kühlbeckens notwendig ist oder alternativ die restriktiv formulierten Grenzwerte für die Temperaturen in den Becken gelockert werden können.

Die Außentemperatur wurde bei den Untersuchungen nicht erfasst, da der Wärmeeintrag durch die Produktion den Haupteinfluss auf die Temperaturentwicklung der Wasserbecken hat.

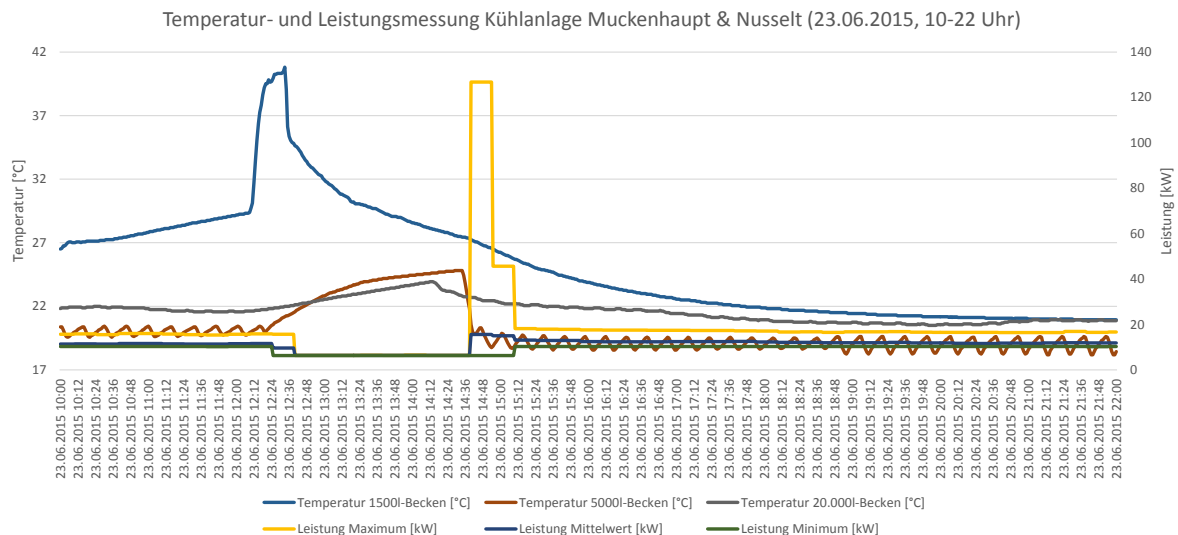


Abbildung 2: Temperatur- und Lastprofil der Kühlanlage am 23.06.2015

In weiteren Untersuchungen muss ermittelt werden, welche Speicherverluste bei einer Kühlung des Wasserbehälters auf niedrigere Temperaturen auftreten.

2.1.4. Erkenntnisse aus der Potentialermittlung

Bei der Identifizierung von Lastverschiebungspotentialen in den am Projekt beteiligten mittelständischen Unternehmen sind mehrere Schwierigkeiten aufgetreten, die dazu geführt haben, dass der Aufwand für die Untersuchung einer einzelnen Anlage im Vergleich zu den damit erzielbaren Einsparungen sehr hoch ist.

2.1.4.1. Ermittlung der Energieflüsse im Unternehmen

Um schnell Prozesse auswählen zu können, deren detailliertere Analyse vielversprechend erscheint, wäre eine Vorauswahl anhand der Jahresarbeit denkbar. Damit könnten direkt Prozesse identifiziert werden, die aufgrund ihres hohen Verbrauches eine lohnenswerte Einsparung erwarten lassen. Insbesondere in kleinen mittelständischen Betrieben ist oft noch kein vollständiges Energiemanagement und kein Energiemonitoring implementiert, so dass die Energieflüsse im Unternehmen entweder komplett unbekannt sind oder im Rahmen einer ISO 50001 Zertifizierung nur für ganze Abteilungen oder Produktionsabschnitte aggregiert erfasst werden. Entsprechende Messwerte können durch zusätzliche Messstellen ermittelt werden. Die dafür erforderliche Hardware und der Installationsaufwand sind mit erheblichem Aufwand verbunden und werden nicht ohne konkreten Anlass durchgeführt. Außerdem ist es von Vorteil, wenn aus einem Energiemanagementsystem auf umfangreiche historische Daten zurückgegriffen werden kann, insbesondere um saisonale Schwankungen im Stromverbrauch, zum Beispiel bei Kühlanlagen, zu berücksichtigen.

2.1.4.2. Ermittlung der Betriebsweise und der Restriktionen der Prozesse

Um einen Prozess bezüglich seines Lastverschiebungspotentials einschätzen zu können, sind neben den technischen Daten wie Anschlussleistung, Betriebszeiten, Leistungsänderungsraten und Speichervolumina zahlreiche weitere betriebliche Restriktionen sowie die typische Betriebsweise zu ermitteln. Diese Informationen werden

anhand des Prozessfragebogens erfasst. Bei einigen Prozessen hat es sich als schwierig erwiesen, die notwendigen Informationen zu beschaffen, da sie zu zahlreichen Prozessen nicht zentral dokumentiert sind, sondern als „Betriebserfahrung“ der einzelnen Anlagenverantwortlichen vorliegen. Der Prozessfragebogen liefert damit einen Beitrag zur systematischen Erfassung der individuellen Betriebserfahrungen und macht dieses Wissen somit für alle transparenter. Gleichzeitig erleichtert es den Wissenstransfer, z.B. von erfahrenen älteren Mitarbeitern auf die Auszubildenden.

2.2. AP 2: Prozessplanung und Prognose

Bei der Untersuchung der Anlagen anhand des Prozessfragebogens werden neben den technischen Daten auch zahlreiche Informationen zu betrieblichen Rahmenbedingungen erfasst, welche notwendig sind, um vom technischen Lastverschiebungspotential auf das wirtschaftliche Lastmanagementpotential schließen zu können. Im Besonderen werden in diesem Abschnitt des Fragebogens die Prognostizierbarkeit der Lasten sowie die innerbetriebliche Produktionsplanung und deren Flexibilität untersucht.

Um am Vortag entsprechende Energiemengen über den Day-Ahead Markt kaufen oder verkaufen zu können, ist eine Prognose des Produktionsablaufs und damit des Lastverlaufs des nächsten Tages erforderlich. Im Rahmen des Projektes wurde vereinbart, dass entsprechend des in Abbildung 3 dargestellten Zeitschemas am Vortag die Betriebsweise der Anlagen optimiert wird.

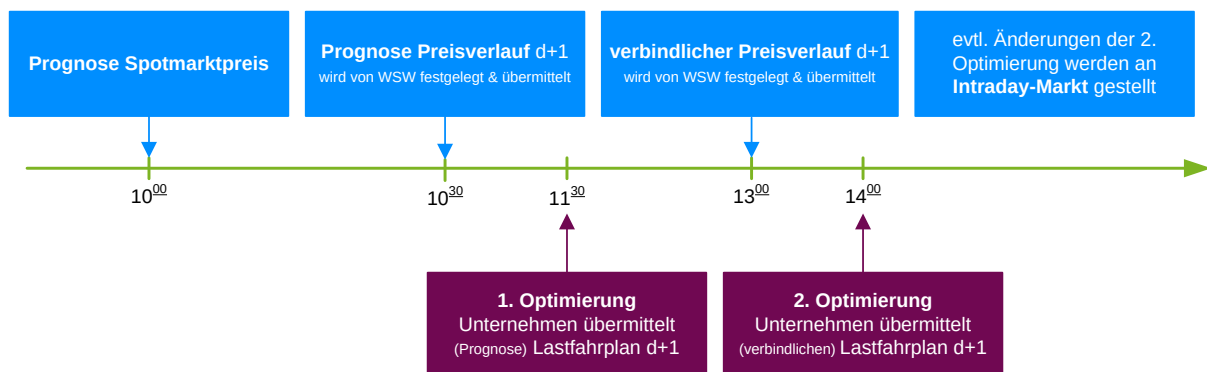


Abbildung 3: Zeitschema Last- und Preisprognose

Die Planbarkeit der betrachteten Prozesse und die Prognose der Kundenreaktion auf den dynamischen Stromtarif ist ein entscheidender Faktor. Auf der einen Seite benötigt der Energieversorger am Vortag eine möglichst verbindliche Prognose der Lastkurve, um die entsprechenden Energiemengen einerseits am Day-Ahead-Spotmarkt handeln zu können, andererseits müssen diese Mengen im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung angemeldet werden. Auf der anderen Seite steht der Industriekunde, der in den im Rahmen dieses Projektes betrachteten Größenordnungen bislang keinerlei verbindliche Lastprognose einreichen musste und auch im Zuge eines dynamischen Stromtarifes noch spontan und flexibel auf Abweichungen im geplanten Produktionsprozess reagieren möchte, wodurch sich Auswirkungen auf den Lastgang ergeben. Im Rahmen des Projektes wurde der in Abbildung 3 dargestellte Zeitablauf vereinbart, welcher von einer verbindlichen Anmeldung eines Lastganges durch das Industrieunternehmen ausgeht. Die durchgeführten Untersuchungen

in den Unternehmen haben allerdings gezeigt, dass bei einer Vielzahl von Prozessen einerseits keine verlässliche Korrelation zwischen der Herstellung eines Produktes und dem zeitlich aufgelösten Energieeinsatz hergestellt werden kann und außerdem die genaue Betriebsweise der Anlagen am Vortag noch nicht verlässlich genug geplant werden kann.

Im Feldtest war die Prognostizierbarkeit der Prozesse unkritisch, da aufgrund der geringen Energiemengen nicht explizit nach Prognosen gehandelt wurde und die Bilanzkreisabweichungen im restlichen Portfolio keinen merklichen Effekt hatte. Bei einer Ausweitung eines solchen Demand-Response-Projektes werden diese Fragestellungen aber an Bedeutung gewinnen. In diesem Zusammenhang muss wg. der fehlenden längerfristigen Planbarkeit des Einsatzes von zahlreichen Produktionsanlagen perspektivisch die kurzfristigere Bewirtschaftung des Lastverschiebungspotentials betrachtet werden (Spot-Markt = d+1 versus Intraday-Markt = h+1).

In einem Folgeprojekt wird zu klären sein, ob die Reaktion einer großen Zahl von Kunden auf einen dynamischen Stromtarif mit ausreichender Genauigkeit prognostiziert werden kann. Bislang müssen die Energiehändler für den Großteil ihrer Kunden Lastprognosen erstellen und diese als Grundlage der Beschaffung verwenden. Durch einen dynamischen Stromtarif müssten diese Prognoseverfahren um einen weiteren Parameter erweitert werden. Gelingt eine ausreichend präzise Prognose nicht, müsste die Prognostizierbarkeit der Produktionsprozesse verbessert werden bzw. ausschließlich Prozesse mit einer guten Prognostizierbarkeit in ein solches Demand-Response-Programm aufgenommen werden.

2.2.1. Erkenntnisse des Feldtests zur Prognostizierbarkeit bei Knipex

Die Betriebszeit der Phosphatieranlage lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht automatisch prognostizieren. Mit einem Vorlauf von ca. 10 Stunden bekommt der Leiter der Produktion die geforderten Produkte zugesendet und plant manuell die Produktion. Die Mitarbeiter, die die Anlage bedienen, sind auch gleichzeitig für weitere Anlagen zuständig, so dass sie während ihrer Arbeitszeit zwischen den unterschiedlichen Maschinen wechseln. Daraus ergeben sich teilweise Stillstandszeiten der Maschine, weil nicht rechtzeitig Material nachgefüllt worden ist. Außerdem werden durch die Phosphatieranlage unterschiedliche Produkte verarbeitet, welche bei unterschiedlichen Temperaturen und Zeitdauern bearbeitet werden müssen. Durch das unterschiedliche Gewicht der Werkstücke werden die Beschichtungsbecken beim Einfüllen unterschiedlich stark abgekühlt. Insgesamt ergeben sich durch die große Komplexität des Prozessablaufes und den geringen Automatisierungsgrad große Schwierigkeiten, den Stromverbrauch für einen Tag im Voraus zu prognostizieren. Durch die allgemeine Entwicklung hin zu höheren Automatisierungsgraden, insbesondere im Zusammenhang mit Überlegung zum Thema „Industrie 4.0“, ergeben sich hier große Möglichkeiten zur Verbesserung der Prognose und damit für den Erfolg von Demand-Response-Programmen.

2.2.2. Erkenntnisse des Feldtests zur Prognostizierbarkeit beim Wupperverband

Durch die in Abschnitt 2.7 beschriebenen technischen Schwierigkeiten bei der Implementierung des Feldtests aufgrund von organisatorischen und technischen Herausforderungen konnten keine verifizierbaren Daten erhoben werden. Im Vorfeld des

Feldtests sind durch den Wupperverband Daten aus den Jahren 2013 / 2014 zur Verfügung gestellt worden. Anhand dieser Daten sind Algorithmen entwickelt worden, die eine Prognose mit ausreichender Güte ermöglichen.

Einbezogene in die Prognose werden zwei exogene Faktoren, namentlich die Außentemperatur bezogen auf einen standardisierten Temperaturkurvenverlauf je Viertelstunde und die Niederschläge im Raum Wuppertal für die jeweils letzten 48 Stunden. Als endogene Faktoren kommen die Betriebszeiten der BHKW als Wärmequelle für die Faulbehälter und die Beimengung von Co-Substrat hinzu. Ebenso gibt es derivierte Daten, wie das Wachstum des Füllstandes der letzten Stunden, die Betriebszeiten und Ähnliches.

Anhand der historischen Daten wurde eine Matrix mit den prozessrelevanten Ausprägungen und Trends zu den jeweiligen Zeitpunkten erstellt. Über ein Verfahren der gewichteten, kürzesten Distanzen ist es möglich, wahrscheinliche Werte für den Zuwachs an Methangas zu ermitteln. Dabei wird jeder neu gemessene Wert ebenfalls als Datenwert in die Matrix aufgenommen.

Die Matrix ist multidimensional und verfügt neben originären Werten auch über Derivate von Werten basierend auf der zeitlichen Entwicklung, um Trends abzubilden. Die Matrix ist gefüllt mit Ist-Werten aus der Vergangenheit. Zu jedem Prognosezeitpunkt werden gewisse Faktoren als gegeben angenommen. Zum einen, dass ähnliche Voraussetzungen zu ähnlichen Ergebnissen führen. Zum anderen, dass Werte von zukünftigen Ereignissen (Wetter, Beimengungen, Laufzeiten) mit einer großen Sicherheit eintreffen werden. Dazu zählen die genannten exogenen und endogenen Faktoren. Da aber nicht jede Dimension für die zu ermittelnde erwartbare Produktionsmenge gleichermaßen eine Rolle spielt, müssen die einzelnen Dimensionen unterschiedlich gewichtet werden. Dies geschieht mit einem best-practice-Ansatz zunächst manuell.

Gibt es einen oder mehrere Punkte in der Matrix mit exakt denselben Werten, so wird der Durchschnittswert dieser Punkte als Prognosewert angenommen. Ist dies nicht der Fall, so wird die kürzeste Distanz berechnet. Zur Vereinfachung werden die fünf nächsten Werte betrachtet und nach ihrer Distanz gewichtet. Je nach Distanz wird die Nähe anders gewichtet. Bei wichtigen Faktoren ist die Distanz kürzer, bei weniger wichtigen Faktoren ist die Distanz weiter, so dass es zu einer Verzerrung der Dimensionen kommt. Hat man die fünf nächsten Knoten ermittelt, so werden diese entsprechend ihrer umgekehrt quadratischen Distanz relativ gewichtet. Das bedeutet, dass ein Punkt der halb so weit entfernt ist wie ein anderer, eine vierfach so hohe Gewichtung seines Wertes erfährt. Daraus ergibt sich der prognostizierte Wert.

Da die Prognose 48 Werte im Halbstundentakt beinhaltet muss dieser Algorithmus jedes Mal iterativ durchgeführt werden. Die fertige Prognose dient dann der Zuweisung von Schaltzeiten für das BHKW 4.

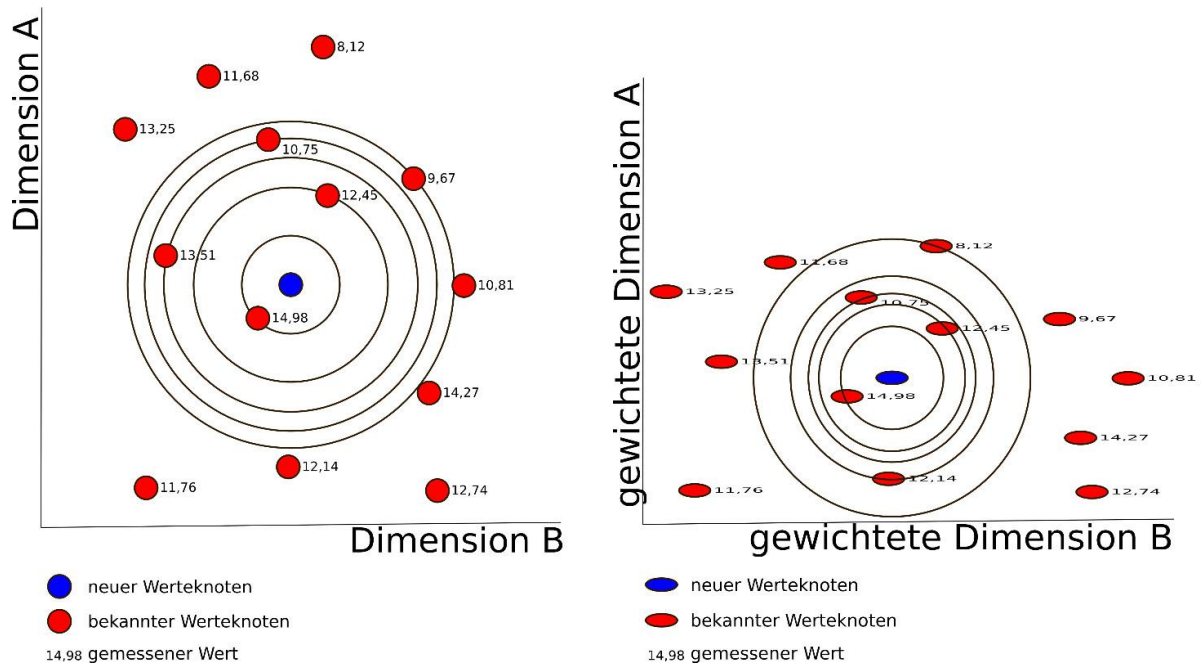


Abbildung 4: Darstellung der gewichteten Daten-Tupel

Wegen der Verzögerungen im Feldtest kann das Verfahren nicht nach seiner Güte bewertet werden. Mögliche Komplikationen könnten aufgrund eines zeitlichen Verzuges der zu erfassenden Prozessdaten auftreten. Die zu erfassenden Daten-Cluster mit Ihren unterschiedlichen physikalischen Messwerten müssen in einem korrekten zeitlichen Zusammenhang durch die programmierte Anwendung erfasst werden, damit die Prognose korrekt berechnet werden kann. Im Fall von zeitlichen Divergenzen der gemessenen Daten-Tupel oder übermäßiger Abweichung des auf den historischen Daten basierenden gewichteten Algorithmus sollte dennoch von einem gewichteten, gleichförmigen Zuwachs an Methangas ausgegangen werden.

Es ist in der praktischen Anwendung damit zu rechnen, dass der Algorithmus in seinen Gewichten noch angepasst werden muss. Extreme Bedingungen und Ausfälle oder Falschwerte von Sensoren müssen durch die Anwendung erkannt werden, um falsche Prognosen und damit falsche Steuerungssignale zu vermeiden.

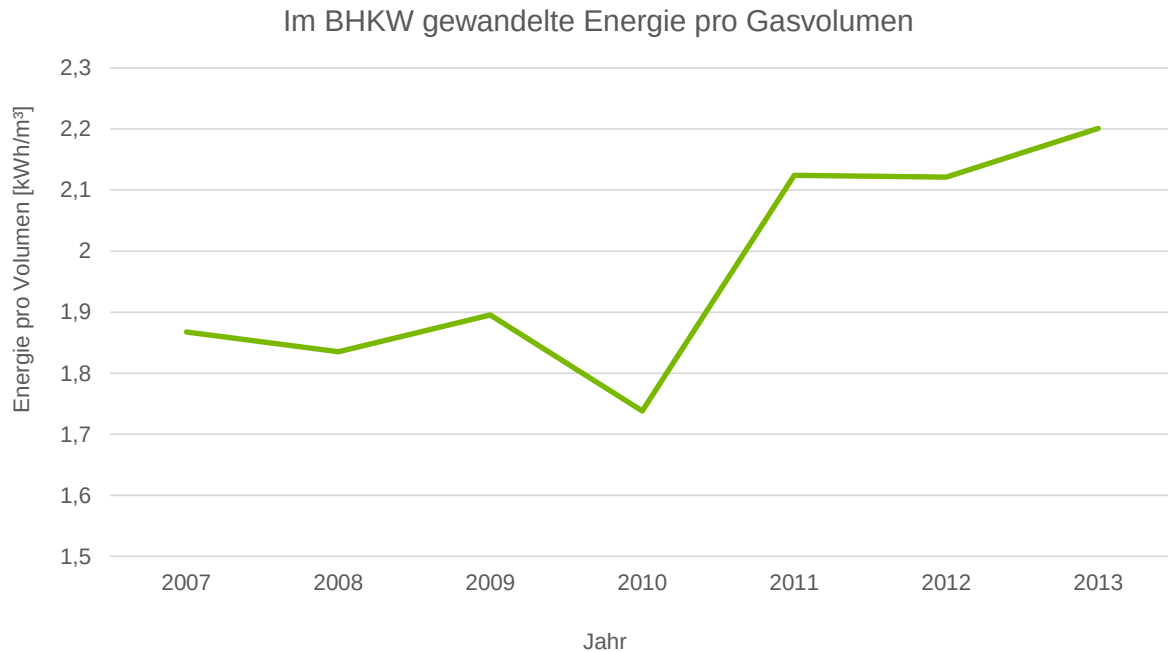


Abbildung 5: Im BHKW aus Klärgas gewandelte elektrische Energie pro Volumen

Die mit den BHKW aus dem Klärgas gewandelte elektrische Energie schwankt im Verlauf der Jahre, wie in Abbildung 5 dargestellt ist. Der Grund dafür ist hauptsächlich die unterschiedliche Co-Substratbeimischung, welche sich auf das Volumen aber auch auf den Methangehalt im Klärgas auswirkt. Im Jahr 2013 betrug sie durchschnittlich 2,201 kWh/m³. Dabei hat das BHKW 4 einen Verbrauch von etwa 176 m³/h und die drei anderen BHKW von 87 m³/h. Das BHKW 4 hat eine Nennleistung von 365 kW_{el}, bei einem dauerhaften Betrieb könnte es also eine elektrische Energie von 8,76 MWh wandeln, dabei würden ca. 3.980 m³ Klärgas verstromt.

Theoretisch ist durch das Volumen des großen Gasspeichers von 1.750 m³ bei Volllast von BHKW 1, 2 und 4 (es dürfen aufgrund von Restriktionen aus der Genehmigung lediglich 3 BHKW gleichzeitig in Betrieb sein) ein Dauerbetrieb von 5 Stunden möglich, dabei würde eine elektrische Energie von ca. 3,17 MWh gewandelt werden. Der Stromtagesbedarf des Wupperverbandes liegt bei durchschnittlich etwa 10,01 MWh/Tag, also beim 1,14-fachen des täglichen Produktionsvolumens des BHKW 4. Somit ist klar, dass das BHKW 4 allein nicht für eine Stromproduktion des Eigenbedarfs ausreicht. Das BHKW 4 müsste 24h am Tag in Betrieb sein und eines der BHKW 1 bis 3 für 9,2 Stunden am Tag. Zu beachten ist aber auch, dass auch der Tagesstrombedarf der Anlage starken Schwankungen unterliegt – der Jahresdurchschnitt ist hier nur zur Anschaulichkeit angeführt.

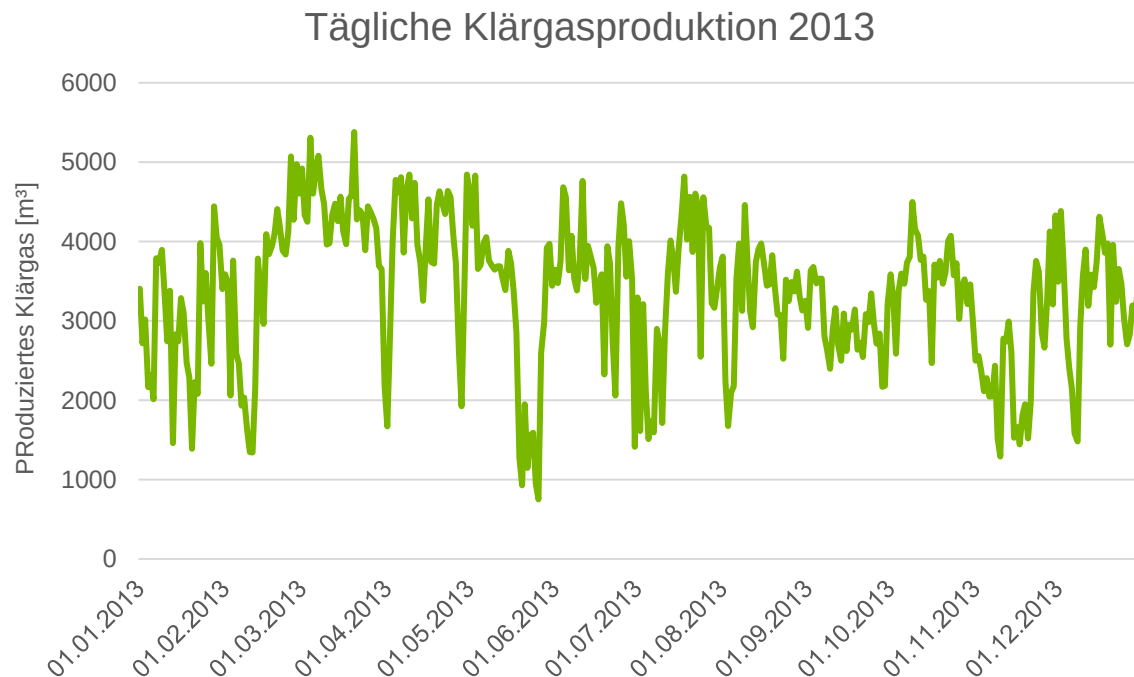


Abbildung 6: Tägliche Gasproduktion der Kläranlage Kohlfurth 2013

Dies entspricht einer theoretisch benötigten Gasmenge von 4.547 m³ am Tag, um den Eigenbedarf abzudecken. In Abbildung 6 ist zu sehen, dass diese Menge etwas über dem Tagesdurchschnitt (2013: 3354 m³) liegt, aber an zahlreichen Tagen durchaus erreicht wurde. Die Schwankungen in der produzierten Gasmenge sind allerdings witterungsbedingt und auf Grund der Co-Substratbeimischung sehr groß. So kommt es im Regelfall häufig zu Über- und Unterkapazitäten, die durch Stromeinspeisung bzw. Fremdstrombezug gelöst werden müssen.

Neben diesen speichervolumen-bedingten Randbedingungen ist ebenfalls die Einschränkung gegeben, dass lediglich das BHKW 4 im Rahmen des Feldtests gesteuert werden kann. Die BHKW 1 bis 3 können nicht zuverlässig und automatisiert gestartet werden. Ebenso ist die Mindestlaufzeit des BHKW 4 auf 2 Stunden beschränkt.

Die Frage, welche durch dieses Projekt zu beantworten ist, ist, ob durch die Verwendung der Methangasspeicherkapazität des Gasspeichers die Kosten für den Fremdbezug reduziert werden und ggf. Überkapazitäten zu Ertrag bringenden Preisen verkauft werden können.

Die Regelstrategie basiert auf einer möglichst präzisen Prognose der Gasproduktion und hat das Ziel, die Speicherkapazität des Gasspeichers optimal auszunutzen. Während Zeiten günstigen Strombezuges wird das anfallende Methangas nicht verstromt und der lokale Pufferspeicher gefüllt. In darauffolgenden teureren Stunden wird das anfallende Methangas, inklusive des zwischengespeicherten Methangases, über einen erhöhten BHKW-Einsatz verbrannt und der Speicher entleert. Somit soll günstiger Strom bezogen werden und teurer Strom vermieden werden, indem Eigenstrom produziert wird.

2.2.3. Erkenntnisse des Feldtests zur Prognostizierbarkeit bei Muckenhaupt & Nusselt

Die Produktion läuft bei Muckenhaupt & Nusselt in der Regel in einem 24/5 Schichtbetrieb. Während der Nachtschicht ist nur 50% der Belegschaft verfügbar. Es wird 35 Stunden pro Woche gearbeitet, daher arbeitet der Kaltbereich (Textilprozess) in einer 3 x 7 Std. Schicht und die Produktion ruht für 3 Stunden in der Nacht. Im Warmbereich (Kunststoff) wird in 3 x 8 Stundenschichten ohne Pause gearbeitet.

Der warm verspritzte Kunststoff auf dem Kabel muss heruntergekühlt werden, so dass er auf eine Trommel aufgerollt werden kann, ohne zu verkleben. Bei manchen Kabelvarianten muss der Kunststoff auf 250°C erhitzt werden und deren Abkühlung darf nur auf 70°C erfolgen, anstatt auf 18°C wie bei den anderen Varianten. Aus den Extrudern wird der Kunststoff mit ca. 200°C herausgepresst, ummantelt die Kabel und durchläuft mit den Kabeln jeweils eine Wasserrinne von ca. 24 Metern Länge pro Maschine. Das Wasser wird permanent in einem geschlossenen Kreislauf ausgetauscht, indem es durch Pumpen zwischen Wasserrinne und Wasserbehälter umgewälzt wird. Die Extruder werden ebenfalls direkt wassergekühlt.

Ursprünglich gab es 2 Kühlkreise für insgesamt 6 Kabelproduktionslinien inklusive Extruder. Der eine Kühlkreislauf hat ein Wasserbehältervolumen von 1.500 Litern und der andere ein Fassungsvermögen von 20.000 Litern. Beide Wasserbehälter wurden jeweils durch ein separates Kühlaggregat heruntergekühlt. Beide Wasserbehälter wurden auf einem Temperaturniveau von 19°C gehalten. Die Grenztemperatur des Kühlwassers, die seitens der Produktion akzeptiert wird, liegt bei ca. 22°C.

In 2013 musste die Kühlung, wegen des Defektes eines Kühlaggregates, umgebaut werden. Anstatt der bisherigen zwei Kühlaggregate wurde ein zentrales neues Aggregat installiert. Das zentrale System kühlt direkt einen 5.000 Liter Wassertank. An diesem Tank sind die Extruder direkt angebunden. Die beiden bisherigen Wassertanks sind über die vorhandenen Wärmetauscher an das 5.000 Liter Becken angebunden, um die gewünschte Grenztemperatur zu erreichen. Der elektrische Verbrauch des neu installierten Kühlaggregates und der Pumpeninstallation wird über einen Stromzähler erfasst. Die Temperatur des direkt gekühlten Beckens wird ebenfalls gemessen und dient der Steuerung des Aggregates.

Bis zu einer Außentemperatur von 16°C wird das Wasser über einen Wärmetauscher, der sich auf dem Hallendach befindet, geführt und mittels der Umgebungstemperatur auf das notwendige Produktionsniveau abgekühlt. Liegt die Temperatur darüber, erfolgt die Kühlung über das neue Aggregat.

Die Kältemaschine läuft in kurzen Intervallen. Die erzeugte Kälte im 5.000 Liter Tank kann mittels der Wärmetauscher der indirekt gekühlten Wassertanks bzw. des Wasserkreislaufes der direkt gekühlten Extruder nicht so schnell abgeführt werden, daher wird nach kurzer Zeit die Abschalttemperatur im Tank erreicht.

Im Gegensatz zum Wupperverband liegen bei Muckenhaupt & Nusselt keine historischen Temperaturmesswerte zu den 3 Wasserbecken vor.

2.3. AP 3: Potentialermittlung zeitliche Verschiebung Energieverbrauch

Angelehnt an [1] werden in diesem Projekt folgende Begriffe für die Beschreibung des Lastverschiebungspotentials genutzt:

Theoretisches Potential

Unter dem theoretischen Potential wird die maximal mögliche Umsetzung verstanden, die sich aus der vollständigen Nutzung einer Energieform (z.B. Photovoltaik) oder der Nachfrage eines Verbrauchers ergibt.

Technisches Potential

Das technische Potential beschreibt den Teil des theoretischen Potentials, welches unter den aktuellen technischen Gegebenheiten umgesetzt werden kann. Berücksichtigt werden dabei zum Beispiel Betriebszeiten, die durch Wartungs- und Reparaturarbeiten eingeschränkt werden.

Wirtschaftliches Potential

Das wirtschaftliche Potential ist die Untermenge des technischen Potentials, welche unter den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen realisiert werden kann. Dabei spielen unter anderem Opportunitätskosten, Beschaffungskosten für Energie, Kosten alternativer Energieträger, Arbeitskosten sowie Schichtzulagen und zusätzlich notwendige Hardwarekosten eine Rolle.

Praktisches Potential

Mit dem praktischen Potential wird das wirtschaftliche Potential weiter eingeschränkt, da nicht das gesamte wirtschaftliche Potential auch umgesetzt werden kann, auch wenn die Amortisation des eingesetzten Kapitals innerhalb der Anlagennutzungsdauer möglich wäre. Gründe dafür können beispielsweise begrenzte Kapazitäten für die Herstellung neuer Anlagen oder organisatorische Defizite (mangelnde Information, Widerstand von Mitarbeitern etc.) sein.

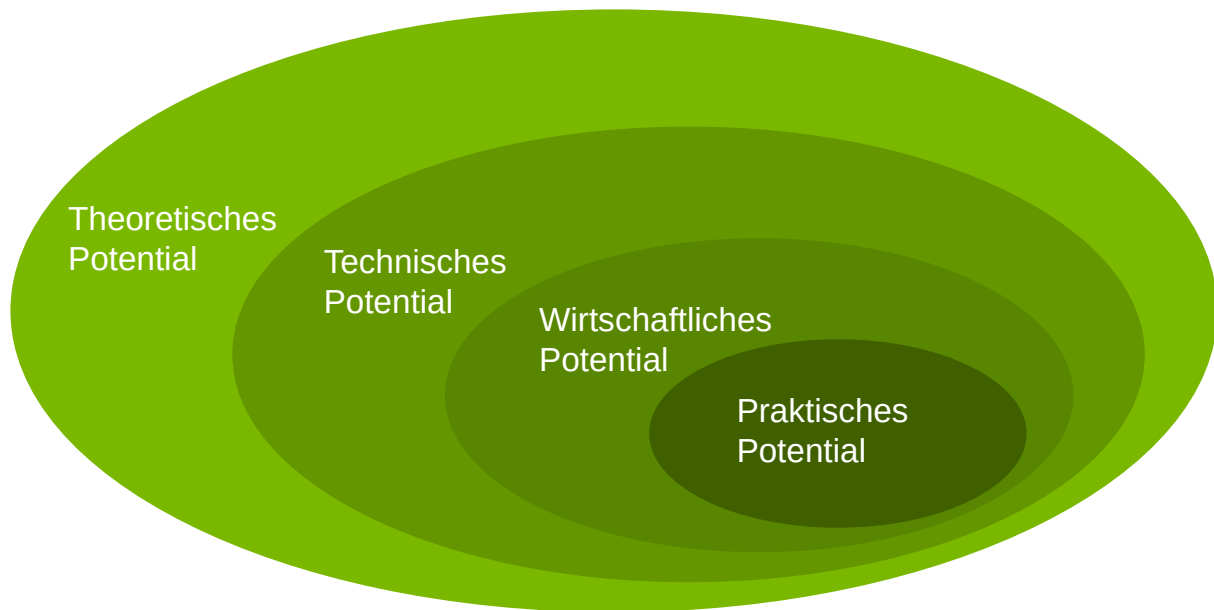


Abbildung 7: Darstellung der verwendeten Potentialbegriffe (nach [1])

Im Rahmen der hier getätigten Untersuchungen wurde hauptsächlich das technische Potential ermittelt, welches sich aus den technischen Randbedingungen der Maschinen und Anlagen sowie den betrieblichen Rahmenbedingungen wie Arbeitszeiten und Auslastung der Prozesse und weiteren Einschränkungen wie Lärmschutzvorgaben ergibt.

2.3.1. Bewertung der Prozesse im Feldtest

Nach der Ermittlung eines technischen Lastverschiebungspotentiales müssen im nächsten Schritt betriebliche Restriktionen berücksichtigt werden, die sich zum Beispiel aus begrenzten Produktspeichern oder Arbeitszeitregelungen ergeben. Dazu wurden im Rahmen des Arbeitspaketes 3 zahlreiche zusätzliche Fragen für die beiden Fragebögen entwickelt. Im weiteren Verlauf soll die Zweckmäßigkeit und Vollständigkeit der Fragen anhand der bereits erfassten Prozesse geprüft werden. Dabei wird auf eine Ausgewogenheit zwischen den widersprüchlichen Anforderungen einer möglichst vollständigen Erfassung aller Einflüsse und einem schnellen, möglichst simplen Ablauf der Potentialermittlung zu achten sein.

Durch die Auswertung der Fragebögen wird im Rahmen des Arbeitspakets 3 von dem einzelnen für jeden Prozess ermittelten technischen Lastverschiebungspotential unter Berücksichtigung der erfassten betrieblichen Einschränkungen auf ein wirtschaftliches Lastverschiebungspotential geschlossen.

Für die Quantifizierung des Lastverschiebungspotentials, welche beispielsweise für die Abwägung von Investitionsentscheidungen für zusätzliche Mess- und Automatisierungshardware von Nutzen sein kann, wurde ein alternatives Verfahren gesucht. Ziel war die Etablierung einer rein technischen Beschreibung eines Lastverschiebungspotentials, anhand dessen beispielsweise unterschiedliche Prozesse miteinander verglichen werden können oder die Flexibilitätsoptionen verschiedener Prozesse summiert werden können. Die Untersuchungen haben allerdings gezeigt, dass eine rein technische Bewertung der von vielen Faktoren abhängigen Flexibilitätspotentiale nicht allgemein möglich ist,

sondern lediglich in Kombination mit möglichen Erlösmodellen zielführend ist. Anstatt die Lastverschiebungspotentiale anhand einer neuen, abstrakten Größe zu vergleichen, wird über eine Erlössimulation die mit diesen Prozessen zu erzielende Einsparung berechnet. Somit kann bei der Auswahl neuer Prozesse oder der Aufrüstung eines bestehenden Prozesses mit zusätzlichen Speicherkapazitäten direkt verglichen werden, wie sich dieser neue Prozess bzw. diese Änderung auf die Stromkosten auswirkt. Diese Erlössimulation ist auch für unterschiedliche Marktsegmente möglich. So kann der Vergleich von Flexibilitätsoptionen beispielsweise auf Grundlage der am Regelleistungsmarkt erzielbaren Erlöse oder auf Basis der am Intraday-Spotmarkt erzielbaren Erlöse durchgeführt werden.

2.4. AP 4: Auswahl geeigneter intelligenter Automatisierungstechnik

Um auch vergleichsweise kleine Lastverschiebungspotentiale heben zu können, ohne dass die Kosten des dafür notwendigen Planungs- und Organisationsaufwands die dadurch erzielten Erlöse übersteigen, ist ein möglichst automatisierter Ablauf notwendig. Dies umfasst sowohl die automatische Übertragung des Strompreissignals vom Energiehändler zu den Kunden als auch deren Anpassung des Produktionsablaufs darauf. Es muss allerdings jederzeit möglich sein, dass der Betrieb die von der Automatisierungstechnik vorgeschlagene Optimierung ignoriert und auf Grund kurzfristig geänderter Produktionsanforderungen vom geplanten Prozessablauf abweicht und unabhängig vom Strompreissignal agiert. Die Hoheit über die Produktionsprozesse bleibt stets im Unternehmen.

In Abbildung 8 ist schematisch die Struktur des Automatisierungssystems dargestellt. Die eigentliche Optimierung der Anlagenbetriebsweise kann unternehmensintern stattfinden, vertrauliche Produktionsplanungs- und Kalkulationsdaten müssen das Unternehmen nicht verlassen. Der Energiehändler sendet über eine definierte Schnittstelle den Strompreisverlauf für die folgenden 24 Stunden an die Unternehmen. Dort läuft in der Steuerungshardware daraufhin ein Optimierungsalgorithmus, welcher auf Grund der hinterlegten Flexibilität und Restriktionen des Produktionsprozesses die Betriebsweise der Anlage für den folgenden Tag an den dynamischen Strompreis anpasst (oder von einer Anpassung absieht, wenn wichtige betriebsinterne Gründe dagegensprechen). Das Ergebnis der Optimierung wird daraufhin dem Stromhändler übermittelt, welcher die resultierenden Strommengen an der Börse handeln kann. Die Steuerung der eigentlichen Prozesse erfolgt unternehmensintern, es ist also im Gegensatz zu anderen Projekten, welche flexible Lasten für einen Einsatz am Regelleistungsmarkt aggregieren, kein Zugriff auf Produktionsprozesse von außerhalb des Unternehmens erforderlich.

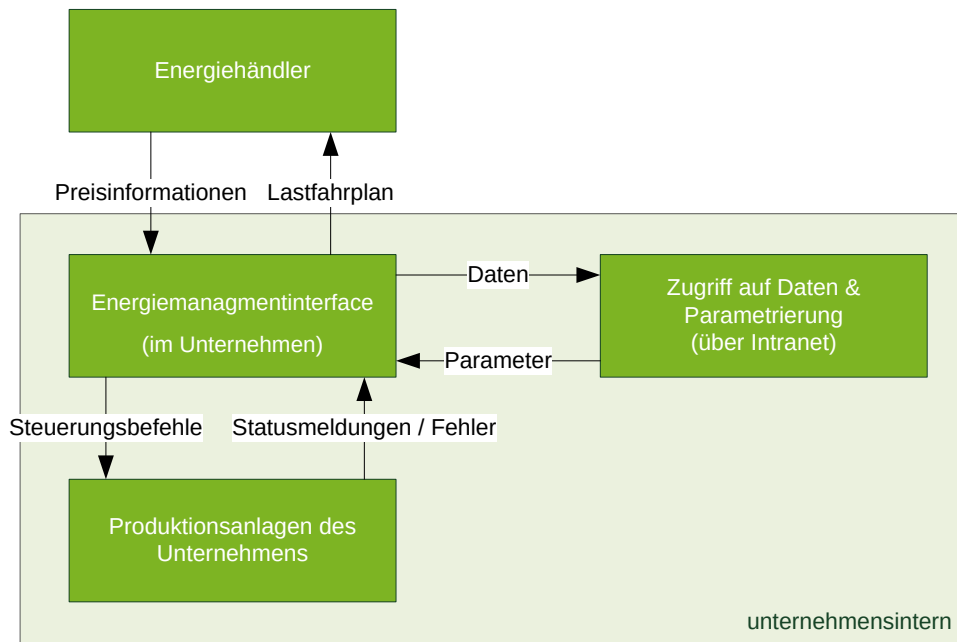


Abbildung 8: Schematische Darstellung der verwendeten Automatisierungstechnik

Abweichend von dem entwickelten theoretischen Ablauf wird aus Gründen der schnelleren Umsetzbarkeit und um umfangreichere Test- und Auswertungsverfahren zu ermöglichen davon abgesehen, den Optimierungsalgorithmus in die Firmware des Automatisierungsgerätes im Unternehmen zu implementieren. Für den im Rahmen dieses Projektes durchzuführenden Feldtest findet die Optimierung der Betriebsweise zentral im Rechenzentrum des Hardwarepartners NetSystem statt, die Ergebnisse der Optimierung werden von dort aus sowohl an den Energiehändler als auch die Prozesse übermittelt.

Im Berichtszeitraum wurde ein Anforderungsprofil für geeignete Automatisierungstechnik entwickelt, anhand dessen derzeit die ideale Hardware ausgewählt wird. Dabei spielen neben den geforderten Funktionen und Schnittstellen sowie einem möglichst geringen Preis auch ein geringer Installations- und Wartungsaufwand eine Rolle. Anhand des Anforderungsprofils wurde eine kostengünstige, flexibel einsetzbare intelligente Automatisierungstechnik ausgewählt. Die Wahl ist dabei auf com.tom der Firma Beck IPC GmbH gefallen, weil diese sich neben den geringen Kosten durch eine einfache und schnelle Individualisierbarkeit sowie zahlreiche Schnittstellen zu allen gängigen Automatisierungsprotokollen und Kommunikationsschnittstellen auszeichnet.

2.5. Kommunikationsschnittstellen im Feldtest

In Abbildung 9 ist der für den Feldtest vereinbarte Zeitablauf der Datenübermittlung dargestellt. Daraus ist ersichtlich, wer wann welche Daten übermittelt.

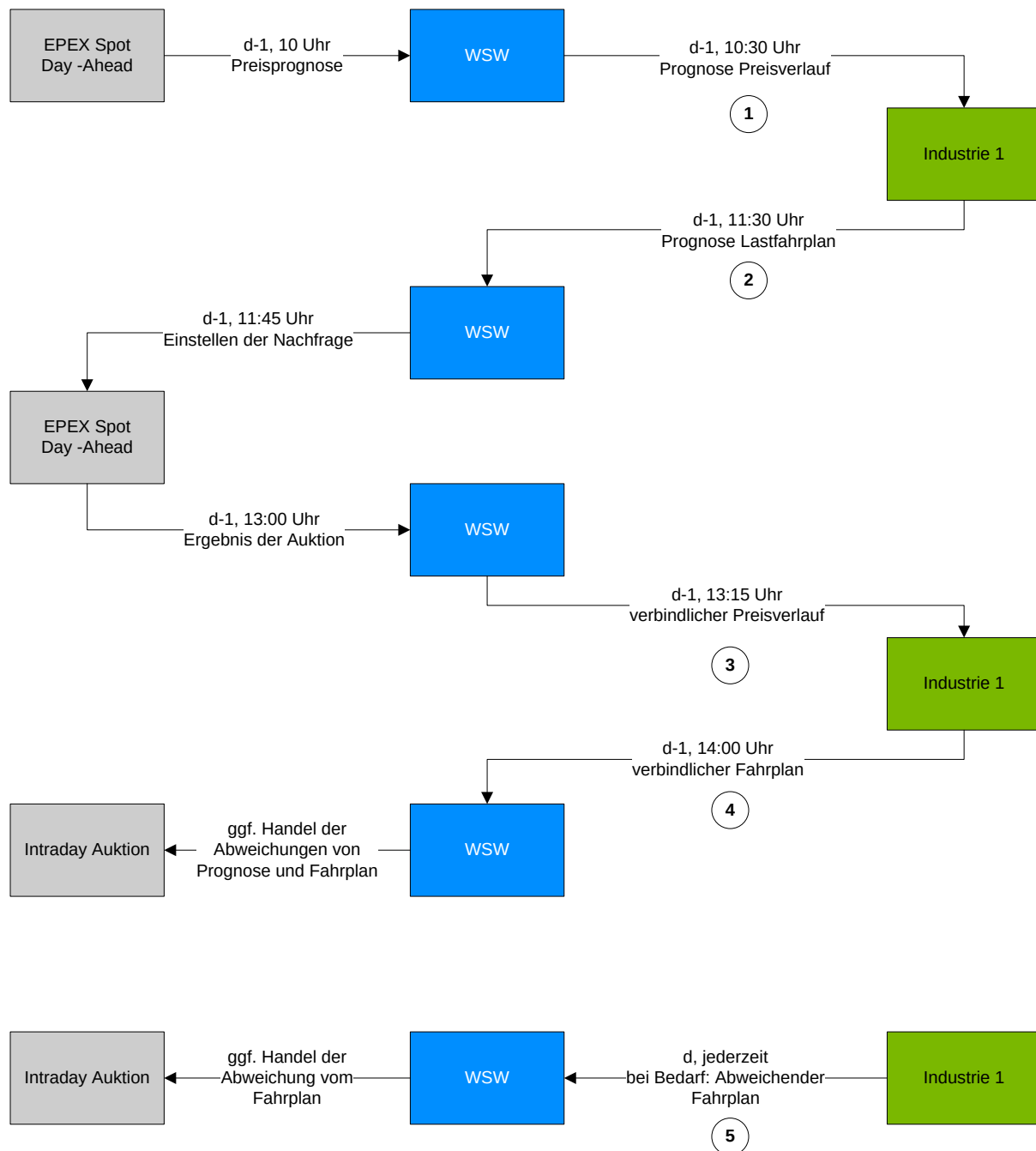


Abbildung 9: Zeitschema Datenaustausch im Feldtest

In Abbildung 10 ist das Zeitschema zum Datenaustausch im Feldtest weiter konkretisiert, hier werden die Schnittstellen für die Übertragungswege dargestellt.

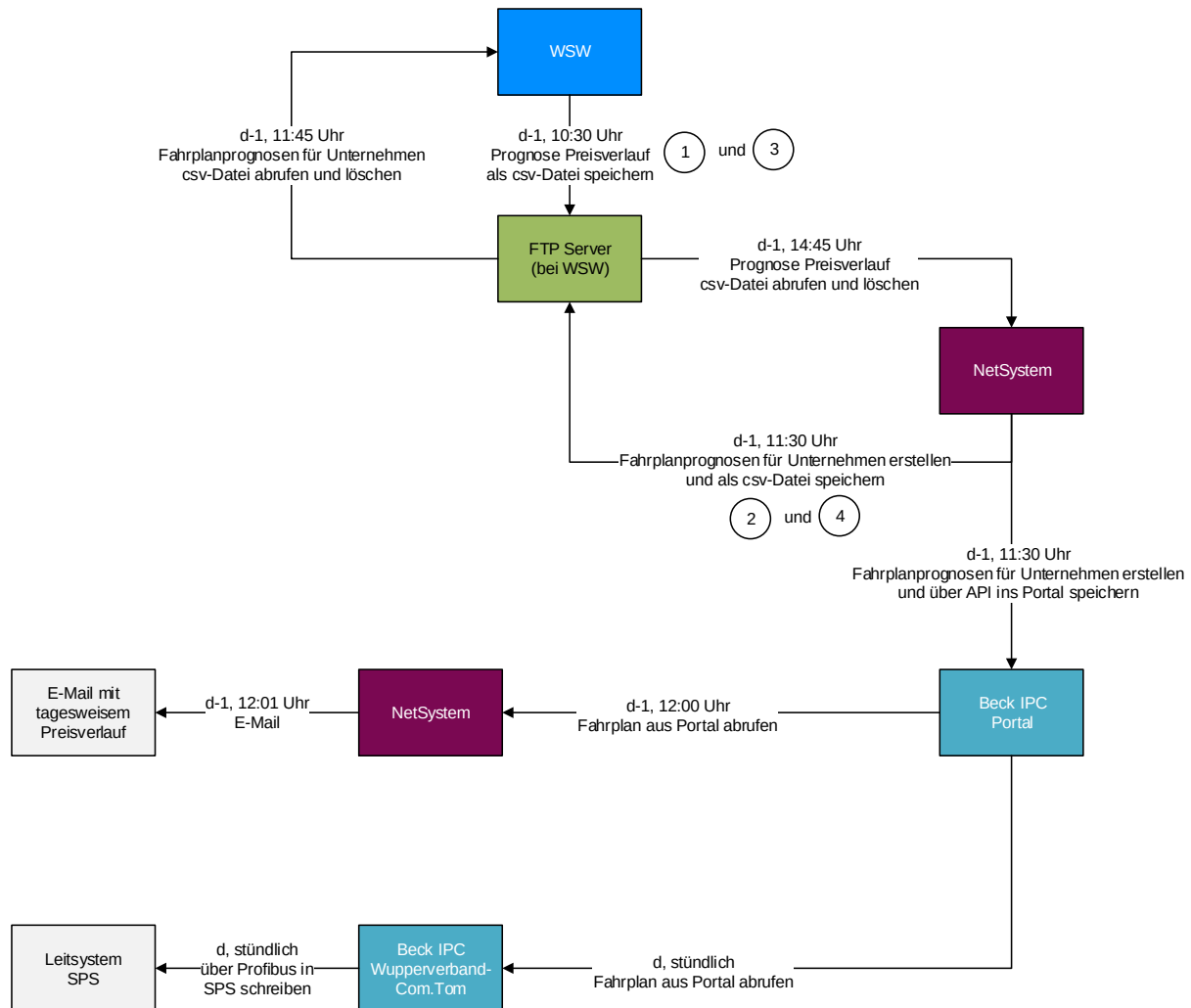


Abbildung 10: Detailansicht Zeitschema Datenaustausch

2.6. AP 5: Untersuchung und Bewertung der Preisschwankungen auf den Strommärkten und Prognoseverfahren der Strompreisentwicklung

Die Entwicklung der Preise an den Spotmärkten ist ein wesentlicher Faktor bei der Beantwortung der Frage, ob sich flexible Stromtarife und damit verbundene Lastverschiebungen in den nächsten Jahren durchsetzen werden. Je höher die relativen Preisschwankungen und die absoluten Strompreise für die Verbraucher ausfallen, desto größer sind die Anreize für Energieversorger und Verbraucher, Demand-Side-Management-Programme anzubieten bzw. diese zu nutzen.

Das Arbeitspaket 5 beschäftigte sich mit der Frage, wie sich Preise und Preisschwankungen in den kommenden Jahren entwickeln werden und welche Faktoren Einfluss auf diese haben. Damit verbunden wurde untersucht, ob diese Einflussfaktoren verwendet werden können, um Strompreise verlässlich zu prognostizieren oder ob zumindest gewisse Trends vorherzusagen sind.

2.6.1. Preisentwicklungen an den Strommärkten

Die Preisentwicklungen an den Strommärkten wurden im Rahmen des Projekts vorrangig anhand der Preise am Spotmarkt der EPEX Spot untersucht. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass dieser der liquideste und größte Markt für kurzfristige Handelsgeschäfte von Energie in Deutschland ist. Die Tatsache, dass es bei der Dynamisierung von Strompreisen für die Industrie vor allem zu Anpassungen an einem Tag kommen soll, spricht für die bevorzugte Betrachtung des kurzfristigen Day-Ahead-Markts. Die Liquidität am Intraday-Markt stieg erst im Laufe des Projektes an. In einem Folgeprojekt ist die Ausweitung auf den Intraday-Handel, welcher teilweise starke Preisschwankungen innerhalb einer Stunde zeigt, anzudenken.

2.6.1.1. Absolute Preise

Obwohl vor allem die Preisschwankungen innerhalb eines bestimmten Zeitraums für das Potential von Demand-Response-Programmen relevant sind, haben auch die absoluten Preise für die Verbraucher einen wesentlichen Einfluss. Je höher die Preise sind, die die Verbraucher mit Lastverschiebungspotential für Ihre elektrische Energie erbringen müssen, desto geringer fallen Schwankungen und damit die notwendigen Anreize zur Teilnahme an Demand-Response-Programmen relativ betrachtet aus. Laut [2] sind die Großhandelspreise in den vergangenen Jahren in großen Teilen Europas gesunken. Unter der Annahme, dass sich die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht nennenswert verändern, bleiben daher die Preise auch in den kommenden Jahren aufgrund des hohen Angebots an regenerativen Energiequellen voraussichtlich auf niedrigem Niveau [3].

Zur Analyse der Preise wurden im Rahmen dieses Arbeitspakets die letzten acht Kalenderjahre untersucht. In Abbildung 11 ist der Verlauf des Day-Ahead Spotmarktpreises in den Jahren 2011 und 2014 zu sehen.

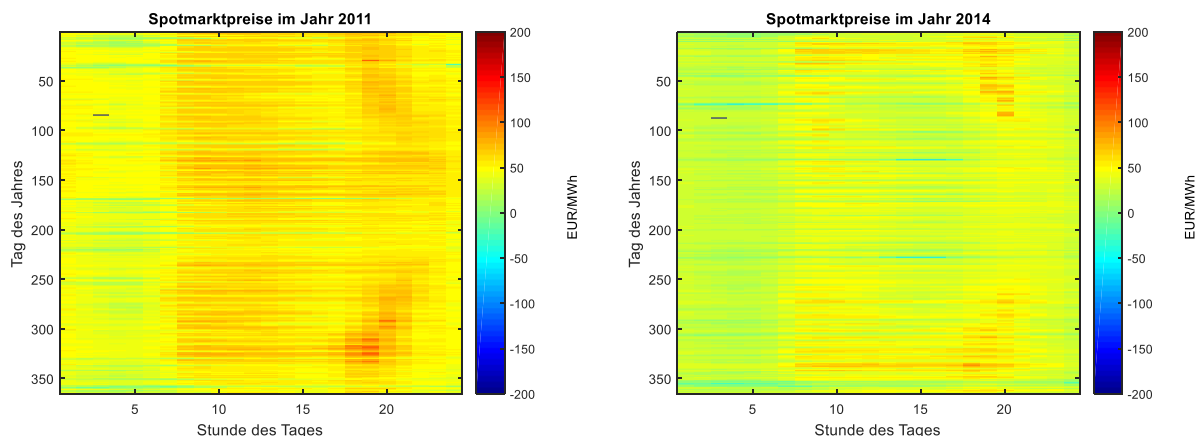


Abbildung 11: Preise am Day-Ahead Spotmarkt in den Jahren 2011 und 2014 (Daten: [4])

Insgesamt lässt sich ein Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus erkennen, das auch in Abbildung 12 zu erkennen ist. Im Gegensatz zum Jahr 2011 ist im Jahr 2014 der Preis in den Nachmittagsstunden, insbesondere in den Sommermonaten, stets niedriger als in der Mittags- und Abendzeit. Dieser Effekt ist auf die steigende Einspeisung aus Photovoltaik zurückzuführen.

2.6.1.2. Preisschwankungen

Zur Analyse der Preisschwankungen am Spotmarkt wurden ebenfalls die letzten acht Kalenderjahre untersucht. Die Preise in diesem Zeitraum wurden auf absolute und relative Schwankungen untersucht. Da sich vor allem die relative Schwankung, also das Verhältnis der höchsten zu den niedrigsten Preisen innerhalb eines Tages – auch Spread genannt –, auf die Flexibilisierung des Verbrauchs eines Kunden auswirkt, wurden diese innertägigen Schwankungen besonders intensiv betrachtet.

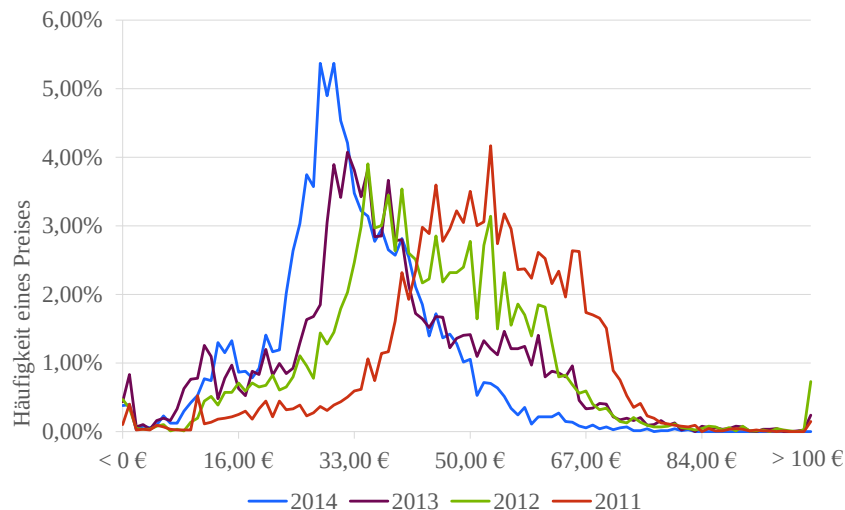


Abbildung 12: Häufigkeit von Preisen am Day-Ahead Spotmarkt von 2011 bis 2014 (Daten: [4])

Auch wenn, wie in Abbildung 11 und Abbildung 12 zu erkennen der Preis am Day-Ahead Spotmarkt in den vergangenen Jahren insgesamt gesunken ist, ist der Spread, also der Unterschied zwischen der teuersten und der günstigsten Stunde eines Intervalls, noch immer interessant. In Abbildung 13 sind sowohl die Preisspreads innerhalb von 24 Stunden als auch die Spreads innerhalb von 4 Stunden dargestellt.

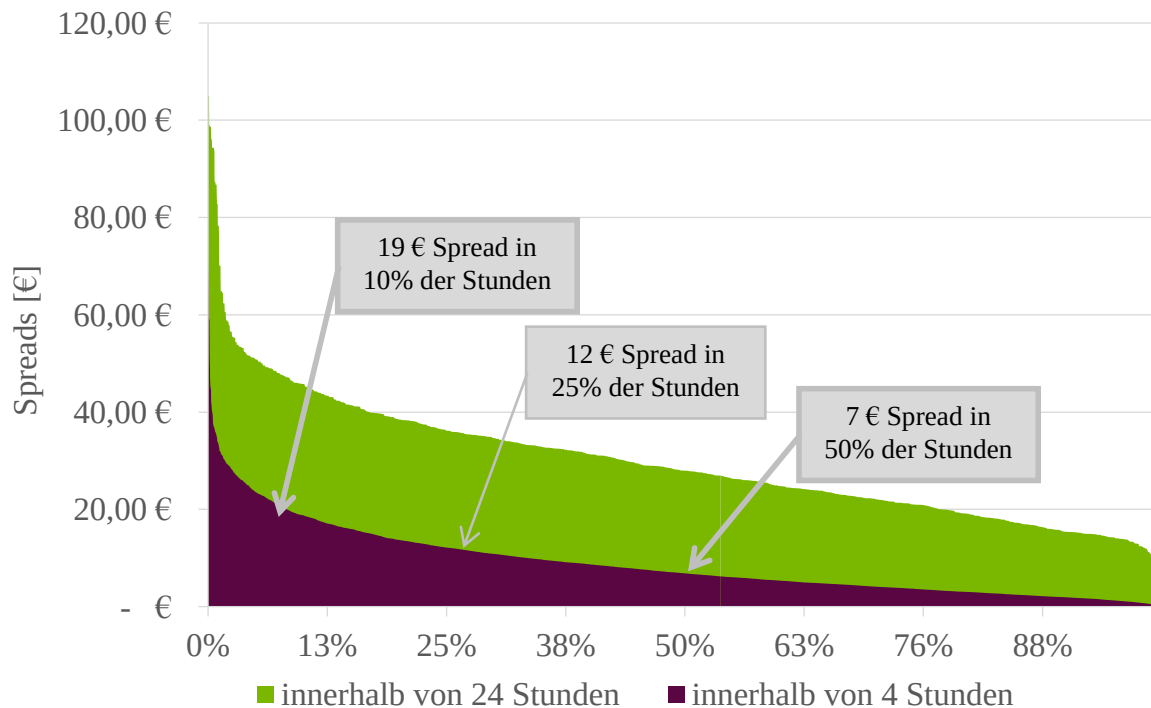


Abbildung 13: Häufigkeit von Verlagerungsanreizen am Day-Ahead Spotmarkt im Jahr 2014 (Daten: [4])

Der Zeitraum von 4 Stunden wurde zur Auswertung gewählt, da die Erfahrung aus den untersuchten Unternehmen zeigt, dass dies ein realistischer Zeitraum für eine Lastverschiebung ist. Natürlich steigt bei einem längeren Zeitraum der mögliche Spread weiter an, durch betriebliche Restriktionen wie Arbeitszeiten oder Speichervolumina ist eine Verschiebung eines Prozesses um mehr als 4 Stunden häufig nicht möglich. Wie aus Abbildung 13 zu entnehmen ist, existiert in 50% der Stunden ein Spread von mindestens 7€, Spreads über 19€ sind noch in 10% aller Stunden zu verzeichnen.

In Abbildung 14 ist zu sehen, dass der Verlagerungsanreiz kontinuierlich mit der Steigerung des Verlagerungszeitraumes steigt. Die größten Verlagerungsanreize treten auf, wenn die Spreads innerhalb eines gesamten Tages verglichen werden.

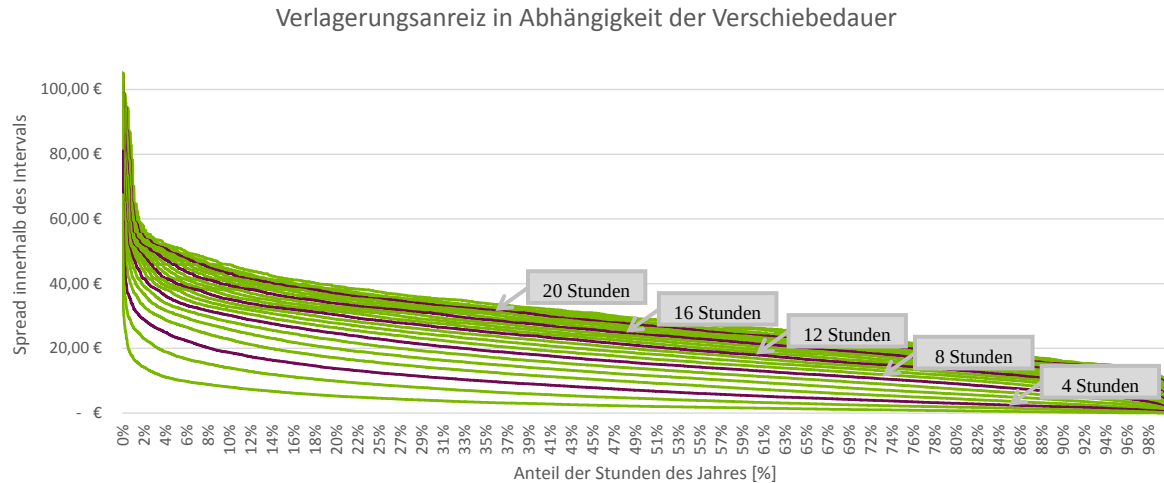


Abbildung 14: Verlagerungsanreiz am Day-Ahead-Spotmarkt (2014) in Abhängigkeit unterschiedlicher Zeitintervalle

Einen besonders starken Effekt kann man mit Lastverschiebungsmaßnahmen erzielen, wenn die Betriebszeiten in Stunden mit negativen Strompreisen verschoben werden können. In Abbildung 15 ist zu erkennen, dass Stunden mit negativen Strompreisen seit 2008 in jedem Jahr auftreten und die Anzahl deutlich zunimmt. In den vergangenen drei Jahren waren es zwar durchschnittlich lediglich 61,3 Stunden, in denen der Day-Ahead Spotmarktpreis unter 0€/MWh lag, theoretisch würde sich hieraus aber ein großes Einsparpotential ergeben. Die aktuellen Diskussionen zum Thema Marktdesign (EOM 2.0) [5] zeigen, dass es politisch gewünscht ist, künftig dem Großhandelspreis eine stärkere Allokationsfunktion beizumessen, indem beispielsweise staatliche Umlagen angepasst werden, damit Lastverschiebungsanreize nicht wie bisher stark geglättet werden.

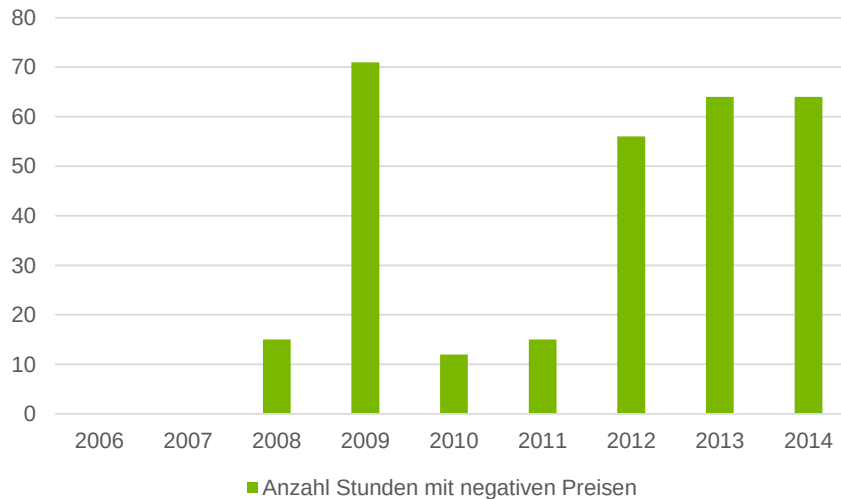


Abbildung 15: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen am Day-Ahead Spotmarkt (Daten: [4])

Gedämpft wird die Wirkung negativer Strompreise durch die weiteren Strompreisbestandteile, die auch bei negativen Spotmarktpreisen dafür sorgen, dass der Endkundenpreis insgesamt nicht negativ wird. Diese haben neben den in Abschnitt 2.6.1.1 beschriebenen Großhandelspreisen großen Anteil am gesamten Strompreis der Verbraucher und damit auch Einfluss auf die Wirkung von Strompreisschwankungen als Anreiz zur Lastverschiebung. Im Weißbuch betont das Bundeswirtschaftsministerium ausdrücklich, dass diese Preisverzerrungen verringert werden sollen und die Anreize, seinen Strombezug am Großhandelspreis zu orientieren, verstärkt werden sollen [5].

Dennoch wirkt sich eine Zunahme von negativen Strompreisen und Stromspitzen insgesamt positiv auf das Potential von Lastverschiebungsmaßnahmen aus, weshalb eine steigende Anzahl dieser als positiv zu bewerten ist. Es wird prognostiziert, dass diese in den kommenden Jahren deutlich zunehmen, wie in Abbildung 16 zu sehen ist [6]. Diese Entwicklung würde das Potential von flexiblen Lasten erheblich erhöhen.

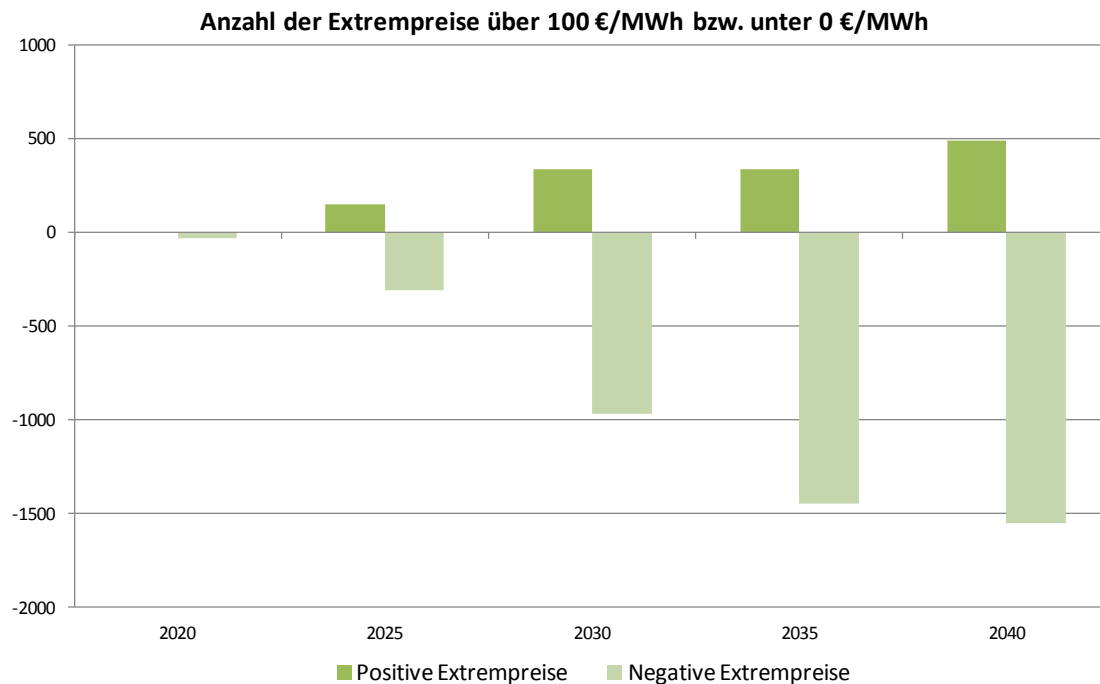


Abbildung 16: Häufigkeit positiver und negativer Preisspitzen bis 2040 [6]

Darüber hinaus wurde theoretisch untersucht, inwieweit sich verschiedene Faktoren am Energiemarkt, wie z.B. Primärenergiekosten, Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungseinheiten oder Erzeugungsprognosen von erneuerbaren Energien, auf den Strompreis bzw. die Strompreisschwankungen auswirken. Dies wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

2.6.2. Einflussfaktoren der Strompreise

Es wurde untersucht, welche Faktoren Einfluss auf die Spotmarktpreise haben und wie es zu negativen Strompreisen im Spotmarkt kommen kann. Die Preise, den die Verkäufer für ihr Verkaufsangebot im Spotmarkt angeben, setzen sich aus verschiedenen Faktoren zusammen, unter anderem auch aus den Kosten, die im Kraftwerk entstehen. Diese Stromerzeugungskosten sind je nach Kraftwerkstyp unterschiedlich und werden deutlich von den Brennstoffkosten und den Kosten für CO₂-Zertifikate beeinflusst [7]. Der Market-Clearing-Preis setzt sich immer als Gleichgewichtspreis durch, bei dem sich die Nachfrage- und Angebotskurve schneiden. Der am Spotmarkt entstandene Preis entspricht den Grenzkosten des Kraftwerks mit den höchsten Erzeugungskosten, das gerade noch benötigt wird, um die aktuelle Stromnachfrage zu decken. Das bedeutet, dass die Grenzkosten den variablen Erzeugungskosten eines Kraftwerks entsprechen. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die als merit order bezeichnet wird, richtet sich nach den Grenzkosten der einzusetzenden Kraftwerke und dem ermittelten Market Clearing Price (MCP). Alle Kraftwerke die gerade noch einen positiven Deckungsbeitrag leisten, werden eingesetzt. In Abbildung 17 ist die typische Einsatzreihenfolge der Kraftwerke anhand ihrer Grenzkosten dargestellt. Die Stufen der Einsatzreihenfolge kommen daher zustande, dass ähnliche Kraftwerkstypen in etwa die gleichen variablen Kosten aufweisen. Je nach Stromnachfrage kommen mehr oder weniger Kraftwerke zum Einsatz.

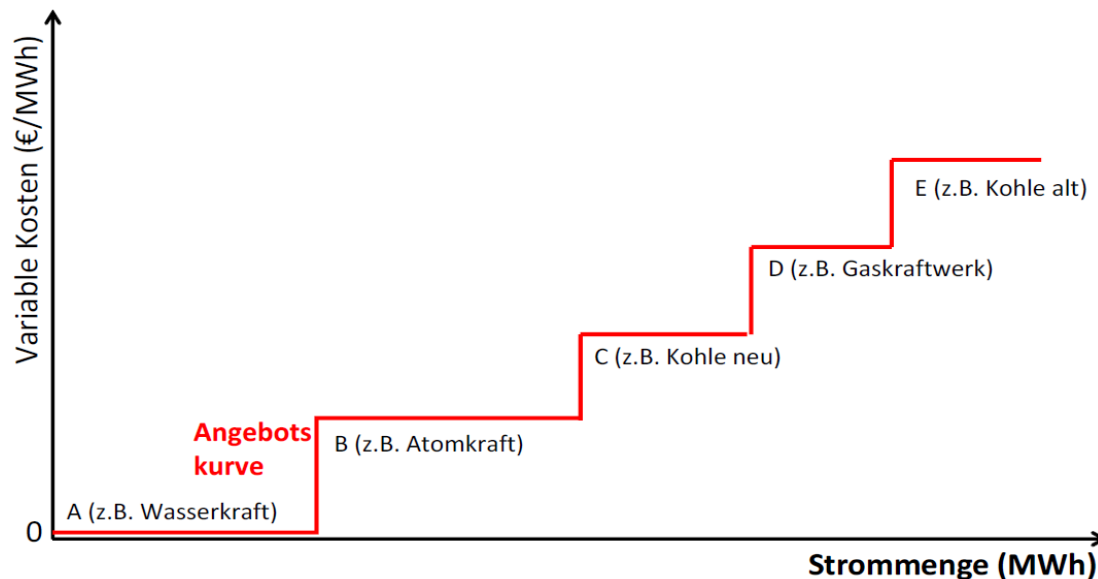


Abbildung 17: Einsatzreihenfolge von Kraftwerken [8]

Ist die Stromnachfrage sehr hoch, ist es wirtschaftlich elektrische Energie mit Kraftwerken aus der Stufe E bereit zu stellen, da sich der Preis nach den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks richtet. Sinkt allerdings die Nachfrage, verringert sich auch die Anzahl der benötigten Kraftwerke und dementsprechend sinkt der Preis, da die Kraftwerke mit hohen Grenzkosten nicht mehr an der Bereitstellung von elektrischer Energie beteiligt sind [8].

Zu gewissen Zeiten ist es aber möglich, dass negative Strompreise entstehen, weil die Kraftwerksbetreiber bereit sind zu zahlen, damit ihre elektrische Energie abgenommen wird [9]. Die Netzbetreiber haben nach dem EEG die Pflicht, elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern immer abzunehmen. Durch diese Abnahmeverpflichtung ergibt sich der Merit-Order-Effekt. Dieser Effekt beschreibt die Verringerung der Nachfrage von elektrischer Energie aus konventionellen Kraftwerken durch die Einspeisung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien [3]. Hohe Kosten für Brennstoffe und die Kosten für CO₂-Zertifikate fallen bei Wind-, Wasser und Sonnenkraft weg. Da die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke durch die Grenzkosten festgelegt wird, rücken die konventionellen Kraftwerke in der Reihenfolge weiter nach hinten. Ein Problem dabei liegt im unflexiblen Einsatz vieler konventioneller Kraftwerke, weshalb eine Einspeisung dieser nur nach Bedarf der elektrischen Energie im Netz nicht immer möglich ist. Deshalb kann es für den Betreiber eines konventionellen Kraftwerks wirtschaftlicher sein, einen Preis dafür zu zahlen, dass die elektrische Energie aus seinem Kraftwerk weiter abgenommen wird. In diesen Zeiträumen kann es zu negativen Preisen am Spotmarkt kommen [9]. Bei unflexiblen Kraftwerken ist es in manchen Situationen beispielsweise wirtschaftlicher einen Preis dafür zu zahlen, dass das Kraftwerk am Netz bleiben kann, da sonst lange Anfahrtszeiten und eventuelle Mindeststandzeiten des Kraftwerkes in Kauf genommen werden müssen. Auch bereits vertraglich zugesicherte Dienste für den Regelleistungsmarkt können ein Grund für das akzeptieren eines negativen Preises sein. Dementsprechend hat auch die Flexibilität eines Kraftwerkes einen Einfluss auf die Preisbildung.

Außerdem sinken durch die Einspeisung von elektrischer Energie aus Solaranlagen zur Mittagszeit die Preise am Spotmarkt immer häufiger. Dieser Effekt wird als Solar-Delle bezeichnet, da die erhöhte Einspeisung der Solarenergie zur Mittagszeit in der Preiskurve eine „Delle“ verursacht. Dies geschieht zur Mittagszeit, in der historisch betrachtet eher eine Preisspitze zu erkennen war. Ein weiterer Faktor, der einen Einfluss auf die Strompreise hat, ist damit das Wetter, und daraus folgend z.B. Sonnenstunden, aber auch Windstärken.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass folgende Faktoren einen großen Einfluss auf die Strompreisbildung am Spotmarkt haben [10]:

- Stromentstehungskosten im Kraftwerk
- Brennstoffkosten
- Kosten für CO₂-Zertifikate
- Flexibilität von konventionellen Kraftwerken
- Einsatz von erneuerbaren Energien
- Wetter (Sonnenstunden, Windstärke)

Im Rahmen des Projektes wurden Untersuchungen durchgeführt, um den Zusammenhang zwischen den Einflussfaktoren und dem Strompreis kalkulatorisch zu ermitteln. Nach Berechnung von Korrelationskoeffizienten konnte z.B. ein Zusammenhang in negativer Richtung bzgl. der Einspeisung aus erneuerbaren Energien festgestellt werden. Diese negative Korrelation lässt sich so interpretieren, dass eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien erwartungsgemäß einen niedrigen Strompreis bedingt. Allerdings ist es schwierig anhand dieser Korrelationsanalysen eine genaue Aussage zu treffen, denn aufgrund der zahlreichen weiteren Faktoren lässt sich ein eindeutiger Zusammenhang zwischen diesen Faktoren und dem Strompreis nicht bestimmen. Die Interdependenzen der verschiedenen Faktoren sind zu groß, als dass Stromspitzen oder –senken einzelnen Faktoren zugeordnet werden konnten. Abbildung 18 macht dieses Problem deutlich, hier kann kein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem Strompreis und der prognostizierten Erzeugung aus Photovoltaik und Wind für den entsprechenden Zeitraum erkannt werden. Dies macht auch eine Prognose aufgrund der genannten Faktoren und im speziellen aufgrund der Einspeisung aus erneuerbaren Energie nur schwer möglich.

Da im Rahmen der Entwicklungen am Strommarkt und der Liberalisierung eine Vielzahl von Anbietern Strompreismodelle und damit Strompreisprognosen anbieten und da im Rahmen dieses Projektes vor allem die Entwicklung von Tarifmodellen im Vordergrund stand, wurde auf eine genaue Strompreisprognose nicht weiter eingegangen.

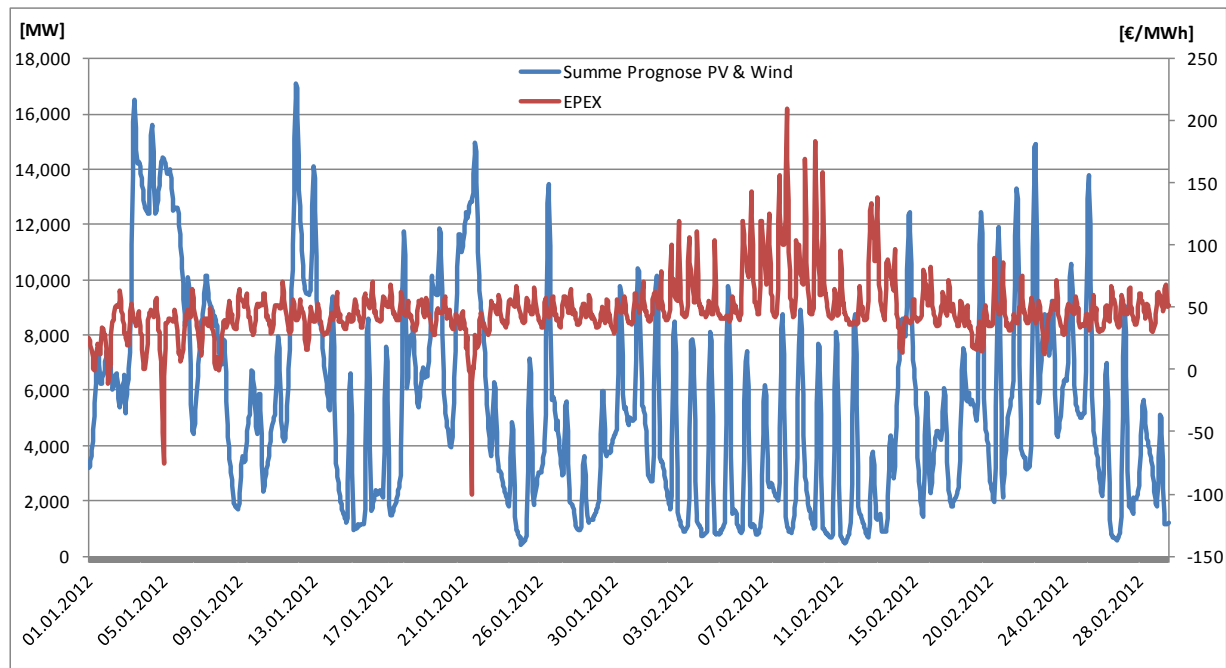


Abbildung 18: Prognose aus EE-Erzeugung und Strompreis im Januar/Februar 2012

Sollten in Zukunft die gewonnenen Erkenntnisse von Energieversorgern genutzt werden, um flexible Stromtarife anzubieten, so kann davon ausgegangen werden, dass diese Anbieter bereits über entsprechende Prognosen verfügen. Im Folgenden wird daher im Detail vor allem auf die Entwicklung geeigneter Tarife eingegangen.

AP 6: Preissystematik

Um sowohl die Industrieunternehmen zu einer Verschiebung Ihres Stromverbrauchs zu ermutigen, als auch die Energieversorger dazu zu bringen geeignete Tarifmodelle anzubieten, werden Modelle benötigt, bei dem keine Seite schlechter gestellt wird als bei einem statischen Stromtarif. Für den Versorger bedeutet dabei eine Einsparung beim Kunden natürlich zwangsläufig eine Reduktion der Erlöse, doch kann er mit Hilfe des neuen Tarifs und damit einem attraktiven Produktangebot in Zukunft seine Wettbewerbsfähigkeit erhöhen und mehr Kunden an sich binden. Zudem dokumentiert er seine Innovationskraft, in dem er neue Angebote für seine Kunden entwickelt und anbietet. Der Aspekt des Zugewinns an Image ist in einem hart umkämpften und für den Kunden nicht immer überschaubaren Markt nicht außer Acht zu lassen. Außerdem kann der Energiehändler mit den im Rahmen einer Einführung durchzuführenden Untersuchungen bezüglich der Energieflüsse und der Lastverschiebungspotentiale sein Portfolio in Richtung Energiedienstleistungen erweitern.

Das bedeutet, dass sowohl der dynamische Tarif an sich als auch die organisatorischen Abläufe bei der Dynamisierung so gestaltet sein müssen, dass finanzielle und produktionsspezifische Risiken gerecht verteilt werden bzw. durch entsprechendes Einsparpotential beim Kunden (bzw. Gewinnpotential beim Versorger durch neu gewonnene Kunden) kompensiert werden.

Bei den organisatorischen Abläufen musste geklärt werden, an welchen Märkten gehandelt werden soll, um Verbrauch und Angebot von Energie möglichst genau in Einklang zu bringen. Denn gerade dies ist neben den angesprochenen Potentialen für Industrie und Versorger vor dem Hintergrund der Energiewende und der damit verbundenen technischen Herausforderungen das Ziel des Projekts. Es wurde entschieden, dass aufgrund der ohnehin hohen organisatorischen Hürden vorerst die Dynamisierung des Verbrauchs anhand der Day-Ahead-Preise stattfinden soll. Die weitere Nutzung von innertägigen Flexibilitäten kann dann im Anschluss daran im Rahmen eines Folgeprojekts auf den gewonnenen Ergebnissen aufbauen.

Es wurden im Rahmen des Projekts mehrere alternative Tarifmodelle entwickelt. Prinzipiell lassen sich diese vor allem nach dem Grad ihrer Flexibilität bewerten. Aus den 24 Preisen eines Tages am Spotmarkt lassen sich prinzipiell mindestens 1 und maximal 24 unterschiedliche Preisstufen ableiten. Die Aufteilung in solche Preiszonen lässt sich auf unterschiedlichste Art durchführen, je nachdem wie hoch der gewünschte Komplexitätsgrad, die geforderte Transparenz oder auch die Übereinstimmung mit dem tatsächlichen Preisverlauf sein soll.

2.6.3. Entwicklung der Preismodelle

Für die Bewertung im Rahmen einer monetären Simulation und im Rahmen der Feldtests wurden in Abhängigkeit der genannten Faktoren drei Preismodelle entwickelt.

2.6.3.1. Preismodell 1 – Stundenpreise

Das transparenteste Modell stellt dabei ein Preismodell dar, das wie die Spotmarktpreise 24 Preiszonen unterscheidet. Der Energieversorger gibt dabei sowohl bei einer verbrauchten, als auch bei einer eingespeisten Strommenge (z.B. durch ein BHKW) die Spotmarktpreise an den Kunden weiter, lediglich ein kleiner Auf- bzw. Abschlag wird noch addiert. Bei einer eingespeisten Menge wird zusätzlich das Vorzeichen verändert, wodurch aus einer vom Kunden gekauften Energiemenge eine verkaufte Menge wird. Bei diesem Modell hat der Industriekunde die maximale Flexibilität und kann seinen Verbrauch stundengenau an die Preiskurve anpassen.

Nachteil dieses Modells ist eine möglicherweise psychologische Abschreckung des Kunden aufgrund der vielen Preise innerhalb eines Tages. Gerade für kleinere Kunden erscheint diese Vorgehensweise auf den ersten Blick sehr unübersichtlich und könnte daher aufgrund eventueller Vorbehalte, durch den Tarif wirtschaftlich schlechter gestellt zu werden, abgelehnt und damit nicht genutzt werden. Obwohl die Transparenz in diesem Modell eigentlich am größten und die Komplexität überschaubar ist, könnte die Tatsache, dass der Kunde in Zukunft anstatt einem festen Preis 24 veränderliche Preise erhält, eine psychologischen Barriere darstellen. Diesen Vorbehalten könnte aber z.B. durch eine automatisierte und damit einfache Handhabung der Dynamisierung begegnet werden.

2.6.3.2. Preismodell 2 – Statische Preisblöcke

Ist dem Kunden das beschriebene Modell zu komplex und zu wenig übersichtlich, so wird die Anzahl der Preiszonen reduziert. Hier wurde im zweiten Ansatz die historische Preisentwicklung daraufhin analysiert, bei welcher Verteilung der Preiszonen über den Tag

die Abweichung der Preise jeder Preiszone von den tatsächlichen Preisen am geringsten ist. Die historische Preisentwicklung in den letzten Jahren spricht für eine Aufteilung in fünf Preiszonen, denn in den betrachteten Jahren hat sich vor allem werktäglich eine preisliche Struktur entwickelt, in der fünf charakteristische Zeiträume auftreten.

Der erste Preisblock ist der frühe Morgen des Tages. Innerhalb dieser Stunden sind die Preise zunächst üblicherweise niedrig, bei viel eingespeister Energie, z.B. aus Windenergie, teilweise sogar negativ. In der zweiten Hälfte steigen die Preise an, was in der Tatsache begründet ist, dass in diesen Stunden die meisten Menschen in Europa aufwachen und Industrie- oder Gewerbebetriebe ihre ersten Arbeitsschichten beginnen. Der nächste charakteristische Zeitraum war bis vor wenigen Jahren die Mittagsspitze, heute ist es die Mittagsdelle in der Preiskurve. Hier werden die Preise stark von einer hohen Nachfrage bei gleichzeitig sehr volatilen Einspeisung beeinflusst, es treten daher zu dieser Zeit hohe Preisspitzen und eine große Volatilität auf. Der dritte Zeitraum ist der Nachmittag, historisch bedingt eher niedriger in den Preisen als die Mittagsstunden aber immer noch hoch. Deutlich verändert haben sich die Preise auch im vierten Zeitraum, hier treten am frühen Abend inzwischen auch deutliche Preisspitzen auf, da zu diesen Zeiten die Industriebetriebe häufig noch in Betrieb sind, aber gleichzeitig auch in den Haushalten große Verbrauchsspitzen auftreten. Die fehlende oder sinkende Einspeisung aus Photovoltaik vergrößert das Potential zu hohen Preisen hier noch weiter. Die fünfte Periode ist dann wieder von stark fallenden Preisen geprägt, ist dabei aber auch sehr anfällig auf starke Veränderungen in der erzeugten Energie aus erneuerbaren Energien. Daher sind die Preise auch hier inzwischen deutlich volatil als das historisch der Fall war.

Nach der Entscheidung, fünf Preiszonen zu betrachten, war eine genaue Festlegung der Preiszonen bzw. deren Länge notwendig. Ein wichtiger Faktor hierbei war die möglichst genau Abbildung der tatsächlichen Stundenpreise mit diesen Preisblöcken. Es wurden daher Untersuchungen angestellt, um die Abweichung von den tatsächlichen Preisen für alle Kombinationen aus 5 Preisblöcken zu analysieren.

Laut Kombinatorik gibt es bei 5 Preiszonen mehr als 8000 Kombinationen aus 5 Stundenblöcken. Diese Kombinationen wurden anhand der vergangenen Jahre daraufhin untersucht, bei welcher Kombination die gesamte Abweichung von den tatsächlichen Stundenpreisen am geringsten ist. Dazu wurden für jede Kombination und für jeden Tag des betrachteten Zeitraums die mittleren Preise der jeweiligen Preisblöcke bestimmt und im Anschluss die Abweichung des jeweiligen Preisblockes vom tatsächlichen Spotmarktpreis für alle Stunden des Tages ermittelt. Dies wird exemplarisch in Abbildung 19 dargestellt.

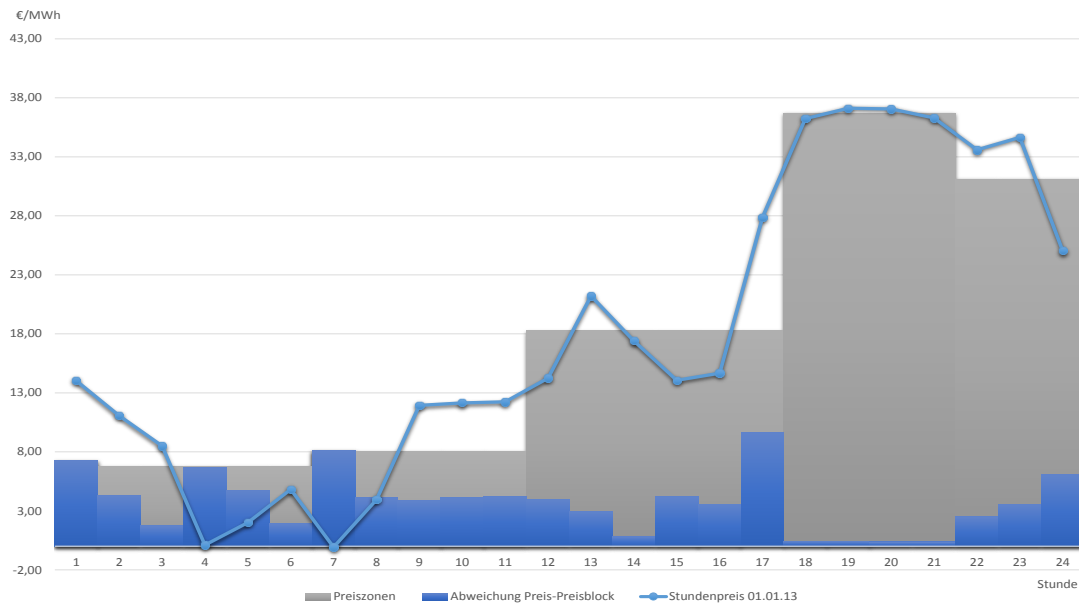


Abbildung 19: Exemplarische Abweichung zwischen Preisblöcken und Stundenpreisen

Diese Abweichung wurde für den gesamten Tag und im Anschluss für den gesamten Zeitraum summiert. Die Kombination mit der geringsten gesamten Abweichung wird ebenfalls in Abbildung 19 dargestellt, es handelt sich dabei um die Preisblöcke von Stunde 1-6, 7-11, 12-17, 18-21 und 22-24 Uhr.

Für diese Kombination aus Preiszonen zeigt Abbildung 20 die Abweichung vom tatsächlichen Stundenpreis für das gesamte Jahr 2013 und für alle Stunden des Tages. Wie zu erkennen ist, ist die Abweichung in den frühen Morgenstunden und am Nachmittag tendenziell am geringsten, da hier die Preisvolatilität niedriger ist.

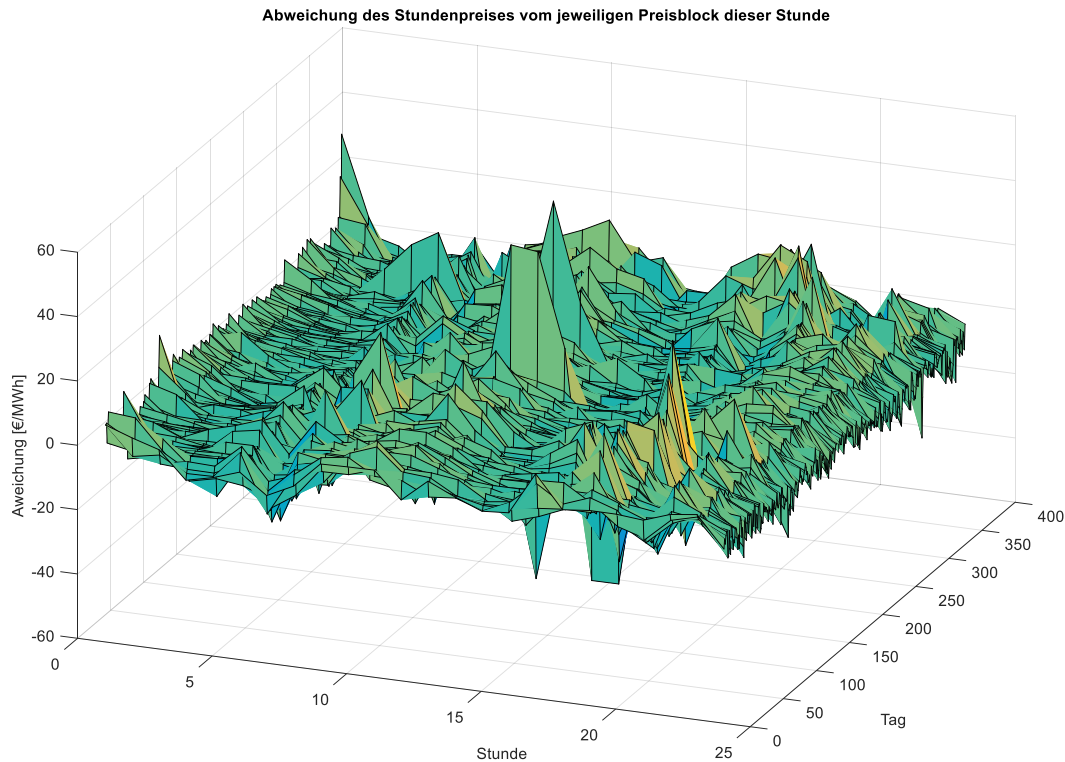


Abbildung 20: Abweichung des Stundenpreises vom jeweiligen Preisblocks dieser Stunde

Auf Grundlage dieser Simulation über alle Tage der letzten Jahre wurde diese feste Stundenzuordnung gewählt, deren Aufteilung im Fall der Anwendung im Markt jedoch regelmäßig überprüft werden sollte.

2.6.3.3. Preismodell 3 – Dynamische Preisblöcke

Das dritte Modell wurde mit der Absicht entwickelt, dynamisch und abhängig vom jeweiligen Spotmarktpreisverlauf für den nächsten Tag Preiszonen zu finden. Mit Hilfe eines gleitenden Durchschnitts aller 24 Preise und einer zuvor festgelegten Veränderung dieses Durchschnitts bestimmt die entwickelte Methode automatisch die Preiszonen für den betrachteten Tag.

Dies wird in **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** beispielhaft an einem Tag des Jahres 2014 erläutert. Aus den hier angegebenen Werten wird zunächst ab Stunde 3 ein gleitender Durchschnitt aus drei Stunden gebildet. In der vierten Spalte wird die Veränderung dieser Durchschnitte von einer Stunde zur nächsten berechnet. Ist der Wert dieser Differenz größer als (in diesem Beispiel) 5% oder kleiner als -5% so wird eine neue Preiszone gebildet. Einzige Nebenbedingung ist hierbei, dass nur eine abwechselnde Erfüllung einer dieser beiden Bedingungen eine neue Preiszone verursacht. Es können also nicht zwei Preiszonen hintereinander entstehen, die beide z.B. durch ein Überschreiten der 5%-Differenz ausgelöst wurden. Daher liegt die Stunde 8 ebenso wie die Stunde 7 in der dritten Preiszone, weil hier zwar die Differenz mit 28% deutlich über der Grenze von 5% liegt, die aktuelle Preiszone aber ebenfalls durch ein Überschreiten der 5%-Grenze erzeugt wurde. Erst ein Unterschreiten der -5%-Grenze löst eine neue Preiszone aus.

Tabelle 2: Beispiel zur Erläuterung der dynamischen Preiszonenebildung

Stunde	Preis [€/MWh]	Gleitender Durchschnitt des Preises (3 Stunden) [€/MWh]	Delta [%]	Preiszone mit Durchschnittspreis [€/MWh]
1	32,44			30,16
2	29,90			30,16
3	28,13	30,16		30,16
4	27,89	28,64	-5,03	29,21
5	28,02	28,01	-2,19	29,21
6	31,71	29,21	4,26	29,21
7	45,35	35,03	19,93	55,72
8	57,44	44,83	28,00	55,72
9	62,19	54,99	22,66	55,72
10	57,89	59,17	7,60	55,72
11	47,29	55,79	-5,72	38,83
12	46,64	50,61	-9,29	38,83
13	37,77	43,90	-13,25	38,83
14	35,64	40,02	-8,85	38,83
15	33,21	35,54	-11,19	38,83
16	35,27	34,71	-2,34	38,83
17	36,01	34,83	0,36	38,83
18	40,76	37,35	7,23	44,37
19	44,98	40,58	8,67	44,37
20	50,12	45,29	11,59	44,37
21	45,00	46,70	3,12	44,37
22	40,97	45,36	-2,86	44,37
23	36,66	40,88	-9,89	32,73
24	28,80	35,48	-13,21	32,73

Diese lediglich alternierende Betrachtung der Differenz ist keine zwingend notwendige Bedingung. Sie könnte entfallen, dies würde allerdings bei schnell ansteigenden Preisen zu vielen, sehr kurzen Preisblöcken führen. Da die Blockmodelle gerade vor dem Hintergrund der besseren Übersichtlichkeit für den Kunden entwickelt wurden, wurde die Nebenbedingung eingeführt. Dies führt allerdings zu einem niedrigeren Potential für Lastverschiebungen bzw. ist nur sinnvoll, wenn die verschiebbaren Prozesse in einem Unternehmen selbst sehr langwierig sind und man daher zahlreiche, kürzere Preiszone nicht nutzen könnte. Die Entscheidung ob, die Nebenbedingung verwendet werden sollte, ist daher am besten im Einzelfall mit dem Kunden zu treffen.

Die durch diesen Vorgang entstandenen Preiszone, ihre durchschnittlichen Preise und die zu Grunde liegenden Spotmarktpreise sind in Abbildung 21 dargestellt.

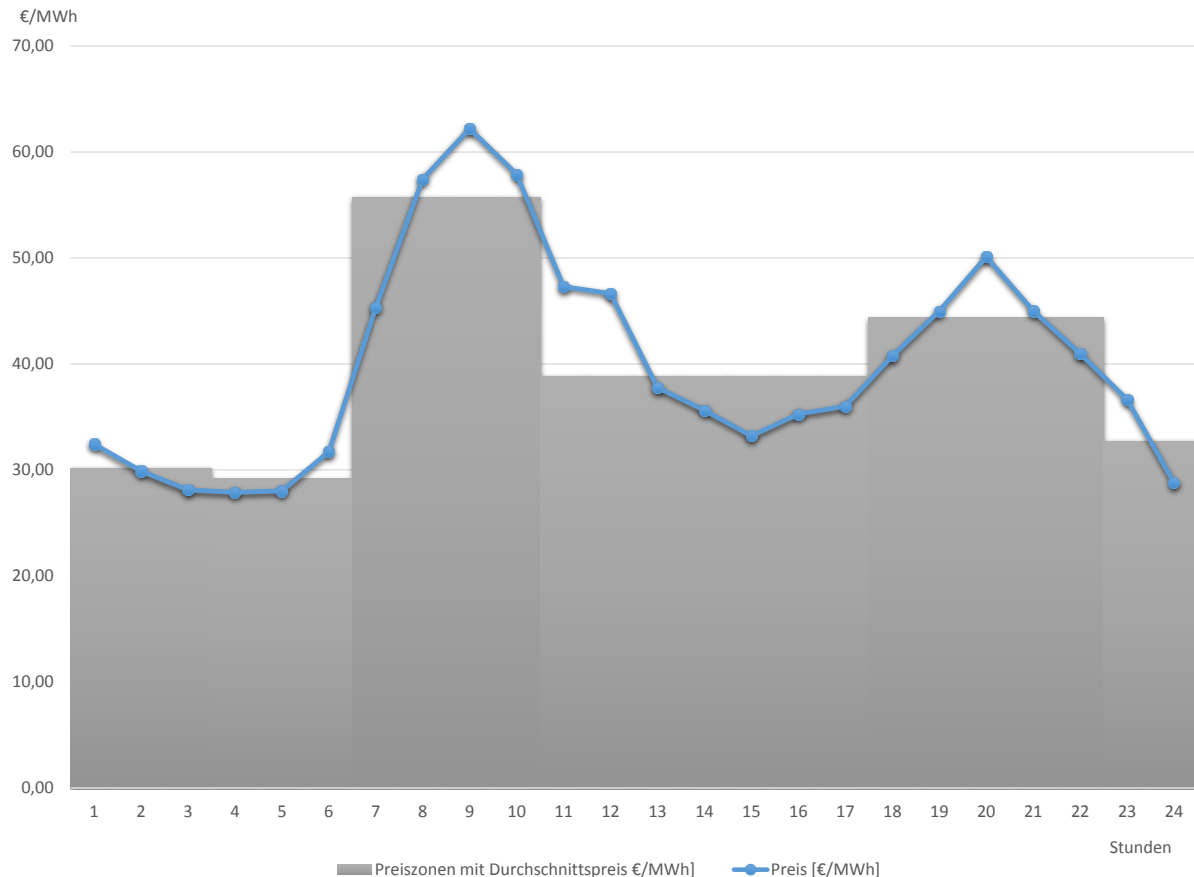


Abbildung 21: Beispiel einer Preiszonenbildung für einen Tag

Bei der Verwendung dieses Verfahrens haben die Auswahl des gleitenden Durchschnitts und der notwendigen Differenz zur Auslösung einer neuen Preiszone einen großen Einfluss auf die Länge und die Anzahl der Preiszonen innerhalb eines Tages. Daher wurde zusätzlich zur Entwicklung dieser Methode eine Analyse durchgeführt, wie sich die Auswahl dieser beiden Faktoren auf die Preiszonenebildung auswirkt. Tabelle 3 stellt dar, wie viele Preiszonen im Mittel am Tag gebildet werden, wenn unterschiedliche gleitende Durchschnitte (GD) und Differenzen zwischen diesen verwendet werden. Verwendet wurden hierbei Daten aus den Jahren 2013 und 2014. Wie zu erwarten war, steigt die Anzahl der Preiszonen mit sinkenden Werten des GD und der Differenz. Möchte der Energieversorger die Anzahl der Preiszonen am Tag im Mittel unter 6 aber über 4 halten, beispielweise um die Übersichtlichkeit für den Kunden zu bewahren, so muss eine entsprechende Kombination aus GD und Differenzbetrag gewählt werden. Dies wird in diesem Beispiel durch den dunkelhellgrau gefärbten Bereich dargestellt.

Tabelle 3: Auswirkung der Faktoren gleitender Durchschnitt (GD) und Differenz auf die Preiszoneneildung

% Diff\GD	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h
0,25	7,27	5,64	5,11	4,82	4,43	3,89	3,53
0,5	7,07	5,55	5,04	4,77	4,34	3,78	3,43
0,75	6,92	5,46	4,98	4,68	4,25	3,71	3,32
1	6,77	5,37	4,92	4,61	4,14	3,63	3,20
1,25	6,67	5,31	4,83	4,52	4,05	3,56	3,11
1,5	6,56	5,23	4,76	4,44	3,98	3,47	2,99
1,75	6,41	5,16	4,68	4,36	3,90	3,40	2,89
2	6,30	5,09	4,64	4,31	3,83	3,34	2,83
2,25	6,22	5,03	4,57	4,24	3,76	3,25	2,74
2,5	6,10	4,96	4,49	4,17	3,69	3,16	2,65
2,75	6,00	4,89	4,44	4,10	3,63	3,10	2,58
3	5,93	4,82	4,37	4,04	3,56	3,01	2,49
3,25	5,82	4,74	4,27	3,98	3,49	2,91	2,39
3,5	5,70	4,66	4,22	3,92	3,42	2,83	2,30
3,75	5,63	4,59	4,16	3,84	3,32	2,76	2,21
4	5,57	4,52	4,12	3,77	3,25	2,68	2,13
4,25	5,49	4,47	4,04	3,69	3,19	2,57	2,07
4,5	5,40	4,41	3,99	3,64	3,09	2,49	1,98
4,75	5,31	4,34	3,92	3,55	3,01	2,41	1,91
5	5,25	4,29	3,86	3,48	2,94	2,33	1,84
5,25	5,18	4,23	3,81	3,40	2,88	2,25	1,78
5,5	5,11	4,15	3,73	3,32	2,81	2,19	1,73
5,75	5,07	4,10	3,65	3,25	2,75	2,11	1,69
6	4,97	4,00	3,60	3,19	2,67	2,06	1,62
6,25	4,91	3,94	3,52	3,14	2,56	2,01	1,57
6,5	4,86	3,89	3,48	3,09	2,49	1,96	1,51
6,75	4,82	3,85	3,40	2,99	2,46	1,90	1,46
7	4,73	3,80	3,34	2,93	2,40	1,84	1,41
7,25	4,68	3,74	3,29	2,91	2,33	1,79	1,38
7,5	4,60	3,67	3,24	2,84	2,29	1,74	1,34

Bei Verwendung dieses Modells würden die Preiszonen an jedem Tag von neuem auf Grundlage der veröffentlichten Spotmarktpreise gebildet und im Anschluss an den Kunden übermittelt werden.

2.6.4. Erweiterung: Dynamische EEG-Umlage

Bei der Ermittlung der monetären Potentiale wurde zusätzlich die dynamische EEG-Umlage als Faktor untersucht. Diese wurde im Rahmen des Projektes von der Bundesnetzagentur vorgestellt und mit dieser diskutiert. Hierbei handelt es sich nicht um ein eigenes Preismodell wie die in Abschnitt 2.6.3 beschriebenen Tarifmodelle, sondern um eine mögliche Ergänzung, die zusätzliche Anreize zur Lastverschiebung schaffen würde.

Um auf dem deutschen Energiemarkt Anreize zur Lastverschiebung zu schaffen, wurde von der Bundesnetzagentur der Vorschlag unterbreitet, statt wie bisher eine statische EEG-Umlage eine dynamische Umlage zu schaffen. Bei dieser Umlage wäre die Höhe nicht wie bisher einmal für jedes Jahr zu bestimmen, sondern lediglich ein Faktor, der für die Höhe der neuen EEG-Umlage ausschlaggebend ist. Mit diesem Faktor wäre der Spotmarktpreis in jeder Stunde des Tages zu multiplizieren um die tatsächliche EEG-Umlage für diese Stunde zu erhalten. In der Folge würde der Strompreis der Kunden nicht nur durch Angebot und Nachfrage am Spotmarkt schwanken, sondern zusätzlich durch die schwankende EEG-Umlage. Dadurch ergäbe sich eine enorme Hebelwirkung. Der Anreiz, Lastverschiebungen durchzuführen, würde steigen und damit dem Projekt Happy Power Hour entgegenkommen.

In Abbildung 22 ist die Auswirkung der Dynamisierung der EEG-Umlage beispielhaft an dem Preisverlauf zweier Tage dargestellt.

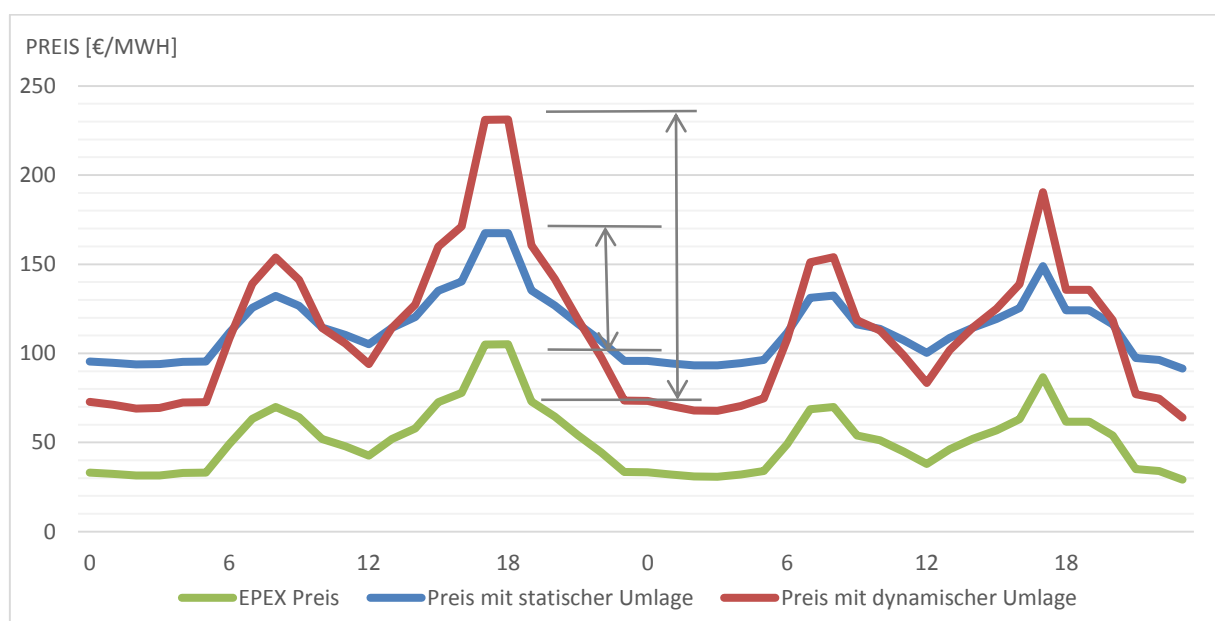


Abbildung 22: Auswirkung der dynamischen EEG-Umlage, 06.-07.05.2014 [11]

Der Spread zwischen 18 Uhr und 0 Uhr liegt bei der bisherigen statischen EEG-Umlage in diesem Beispiel bei 71,67 €. Durch die dynamische EEG-Umlage steigt der Preisunterschied auf 157,67 €. Der Anreiz, Lasten von teuren in günstigere Stunden zu verschieben, wird dadurch deutlich vergrößert [11].

2.6.5. Bewertung der Preismodelle aus Kundensicht

Bei der monetären Potentialermittlung wurde sowohl die bisherige, statische EEG-Umlage, als auch die von der Bundesnetzagentur geplante, dynamische EEG-Umlage berücksichtigt und verglichen. Wie erwartet stiegen die monetären Einsparpotentiale der Unternehmen mit hohem Lastverschiebungspotential deutlich mit dem Einsatz der dynamischen EEG-Umlage. Eine detaillierte Betrachtung erfolgt in den nächsten Abschnitten. Dabei ist aber zu beachten, dass es sich bei den betrachteten Erlöspotentialen um ein technisches Potential handelt. Innerhalb jedes Betriebs gibt es in der Praxis immer weitere Restriktionen wie z.B. des

Arbeitsschutzes, Arbeitszeiten oder der Prozessabläufe des Unternehmens, welche das hier exemplarisch gezeigte Potential einschränken.

2.6.5.1. Preismodell 1

Das Stundenpreismodell wurde auf das monetäre Einsparpotential untersucht. Dabei wurden verschiedene Annahmen getroffen. Abbildung 23 zeigt das Einsparpotential für vier Szenarien. In allen Fällen wurde als Strompreis des Kunden der Strompreis der EPEX Strombörse verwendet, zuzüglich einer EEG-Umlage. Netzentgelte sowie weitere Kostenbestandteile eines Industriekunden wurden vernachlässigt. Es sollte daher beachtet werden, dass die Anreize bei Berücksichtigung dieser Endpreisbestandteile niedriger ausfallen würden. Dies gilt demnach analog auch für das Einsparpotential.

Betrachtet wurde das gesamte Jahr 2013 unter den folgenden weiteren Annahmen: Eine Lastverschiebung beim Kunden ist nicht zu jeder Zeit möglich. In einigen Industrieunternehmen lassen sich große Lastverschiebungen nur während der Tageszeit vornehmen, da hier nur am Tage produziert wird. Dies wird durch den Einflussfaktor Lastverschiebung von 6-20 Uhr, bzw. von 0-24 Uhr, berücksichtigt. Außerdem kann nicht jeder Prozess eines Unternehmens um beliebig viele Stunden verschoben werden, diese Einschränkung wird mit dem Faktor maximaler Abstand berücksichtigt. Zu guter Letzt wird mit der maximalen Lastverschiebung in % angegeben, wie viel Prozent der gesamten Last eines Unternehmens überhaupt verschoben werden können. Nicht jeder Prozess ist flexibel genug um an der Lastverschiebung teilzunehmen.

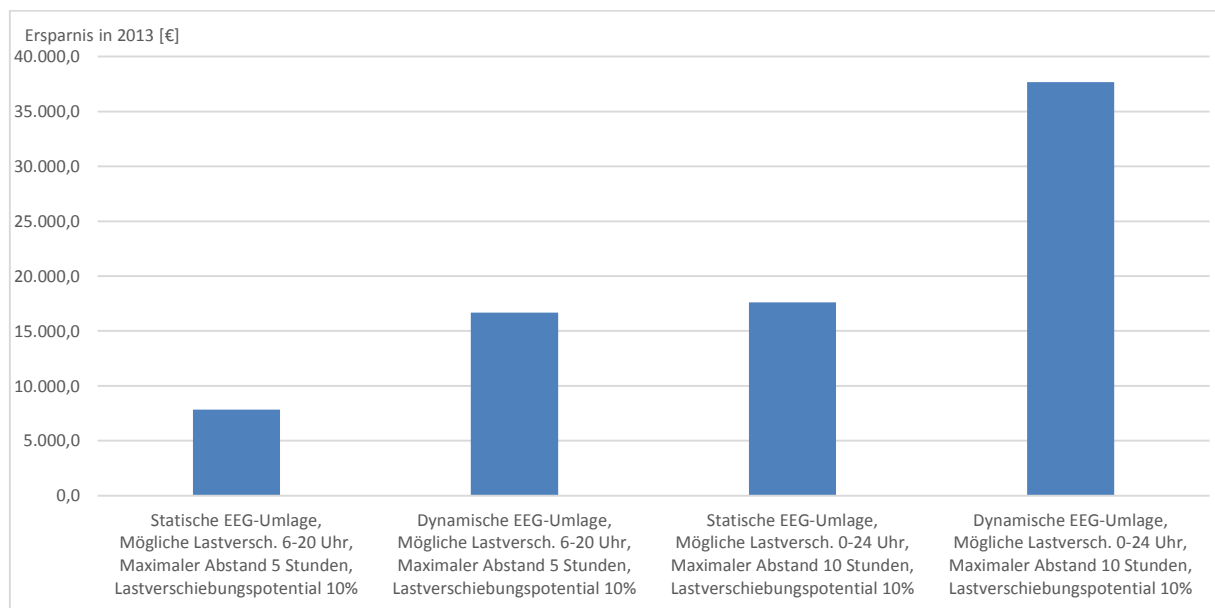


Abbildung 23: Einsparpotential mit dem Stundenpreismodell

Generell ist zu erkennen, dass die Berücksichtigung der dynamischen EEG-Umlage das Einsparpotential des Kunden ca. verdoppelt. Dies entspricht den Erwartungen, da die Spreads innerhalb eines Tages, und damit die Anreize zur Lastverschiebung, erheblich steigen. Eine Vergrößerung der Flexibilität durch höhere Abstände bzw. längere

Verschiebungszeiträume wirkt sich dabei auch erwartungsgemäß stark positiv auf das Erlöspotential aus.

2.6.5.2. Preismodell 2

Das statische Preismodell wurde ebenfalls auf ein monetäres Einsparpotential untersucht. Abbildung 24 zeigt die Einsparpotential für die vier Szenarien.

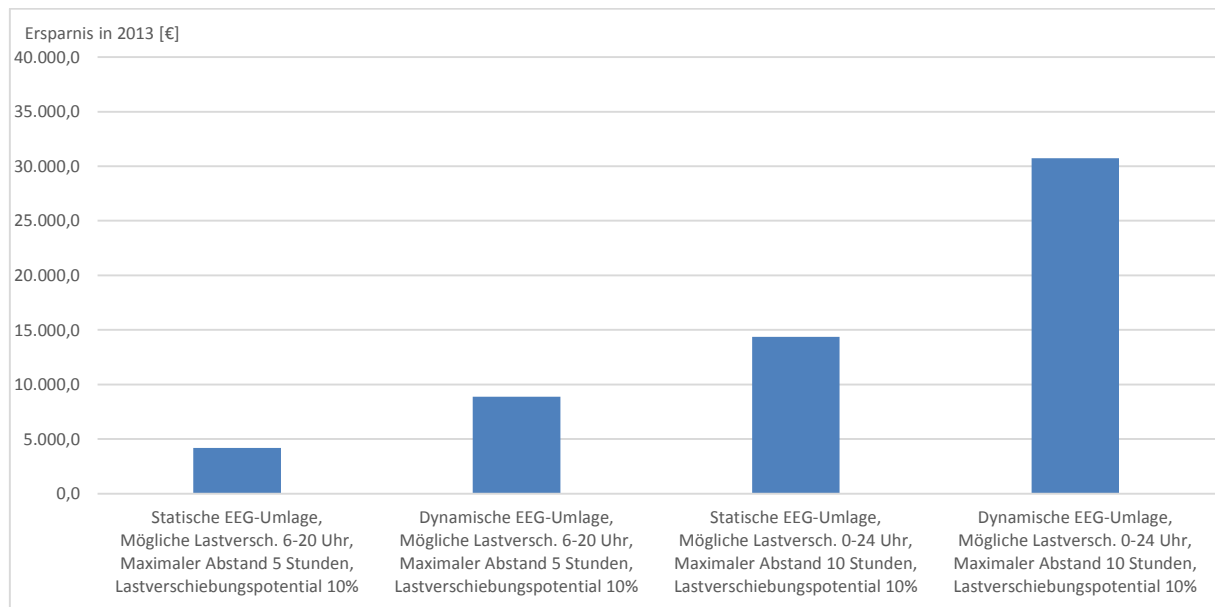


Abbildung 24: Einsparpotential mit dem statischen Preismodell

Die Ersparnis steigt, wie zu erwarten ist, mit dem Anteil der Stunden, innerhalb derer eine Lastverschiebung möglich ist. Ebenso lassen sich einige Prozesse nur um eine begrenzte Anzahl von Stunden verschieben, weshalb eine Verringerung des maximalen Abstands das Einsparpotential verringert. Insgesamt ist das Einsparpotential aber vorhanden, wobei dieses je nach den Umständen sehr klein ausfällt und daher nur bei einem automatisierten und kostengünstigen Einsatz des Verfahrens wirtschaftlich sein dürfte. Es fällt auf, dass das Potential wesentlich kleiner ist als im Stundenmodell. Aufgrund der großen Flexibilität, die das Stundenmodell bietet, ist auch das Einsparpotential deutlich größer.

2.6.5.3. Preismodell 3

Das dritte Preismodell mit dynamischer Preiszonenerstellung wurde ebenfalls auf Einsparpotentiale beim Kunden getestet. Es wurden die gleichen Einflussfaktoren wie beim Preismodell 2 gewählt. Abbildung 25 zeigt die Potentiale für zwei Modellszenarien. Auch hier sieht man einen Anstieg des Einsparpotentials mit der Einführung der dynamischen Umlage und bei größerer Flexibilität bzgl. der Lastverschiebungen im Unternehmen. Allerdings wirkt sich hier die Flexibilität nicht so stark aus, sondern die Anzahl der Preiszonen hat einen großen Einfluss. Diese wurde wie in der Beschreibung des Modells einmal mit Hilfe eines gleitenden Durchschnitts von 3 Stunden und einer Differenz zwischen diesen von 5% und einmal mit Werten von 2h und 4% Differenz gebildet. Je kleiner diese beiden Werte ausfallen, desto mehr Preiszonen werden gebildet, was sich wiederum positiv auf das Einsparpotential auswirkt. Dies entspricht den Erwartungen, denn reizt man diese beiden

Einflussfaktoren maximal aus, würden sich bei der dynamischen Blockbildung 24 Stundenblöcke ergeben, die dann das gleiche Ergebnis erzielen würden wie im Preismodell 1. Je nachdem, wie die beiden Faktoren gleitender Durchschnitt und Differenz gewählt werden, kann man also eine für das Unternehmen optimale Stufe zwischen dem statischen Preismodell 2 und dem Stundenmodell finden. Auch hier hat die dynamische EEG-Umlage einen enormen Einfluss und kann das Potential um ein Vielfaches vergrößern.

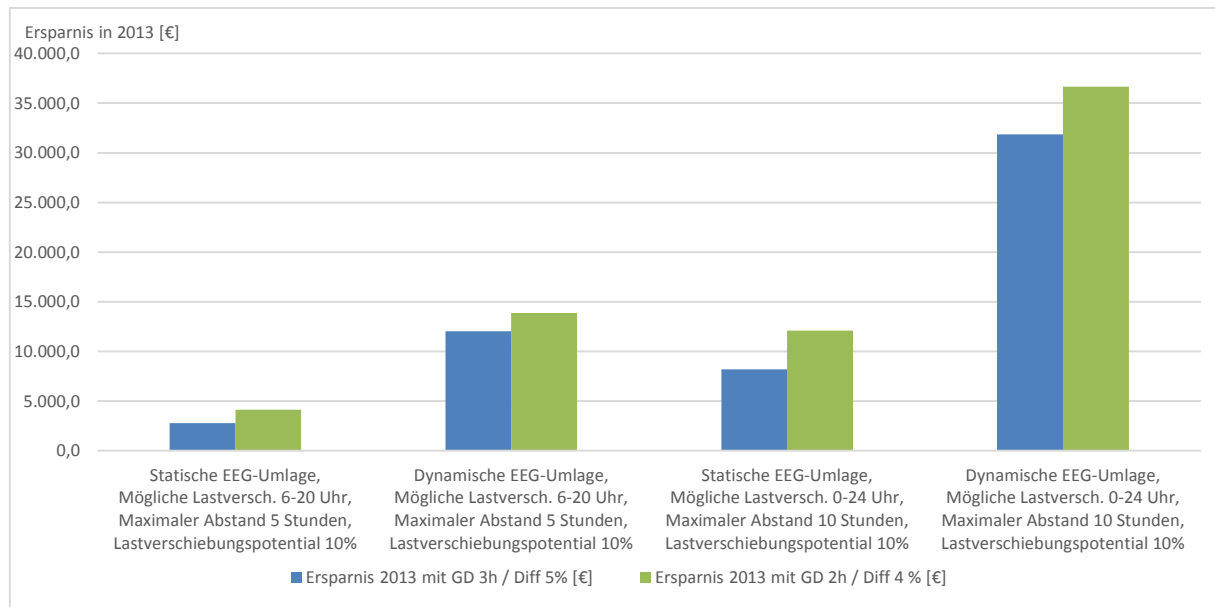


Abbildung 25: Einsparpotential mit dem dynamischen Preismodell

2.7. AP 7: Feldtests

Bei der Vorbereitung der Feldtestuntersuchungen haben sich einige Verzögerungen ergeben, die im Folgenden erläutert werden. Außerdem wird auf die wichtigsten Erkenntnisse der Feldtests in den beteiligten Unternehmen eingegangen.

Durch den in Abschnitt 2.8.1 beschriebenen Ausstieg der Exor Deutschland GmbH aus dem Konsortium kam es zu Verzögerungen in der Vorbereitung der Feldtestuntersuchungen, die der neue Projektpartner, NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH, nach Erhalt des Zuwendungsbescheides durch einen verstärkten Personaleinsatz nur teilweise aufholen konnte. So kam es aufgrund der Verzögerungen, die sich durch die Beantragung und Genehmigung des Projektpartnerwechsels ergeben haben, zu einem Stillstand in der Vorbereitung der Feldtests. Durch den Wechsel mussten sich neue Mitarbeiter erst in das Projekt, die Industriepartner und die Anlagentechnik vor Ort einarbeiten. Die dafür notwendige Zeit fehlte am Ende der Projektlaufzeit für die Durchführung der Feldtestuntersuchungen.

2.7.1. Ergänzungsvereinbarung zum bestehenden Stromliefervertrag

Um den Unternehmen einen Anreiz zu geben, im Feldtest möglichst realitätsnah mit Lastverschiebungsmaßnahmen auf die dynamischen Preisanreize zu reagieren, wurde vereinbart, den dynamischen Strompreis auch tatsächlich für die Abrechnung zu verwenden. Dadurch können auch weitere Abläufe, beispielsweise bei der Rechnungslegung des

Stromhändlers, bereits auf die Tauglichkeit für ein dynamisches Strompreissystem getestet werden. Um die neue Abrechnung zu ermöglichen, wurde zwischen der WSW und zwei der Industrieunternehmen Ergänzungsvereinbarungen zum bestehenden Stromliefervertrag abgeschlossen. Diese bilden die rechtliche Grundlage für die neuen dynamischen Tarifabrechnungen und legen fest, dass sämtliche Mehr- oder Mindereinnahmen im Abschluss an den Feldtest wieder ausgeglichen werden. Auch die Möglichkeit, einen zusätzlichen Tarif mit einer dynamischen EEG-Umlage zu testen wurde im Rahmen der Ergänzungsvereinbarung zum bestehenden Stromliefervertrag vereinbart.

Eines der Industrieunternehmen hat die Ergänzungsvereinbarung zum bestehenden Stromliefervertrag nicht unterzeichnet, da firmenintern Bedenken bezüglich des daraus entstehenden Aufwandes in der Buchhaltung bestehen.

Die neue Abrechnung bezieht sich ausschließlich auf die flexiblen, im Feldtest untersuchten Prozesse der Industrieunternehmen. Dazu werden separate Leistungsmessungen vor den jeweiligen Prozessen verwendet, deren Werte von der konventionellen registrierenden Leistungsmessung (RLM) der Unternehmen subtrahiert werden. Für die anderen Prozesse der Unternehmen gilt weiterhin das bisherige konventionelle Abrechnungsverfahren.

2.7.2. Memorandum of Understanding mit der Bundesnetzagentur

Im Rahmen der Feldtestuntersuchungen sollte neben den entwickelten Tarifmodellen auch die Wirkung der dynamischen EEG-Umlage getestet werden. Dazu wurde zeitweise an statt der statischen EEG-Umlage die vorgeschlagene dynamische EEG-Umlage, welche über einen Multiplikator an den EPEX-Spotmarktpreis gebunden ist, übermittelt. Um sowohl diese Untersuchungen zu ermöglichen als auch den Austausch der Daten und Untersuchungsergebnisse mit der Bundesnetzagentur zu regeln, wurde zwischen den Antragstellern und der Bundesnetzagentur ein Memorandum of Understanding unterzeichnet. In diesem Dokument sind auch Vereinbarungen zur Veröffentlichung der Ergebnisse enthalten.

2.7.3. Evaluation der verschobenen Leistung – Baseline-Verfahren

Zur Untersuchung und Bewertung der Effekte eines Demand-Response-Programmes bedarf es Methoden, um einen Vergleichslastgang „vor“ der Verschiebung zu ermitteln. Da bei den meisten Prozessen kein geplanter Lastverlauf vorliegt, mit dem der realisierte Lastverlauf dann verglichen werden könnte, muss die Auswirkung eines Demand-Response-Programmes auf anderem Wege untersucht werden. Zu diesem Zwecke haben sich sogenannte Baseline-Verfahren etabliert. Dabei wird, je nach Verfahren, auf unterschiedlichen Wegen ein unverschobener Vergleichslastgang errechnet. Bei der Auswahl der richtigen Baseline-Methode ist auf die drei Punkte Genauigkeit, Einfachheit und Integrität zu achten, insbesondere wenn sie nicht nur zur Evaluation eines Programmes, sondern auch zur Abrechnung, etwa zwischen flexiblen Verbrauchern und Netzbetreibern, verwendet werden soll [12].

In Abbildung 26 ist das Beispiel einer Baseline mit 10-Tages-Durchschnitt gezeigt. Dies beruht auf dem Prinzip, für jede Stunde den Durchschnitt der Verbräuche aus den vergangenen 10 Tagen des gleichen Wochentages zu bilden. Für einen Mittwoch, für die

Stunde von 00-01 Uhr zum Beispiel wird der Durchschnitt aller Verbräuche in diesem Zeitraum für die vergangenen 10 Mittwoche gebildet. Eine solche Baseline eignet sich für Prozesse, welche eine große Regelmäßigkeit aufweisen, beispielsweise Produktionsprozesse, die in den gleichen Schichten ähnlich produzieren und an den gleichen Wochentagen Produktionsunterbrechungen aufweisen. Durch die Durchschnittsbildung über eine größere Zahl von Tagen können so zufällige Schwankungen im Energiebezug ausgeglichen werden und ein typischer Verbrauchslastgang wird gebildet. Dieser, in Abbildung 26 als 10-Tage-Baseline bezeichnet, bietet die Grundlage, um die Auswirkung einer Lastverschiebung zu untersuchen. Der in grün dargestellte Verlauf der Arbeit nach der Lastverschiebung kann von der Baseline subtrahiert werden, um die Änderung des Verbrauchsverhaltens zu beschreiben.

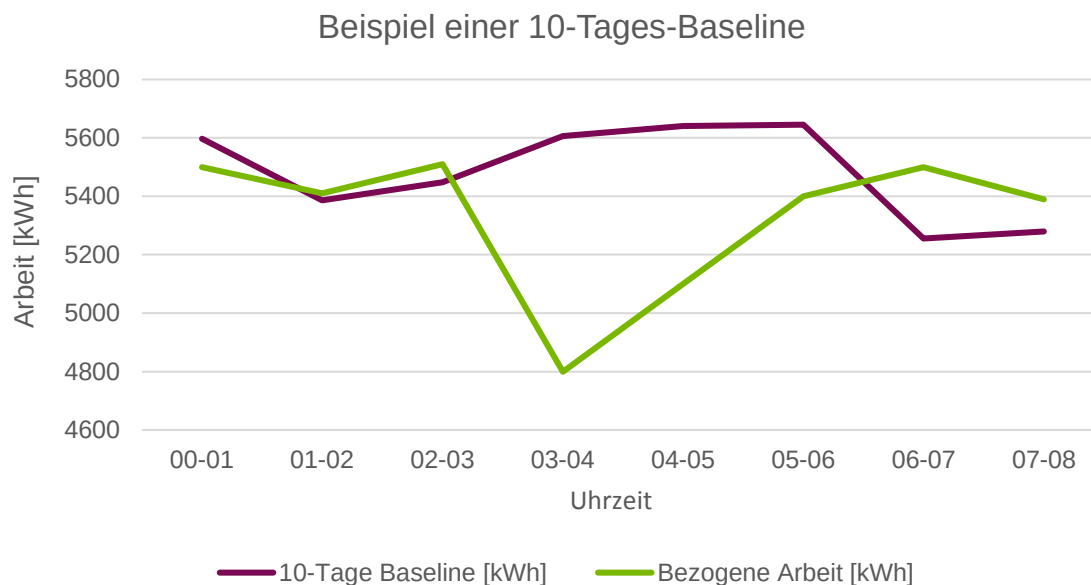


Abbildung 26: Beispiel einer 10-Tages-Durchschnitts-Baseline, nach [13]

Bei Prozessen, die keine wochentägliche Regelmäßigkeit aufweisen, müssen andere Baseline-Methoden verwendet werden. Soll beispielsweise eine Klimaanlage beschrieben werden, deren Arbeitsweise hauptsächlich von der Außentemperatur und nicht von zeitlichen Regelmäßigkeiten abhängig ist, kann zum Vergleich der Durchschnitt von unterschiedlichen Tagen mit derselben Temperatur in der jeweiligen Stunde gebildet werden. Auch andere Parameter, wie Speicherfüllstände, Lagermenge, oder Produktionszeiten können Einfluss in eine individuelle Baseline finden.

Wichtigstes Kriterium bei der Anwendung einer individuellen Baseline ist die Genauigkeit, denn das Ergebnis dieses Vergleiches muss von hoher Genauigkeit sein, welche Abweichung im Lastbezug das Ergebnis einer gezielt angeregten Lastverschiebungsmaßnahme ist und welche aufgrund anderer Faktoren wie Produktions- oder Temperaturschwankungen zustande kommen.

2.8. AP 8: Projektkoordination

Die Projektkoordination wurde entsprechend der Planung im Berichtszeitraum durch die BUW vorgenommen.

2.8.1. Wechsel eines Projektpartners

Aufgrund des im Vorfeld nicht vorhersehbaren Ausscheidens dreier Mitarbeiter bei der EXOR GmbH, welche wesentlich für das Gelingen des Projektes waren, haben sich im Oktober 2014 Anpassungsbedarfe in der Projektpartnerstruktur ergeben. Die EXOR GmbH konnte unter den gegebenen Umständen eine adäquate Erfüllung ihrer im Projekt durchzuführenden Arbeitsteile nicht gewährleisten und musste sich dazu entschließen, aus dem Projekt auszusteigen. Gemeinsam mit der EXOR GmbH wurde nach einem entsprechenden Partner gesucht, welcher die Aufgaben übernehmen kann. So wurde schließlich die Wuppertaler Firma NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH als Projektpartner vorgeschlagen.

Wie in der Kooperationsvereinbarung festgehalten, wurden die Partner, die Bewilligungsbehörde und der Projektträger ETN möglichst frühzeitig darauf aufmerksam gemacht und schließlich nach Absprache für den angedachten Wechsel des Projektpartners am 22. Oktober 2014 ein Antrag auf Wechsel eines Projektpartners beim zuständigen Projektträger ETN Jülich gestellt. Zusätzlich wurde von der NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH ein eigener Antrag auf Gewährung von Zuwendung im Programm „Rationelle Energieverwendung, regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw)“ gestellt. Dieser wurde am 03. Februar 2015 von der Bezirksregierung Arnsberg bewilligt.

Das Unternehmen NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH hat mit diesem positiven Änderungsbescheid den Zuwendungsbescheid über eine Projektförderung der EXOR GmbH vom 16. Dezember 2013 in vollem Umfang übernommen. Alle mit dem Zuwendungsbescheid einhergehenden Rechte und Pflichten sind mit dem Wechsel des Projektpartners von der EXOR GmbH auf die NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH übergegangen.

Als Zuwendung für die NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH standen lediglich die Mittel aus dem Zuwendungsbescheid zur Verfügung, welche bis zum Zeitpunkt des Wechsels des Projektpartners nicht im Rahmen der Arbeit in den spezifischen Arbeitspaketen verausgabt und durch die EXOR GmbH abgerufen wurden. Im Zuge dessen und aufgrund der relativ geringen Höhe der bis dato aufgelaufenen Zuwendung, verbunden mit einem für die EXOR GmbH relativ hohem Aufwand für den Mittelabruf, hat die EXOR GmbH mit dem Schreiben vom 16.12.2014 an die Bezirksregierung Arnsberg auf den Abruf der Zuwendung verzichtet. Durch diesen Verzicht auf bereits bewilligte Fördermittel wollte die EXOR GmbH den Wechsel des Projektpartners möglichst schnell ermöglichen, um den weiteren Projektverlauf nicht weiter zu verzögern.

Die EXOR GmbH hat sich darüber hinaus dazu verpflichtet, die in der Kooperationsvereinbarung festgehaltenen Vereinbarungen, insbesondere zu Punkt 7 (Vertrauliche Behandlung/Veröffentlichungen) und Punkt 8 (Dauer der Kooperationsvereinbarung) als ausscheidender Partner im vollem Umfang einzuhalten.

Für die erfolgreiche Fortführung des Projektes waren dennoch einige Änderungen notwendig. So wurden die durch die EXOR GmbH kalkulierten Arbeits-, Zeit- und Ausgabenpläne auf die Belange des neuen Projektpartners (NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH) angepasst. Im Vergleich zum ursprünglichen Verwertungsplan haben sich jedoch keine Änderungen ergeben, welche sich maßgeblich auf die Projektkosten und die Projektlaufzeit ausgewirkt haben. Die einzelnen Arbeitspakete wurden lediglich an den bisherigen Projektverlauf angepasst. Inhaltliche Änderungen in der Zielstellung haben sich nicht ergeben. Die durch den Wechsel des Projektpartners unvermeidlichen Verzögerungen haben sich negativ auf die Vorbereitung des Feldtests ausgewirkt, wie in Abschnitt 2.7 beschrieben.

Die für die Durchführung des Projektes geplanten Arbeitsinhalte in den einzelnen Arbeitspaketen der EXOR GmbH (vornehmlich AP 4) wurden im vollem Umfang vom neuen Projektpartner NetSystem Netzwerk und Systemtechnik GmbH übernommen, so dass das Projekt erfolgreich abgeschlossen werden konnte.

2.9. Identifizierte Hemmnisse für eine Flexibilisierung des Verbrauches

Im Rahmen der Untersuchungen der Flexibilitätsoptionen der Industrieunternehmen und der Erkenntnisse aus dem Feldtest sind zahlreiche Hemmnisse für eine Flexibilisierung des Verbrauches mittelständischer Unternehmen identifiziert worden.

2.9.1. Netznutzungsentgelte

Die bisherige Netznutzungsentgeltsystematik hemmt eine Flexibilisierung des Verbrauches, da die Netznutzungsentgelte, welche einen großen Anteil des Strompreises darstellen, maßgeblich auf dem Leistungspreis basieren. Das Unternehmen bezahlt also für die höchste im gesamten Abrechnungsjahr bezogene Durchschnittsleistung pro Viertelstunde. Industrieunternehmen mit flexiblen Verbrauchern sind deshalb seit langer Zeit bemüht, ihren Strombezug zu vergleichmäßigen und Leistungsspitzen zu verhindern. Dafür wurden teilweise extra Spitzenlastmanagementsysteme installiert, die bei einer drohenden Überschreitung der jährlichen Höchstlast einzelne leistungsstarke Verbraucher abschalten. Dies wirkt der Idee einer Lastverschiebung in günstige Zeiträume entgegen, denn dort ist es ja explizit das Ziel, möglichst viel Leistung in günstige Zeiträume zu verschieben, wodurch zusätzliche Leistungsspitzen entstehen können.

In diversen Studien werden deshalb unter anderem Ausnahmen in der Berechnung der Netznutzungsentgelte gefordert, zum Beispiel das nicht berücksichtigen von Lastanpassungen bei sehr hohen oder sehr niedrigen Strompreisen [14].

Auch die Änderung der Leistung durch einen Regelenergieabruf soll nach [14] künftig bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte keine Berücksichtigung mehr finden.

Besonders hemmende Wirkung haben die zahlreichen Ausnahmetatbestände bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte. Damit werden energieintensive Verbraucher subventioniert, die eine hohe Jahresdauerstundenzahl aufweisen oder einen großen Teil

ihrer Energie außerhalb der vom Netzbetreiber festgelegten Höchstlastfenster beziehen. Diese Anreize hatten in der Vergangenheit das Ziel, die konventionellen Kraftwerke besser auszulasten. Im Rahmen einer größeren Durchdringung der Netze mit volatil einspeisenden, dargebotsabhängigen Stromerzeugern werden durch diese Ermäßigungstatbestände Fehlanreize bewirkt.

2.9.2. Andere Strompreisbestandteile verringern Verlagerungsanreize

Betrachtet man lediglich die Preisentwicklung an der Strombörse, so zeigen sich im Tages- und Wochenverlauf deutliche Schwankungen. Diese Spreads könnte man durch die Verschiebung von flexiblen Lasten von teure in günstige Stunden ausnutzen. Allerdings ist der Börsenpreis nur einer von vielen Strompreisbestandteilen. In dem in Abbildung 27 dargestellten Beispiel für Industriekunden mit einer Versorgung über einen Mittelspannungsanschluss und einen Verbrauch von 160 MWh bis 20.000 MWh bei einer Abnahme zwischen 100k W/1.600 h und 4.000 kW/5.000 h werden lediglich 16,27% des Strompreises über die Börse bestimmt. Alle anderen Kostenbestandteile, wie zum Beispiel Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer sind gesetzlich vorgegeben bzw. reguliert.

Strompreisbestandteile für Industriekunden (ct/kWh)

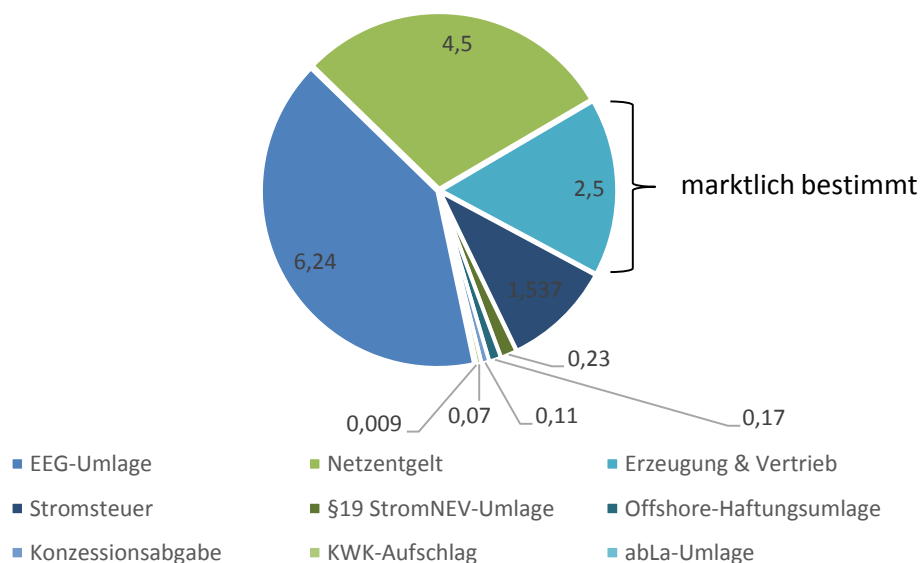


Abbildung 27: Zusammensetzung der Industriestrompreisbestandteile, Daten: [15]

Durch die Überlagerung des eigentlichen Preissignals durch statische Abgaben und Umlagen werden die Verlagerungsanreize prozentual verringert und verlieren damit an Attraktivität. Um dieses Hemmnis zu entschärfen wird diskutiert, die bislang statische EEG-Umlage an den dynamischen Börsenpreis zu koppeln. Über diese Dynamisierung würde der Verlagerungsanreiz mehr als verdoppelt [2].

2.9.3. IT-Infrastruktur in den Unternehmen

Sowohl zur Identifizierung von flexiblen Lasten mit potentiell großer Einsparung anhand von Daten aus Energiemanagementsystemen als auch zur Einbindung und Ansteuerung der Prozesse ist eine gut ausgestattete IT-Infrastruktur in den Industrieunternehmen von Vorteil.

Anlagen und Prozesse, welche beispielsweise bereits heute an zentrale Produktionsplanungs- und Steuerungssysteme angebunden sind oder über eine vernetzte Regelungs- und Steuerungsautomatik verfügen, lassen sich einfacher in ein solches Demand-Response-Programm einbinden als Anlagen, über die bislang keine Daten erfasst werden und die durch eine anlageneigene Hardware ohne Kommunikationsanbindung geregelt werden.

Die Untersuchung von Anlagen mittelständischer Industrieunternehmen im Rahmen der Potentialermittlung und des Feldtests im Laufe des Projektes haben allerdings gezeigt, dass noch ein großes Potential zur Vernetzung der Anlagen besteht. Um solche Prozesse in ein Demand-Response-Programm einzubinden, müssen Schnittstellen zur Anlagensteuerung über standardisierte Kommunikationsbusse geschaffen werden. Darüber hinaus sind viele Anlagen noch nicht an firmeninterne Datennetze angebunden, so dass teilweise zusätzliche Kommunikationsstrecken über Funktechnologien erforderlich sind.

2.9.4. Bilanzkreisabweichungen / Verbindlichkeit der Fahrplanmeldung

Der im Rahmen dieses Projektes vereinbarte Zeitablauf (siehe Kapitel 2.2) sieht vor, dass das Industrieunternehmen nach der Zusendung der Preisprognose mit einer Prognose für den Strombezug am kommenden Tag, also einer Fahrplanmeldung, antwortet. Auf Basis dieser Fahrplanmeldung würde der Energiehändler, wenn die zu beschaffenden Mengen nicht wie im Feldtest zu gering sind, am Day-Ahead Spotmarkt handeln und die entsprechenden Energiemengen beschaffen. Der Zeitablauf sieht nach dem Market Closing eine zweite Optimierung mit der Möglichkeit den Fahrplan anzupassen vor. Die daraus resultierenden Abweichungen muss der Energiehändler dann auf dem Intraday-Spotmarkt klären.

Da die Unternehmen der betrachteten Größenordnung bislang nicht verpflichtet sind Fahrplanmeldungen zu liefern, haben sie dementsprechend auch kein Know-How zur Erstellung solcher Fahrpläne aufgebaut.

Es muss außerdem noch definiert werden, wie mit Abweichungen von den gemeldeten Fahrplänen umgegangen wird. Bislang können Industrieunternehmen dieser Größenordnung einen beliebigen Strombezug realisieren, ohne explizit für Ausgleichsenergiekosten aufkommen zu müssen.

Die bisherigen Verbrauchsprognosen der Energiehändler stoßen an ihre Grenzen, sobald der Energiebezug nicht mehr im Tages- und Wochenrhythmus verläuft wie bisher, sondern aufgrund dynamischer Tarife dauerhaft wechselnde Profile aufweist. Es wird vermutet, dass bei einer großen Zahl dynamischer Kunden und einem hohen Automationsgrad, also vielen Prozessen die immer nach den gleichen Kriterien und Regeln über Lastverschiebungen entscheiden, das Verhalten bei dynamischen Tarifen prognostiziert werden kann. Die Genauigkeit dieser Prognose muss allerdings noch untersucht werden. Erreicht diese

Prognose eine ausreichende Güte, könnte auf die verbindliche Fahrplanmeldung durch den Kunden verzichtet werden, was den gesamten Prozessablauf deutlich vereinfachen würde.

2.9.5. Identifizierung von Potentialen durch fehlendes Energiemanagement erschwert

Die Identifizierung von flexiblen Lasten, die sich für eine Teilnahme an einem Demand-Response-Programm eignen, wird durch ein umfassendes Energiemanagementsystem erleichtert. So können schnell die Energieflüsse im Unternehmen analysiert und relevante Prozesse identifiziert werden. Insbesondere aus der Analyse historischer Verläufe des Strombezuges können allerdings Rückschlüsse auf jahreszeitliche Schwankungen, zum Beispiel bei Kühl-, Lüftungs- oder Heizprozessen, gezogen werden.

Viele mittelständische Industrieunternehmen haben allerdings entweder kein oder nur ein rudimentäres Energiemanagement implementiert, so dass zusätzlicher Aufwand zur Messung von Leistungen der Prozesse notwendig ist. Alle nicht-KMUs sind mittlerweile zu Energieaudits verpflichtet, wodurch die Identifizierung von Potentialen künftig vermutlich erleichtert wird.

2.9.6. Prognose des Energiebezugs ist oft schwierig

Um dem Energiehändler zu ermöglichen, die zu verschiebenden Strommengen am Day-Ahead Markt handeln zu können, wurde vereinbart, dass der Industriekunde auf die Spotmarktpreisprognose am Vortag mit einem Lastfahrplan, der die Lastverschiebung enthält, antwortet. Im Rahmen der Feldtestuntersuchungen hat sich allerdings ergeben, dass insbesondere bei kleinen mittelständischen Unternehmen, im Besonderen bei Prozessen mit einem mittleren oder niedrigen Strombedarf, eine Prognose über den Strombedarf teilweise nur mit großen Unsicherheiten und teilweise gar nicht erstellt werden kann. Die Ursachen sind die nicht exakt geplanten Betriebszeiten von Anlagen und die große geforderte Flexibilität in der Produktionsplanung, welche häufig auch kurzfristige Änderungen der Produktionsreihenfolge vorsieht.

Ein möglicher Lösungsansatz, um dieses Problem zu umgehen, wäre es, wenn die Antwort von einer größeren Zahl von Unternehmen auf einen dynamischen Tarif mit einer ausreichenden Güte vom Energiehändler prognostiziert werden könnte.

Um Fehler in einer solchen Lastprognose für alle teilnehmenden Kunden auszugleichen, wäre es auch denkbar, dass der dynamische Tarif eine zusätzliche kurzfristige Komponente (Critical Peak Price, CPP) bekommt. Über diese kurzfristigen zusätzlichen Anreize könnte der Energiehändler flexible, gut planbare Anlagen wie Kühlanlagen mit großen Speichermöglichkeiten anreizen, die Abweichungen in der Prognose im Rahmen eines aktiven Bilanzkreismanagements auszugleichen.

2.10. Veröffentlichungen & Präsentationen

2.10.1. Veröffentlichungen

Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Salomon, D.; Völschow, A.; Müller, C.; Stiebel, J.: „Happy Power Hour“ – Dynamische Strompreise für die mittelständische Industrie
VIK-Mitteilungen, Ausgabe 2/2014

Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.:

Happy Power Hour – Smart Grids als Smart Market Enabler

VDI-Ingenieurforum, Ausgabe 02/2014

Meese, J.; Dorsemagen, F.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Stiebel, J.; Stratmann, P.:

Happy Power Hour – Demand Response mit dynamischen Strompreisen für die mittelständische Industrie

Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2015)

Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Winkler, J.; Antoni, J.; Stiegler, M.; Friedrich, W.:

Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz

Tagungsband zur ETG-Fachtagung 145 „Von Smart Grids zu Smart Markets“, Kassel (2015)

Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Völschow, A.; Neuhaus, U.

Optimal use of Demand Response potentials in medium-sized industry using dynamic electricity tariffs

Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon (2015)

2.10.2. Präsentationen, Vorträge & Diskussionen

- 06.03.2014 Projektvorstellung & Austausch mit dem Projekt „Living Lab Energy & Environment“ aus Siegen im Landesumweltministerium, Düsseldorf
- 22.07.2014: Projektvorstellung & Austausch zu Demand Response, entelios AG München
- 28.07.2014: Projektvorstellung im Rahmen eines Gespräches beim Deutschen Städtetag, Berlin
- 12.08.2014: Projektvorstellung im Rahmen der Sommerakademie der Technischen Akademie Wuppertal, Wuppertal
- 26.08.2014: Projektvorstellung im Rahmen eines Vortrages für die Wirtschaftsunioren Remscheid, Remscheid
- 04.09.2014: Projektvorstellung im Rahmen des Kongresses „Herausforderung Energie – Kongress für Industrie, Handwerk und Dienstleistung“, Wuppertal
- 20.10.2014: Präsentation & Teilnahme an einer Diskussionsrunde zu DSM, VDE-Kongress 2014, Frankfurt
- 18.11.2014: Diskussion über Demand Response im Rahmen der EWI/FAZ Tagung „Energiewirtschaft im globalen Wandel“
- 09.12.2014: Diskussion der Projektergebnisse im Rahmen der Veranstaltung „Instrumente für eine klimafreundliche Gestaltung des Kraftwerkspark“ der EnergieAgentur.NRW, Berlin

- 05.03.2015: Diskussion der Projektergebnisse im Rahmen der „1. Jahreskonferenz von Smart Grids BW – „Flexibilität ist ein Produkt“, Mannheim
- 30.03.2015: Projektvorstellung im Rahmen einer Delegationsreise auf Einladung des türkischen Ministeriums für Wissenschaft, Industrie und Technologie, Ankara
- 18.03.2015: Präsentation der Projektergebnisse im Rahmen von Konsultationsgesprächen zu einem SINTEG-Konsortium, München
- 14.04.2015: Projektvorstellung im Rahmen eines Vortrages im Green Solutions Center, Hannover Messe 2015, Hannover
- 15.06.2015: Präsentation der Projektergebnisse im Rahmen der 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon

3. Ausblick auf das Folgeprojekt „Happy Power Hour II“

Im Rahmen der in diesem Projekt getätigten Untersuchungen sind zahlreiche Hemmnisse und Schwierigkeiten identifiziert worden, welche in dem geplanten Folgeprojekt „Happy Power Hour II“ adressiert werden. Der Schwerpunkt des Folgeprojektes wird die Standardisierung der Abläufe sowie der Hard- und Software sein. Untersucht werden sollen unter anderem die folgenden Fragestellungen:

3.1. Quick-Check Demand Response Potential

Eine Systematik soll entwickelt werden, die mit möglichst geringem Aufwand und größtenteils aufbauend auf bereits vorliegenden Messwerten eine Abschätzung über das Lastverschiebungspotential erlaubt. Nur die von diesem Algorithmus als lohnenswert identifizierten Prozesse eines Unternehmens sollen im Folgenden näher untersucht werden. Die besondere Herausforderung besteht dabei darin, ein Verfahren zu etablieren, welches für eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Prozesse geeignet ist und mit möglichst wenigen Eingangsdaten auskommt.

Aufbauend auf Erkenntnissen aus dem Vorgängerprojekt soll eine Vielzahl an unterschiedlichen Prozessen in mittelständischen Unternehmen untersucht werden. Die Funktionsweise der zu entwickelnden Quick-Check-Systematik wird somit mit den manuell erfassten Ergebnissen verifiziert werden können.

3.2. Clusteranalyse Demand Response Potential

Um künftig nicht für jeden Prozess mit hohem individuellen Aufwand das Erlöspotential ermitteln und entsprechende Optimierungsalgorithmen entwickeln zu müssen, sollen relevante Lasten in Cluster, die Prozesse mit ähnlichen Eigenschaften gruppieren, eingeteilt werden. Für jeden Cluster wird eine Erlössimulation entwickelt, so dass neue Prozesse schnell auf ihr Erlöspotential untersucht werden können.

Außerdem wird für jeden Prozesscluster ein Optimierungsalgorithmus entwickelt, der unter Beachtung der prozesstypischen Parameter die Laufzeit eines Prozesses in Bezug auf die Minimierung der Strombezugskosten optimiert. Bei der Einbindung eines neuen Prozesses in

ein solches Demand-Response-Programm muss anschließend ausschließlich der entsprechende Cluster-Algorithmus parametrisiert werden.

3.3. Prognose der Kundenreaktion auf ein dynamisches Strompreissignal

Der Stromhändler muss nach wie vor in der Lage sein, die benötigten Energiemengen am Markt zu beschaffen. Soll nun über einen dynamischen Tarif ein Teil der bezogenen Energiemenge zeitlich verschoben werden, so ist bislang eine verbindliche Fahrplanmeldung durch den Industriekunden vorgesehen. Dadurch steigt der Aufwand in der Abwicklung und einige erst kurzfristig planbare Prozesse können nicht eingebunden werden. Im Rahmen dieses Arbeitspaketes soll untersucht werden, inwieweit die Reaktion der Industriekunden auf ein dynamisches Strompreissignal prognostiziert werden kann. Hilfreich ist dabei, dass ein großer Teil aller Prozesse automatisiert angesteuert wird und somit häufig mit ähnlichen Reaktionen gerechnet werden kann.

Sollte eine Prognose mit ausreichender Güte erreicht werden, kann auf die verbindliche Meldung eines Fahrplanes durch die Kunden an den Stromhändler verzichtet werden.

3.4. Mögliche Quellen für das Preissignal

Dieses Arbeitspaket untersucht theoretisch und simulatorisch die Auswirkungen sowohl der Nutzung anderer Quellen als das vorrangig verwendete Day-Ahead-Spotmarktpreissignal als auch die Dynamisierung weiterer Preisbestandteile, wie beispielsweise der EEG-Umlage oder der Netznutzungsentgelte.

3.5. Weiterentwicklung der IKT & MSR-Technik

Die Übertragung der Preis- und Lastinformationen sowie die Ansteuerung der flexiblen Prozesse soll aufbauend auf einer sicheren und kostengünstigen IKT-Infrastruktur mit geringen Investitionen in zusätzliche Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR-Technik) ermöglicht werden.

3.6. Feldtest dynamischer Strompreis

In Feldversuchen in zahlreichen Partnerunternehmen werden die zu entwickelnden Systematiken und Algorithmen untersucht. Dazu sollen einmalig manuell die Lastverschiebungspotentiale für alle Unternehmen bestimmt werden, um die Ergebnisse des Quick-Checks verifizieren zu können.

Auch die entwickelten Optimierungsalgorithmen pro Cluster werden anschließend ebenfalls in umfangreichen Feldtests untersucht.

3.7. Kundenakzeptanz

Für die Akzeptanz sowie eine optimale und intensive Nutzung des Produktes kommt der Interaktion zwischen Anbieter und Nutzer schon bei der Produktgestaltung eine besondere Bedeutung zu. Zu untersuchen sind dabei die differenzierten Anforderungen, die Industriekunden an einen dynamischen Stromtarif stellen, insbesondere im Hinblick auf Komplexität und Struktur des Tarifes.

4. Kooperationen mit anderen Projekten und Einrichtungen

Mit dem ebenfalls durch das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW geförderten Projekt „Living Lab Energy & Environment“ der Universität Siegen besteht ein Austausch. Dazu fand zu Beginn der beiden Projekte ein gemeinsames Treffen der Akteure beider Projekte statt.

Eine intensive Kooperation besteht mit der Bundesnetzagentur (BNetzA), welche das Modell einer dynamischen EEG-Umlage vorgestellt hat. Die BNetzA regte an, in den im Rahmen dieses Projektes durchzuführenden Feldtests zeitweise die dynamische EEG-Umlage zu erproben, um so Erfahrungen bezüglich der Auswirkung sammeln zu können. Für das Projekt Happy Power Hour werden aus einer dynamischen EEG-Umlage positive Effekte vermutet, weil durch die Dynamisierung die Preisunterschiede zwischen den teuersten und günstigsten Stunden vergrößert und damit der Anreiz einer Lastverschiebung erhöht wird. Durch die konstruktive Zusammenarbeit der Antragssteller mit der BNetzA wird die Hebelung des Lastverschiebungsanreizes in simulatorischen Untersuchungen sowie in den Feldtests untersucht werden können.

Um die BNetzA in die bestehende Projektstruktur als assoziierten Partner zu integrieren wurde ein Memorandum of Understanding zwischen allen Projektbeteiligten sowie der BNetzA erarbeitet. Dieses definiert die Rolle der BNetzA und regelt Fragen rund um die Veröffentlichung der erzielten Ergebnisse und die Vertraulichkeit von Messwerten und anderen Daten

5. Ergebnisse aus der Literatur

Die Recherchen im Berichtszeitraum ergaben keine neuen Forschungsergebnisse von dritter Seite mit direkter Auswirkung für das Projekt. Es gibt allerdings einige Studien, die sich mit Lastverschiebungspotentialen beschäftigen, wie z.B.

L. Karg, A. von Jagwitz, G. Baumgartner, M. Wedler, K. Kleine-Hegermann, C. Jahn (B.A.U.M. Consult GmbH in Zusammenarbeit mit der Salzburg AG):

Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale

München/Salzburg, November 2013

Gils, H.C.:

Assesment of the theoretical demand response potential in Europe

Energy Nr. 67 (2014), Seiten 1-18

Kouzelis, K.; Diaz de Cerio Mendaza, I.; Bak-Jensen, B.:

Probabilistic quantification of potentially flexible residential demand

2014 IEEE PES General Meeting, Conference & Exposition, National Harbour, USA, 2014

Schäfers, H.

Bestimmung und Verortung von Demand Side Integration Potenzialen im urbanen Raum mit Hilfe Amtlicher Liegenschaftskatasterinformationssysteme (ALKIS)

VDE-Kongress 2014, Frankfurt am Main, 20.10.2014

Graßl, M.; Reinhart, G.:

Evaluating measures for adapting the energy demand of a production system to volatile energy prices

Proceedings of the 21st Conference of Life Cycle Engineering (CIRP), 2014

Hillemacher, L.:

Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden

Dissertation, Karlsruher Instituts für Technologie, Karlsruhe, 2014

Atabay, D.; Dornmair, R.; Hamacher, T.; Keller, F.; Reinhart, G.:

Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Fabriken

13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2014

Zur auch im Projekt untersuchten Idee einer dynamischen EEG-Umlage gab es folgende Veröffentlichung:

Nabe, C.; Bons M.:

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage – Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Kurzstudie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin, 2014

Einige Studien beschäftigen sich allgemein mit den Einflüssen von Demand-Response-Programmen auf Verteilnetze und den Auswirkungen auf die Kunden, unter anderem:

Rui, H.; Wellssow, W.; Hauße, P.:

Applying the smart grid metrics framework to assess demand side integration in LV grid congestion management

CIREC Workshop, Rom, 11.06.2014

Bae, H.; Yoon, J.; Lee, Y.; Kim, T.; Yu, J.; Cho, S.:

User-Friendly Demand Side Management for Smart Grid Networks

International Conference on Information Networking (ICOIN), 10.02.2014

Gelazanskas, L.; Gamage, K.:

Neural Network Based Real-Time Pricing in Demand Side Management for Future Smart Grid

International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014), 08.04.2014

Gruber, A.; Biedermann, F.; von Roon, S.:

The Merit Order of Demand Response in Industry

ENERDAY - 9TH Conference on energy economics and technology, Dresden/Germany, 11.04.2014

Mauser, I.; Schmeck, H.:

Tarife zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Haushalten mit Energiemanagementsystemen

VDE-Kongress 2014, Frankfurt am Main, 20.10.2014

Nolan, S.; O'Malley, M.; Hummon, M.; Kiliccote, S., Ma, O.:

A Methodology for Estimating the Capacity Value of Demand Response

PES General Meeting, Conference & Exposition, National Harbor, USA, 2014

Siano, P.:

Demand response and smart grids – A survey

Renewable and Sustainable Energy Reviews 30 (2014), Seiten 461-478

Ting, L.; Yingxin, X.; Fengyu, W.; Yin, L.; Gang, D.; Chen, F.:

Design of Demand Response Analysis Control Architecture Based on Multi-Agent Technology

International Conference on Computer Science and Service System (CSSS 2014), Bangkok, Thailand, 13.06.2014

Moghaddasian, M.; Yaghmaee, M.H.:

Demand Response Management, Passing Through The Challenges

CIREN Workshop, Rom, Italien, 11.06.2014

Mahmood, A.; Ullah, M.N.; Razzaq, S.; Basit, A.; Mustafa, U.; Naeem, M.; Javaid, N.:

A New Scheme for Demand Side Management in Future Smart Grid Networks

5th International Conference on Ambient Systems, Networks and Technologies (ANT-2014), Hasselt, Belgien, 2014

Pipattanasomporn, M.; Kuzlu, M.; Rahman, S.; Teklu, Y.

Load Profiles of Selected Major Household Appliances and Their Demand Response Opportunities

IEEE Transactions on Smart Grids, 2014, Seiten 742-750

SÆLE, H.; FOOSNÆS, J.A.; KRISTOFFERSEN, V.; Nordal, T.E.; Grande, O.S.; Bremedal, B.A.

Network tariffs and energy contracts with incentives for demand response

CIREN Workshop, Rom, Italien, 11.06.2014

Bae, H.; Yoon, J.; Lee, J.; Kim, T.; Yu, J.; Cho, S.:

User-Friendly Demand Side Management for Smart Grid Networks

International Conference on Information Networking (ICOIN), Phuket, Thailand, 10.02.2014

Beister, D.:

Einbindung dezentraler Energiesysteme von Smart Homes und Smart Buildings in virtuelle Kraftwerke als Bestandteil der Energiewende

VDE-Kongress 2014, Frankfurt am Main, 20.10.2014

Kays, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.; Raasch, J.; Weber, C.:

Berücksichtigung preiselastischer Lasten und Einspeisungen in der Verteilnetzplanung

VDE-Kongress 2014, Frankfurt am Main, 20.10.2014

Vardakas, J.S.; Zorba, N.; Verikoukis, C.V.:

A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms

IEEE Communications Surveys & Tutorials, Volume 17, Issue 1, 2014

IIE Group / UPV:

Report on the flexibility assessment

Final Report of the Project „Demand Response in Industrial Production“, 2014

Hongyu, W.; Shahidehpour, M.; Alabdulwahab, A.; Abusorrah, A.:

Demand Response Exchange in the Stochastic Day-Ahead Scheduling With Variable Renewable Generation

IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 6, No. 2, 2015

Liebe, A.; Wissner, M.:

Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverschiebung im Haushaltsbereich

Studie für das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, Baden-Württemberg und das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Baden-Württemberg, 2015

Nekouei, E.; Alpcan, T.; Chattopadhyay, D.:

Game-Theoretic Framework for Demand Response in Electricity Markets

IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, No. 2, 2015

Darüber hinaus gab es einige Studien, welche sich mit Flexibilitäten im Stromsystem allgemein beschäftigten, wie zum Beispiel:

Deutsche Energie-Agentur (dena):

dena Ergebnispapier: Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung.

Deutsche Energie-Agentur (dena):

dena Ergebnispapier: Marktrolle und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem.

Deutsche Energie-Agentur (dena):

dena-Analyse „Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt“

Berlin, 2014

Union of the Electricity Industry – EURELECTIC aisbl:

Designing fair and equitable market rules for demand response aggregation

A eurelectric paper, 2015

6. Literaturverzeichnis

- [1] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland,“ München, 2010.
- [2] Agora Energiewende, „Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage - Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage,“ Berlin, 2014.
- [3] F. Sensfuß und M. Ragwitz, „Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel,“ Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2007.
- [4] European Power Exchange (EPEX SPOT SE), „Day-Ahead Spotmarktdaten,“ 2014.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch),“ Berlin, 2015.
- [6] P. Götz, T. Kurth und T. Lenck, „Auswirkungen der EEG-Novelle 2014 auf die Strompreise,“ Berlin, 2014.
- [7] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft, Stuttgart: Springer, 2006.
- [8] H. R. und L. T., Die Auswirkung der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken, Wien, 2012, Diskussionspapier.
- [9] J. Neubarth, „Negative Strompreise: Wer zahlt die Zeche?,“ *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 13, p. 26, 2010.
- [10] J. Rohmen, „Einflussfaktoren des Spotmarktpreises und Korrelationsermittlung,“ in *Seminar im Master-Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen Energiemanagement: Aktuelle Fragen der Energietechnik, Energiewirtschaft und Energiepolitik*, Wuppertal, 2014.
- [11] J. Meese, F. Dorsemagen, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, J. Stiebel und P. Stratmann, „Happy Power Hour – Demand Response mit dynamischen Strompreisen für die mittelständische Industrie,“ in *Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, Berlin, 2015.
- [12] EnerNOC Inc., „The Demand Response Baseline,“ Boston, 2011.

- [13] Southern California Edison, „10-Day Average Baseline and "Day-Off" Adjustment,“ [Online]. Available: https://www.sce.com/wps/wcm/connect/c47fe131-45a5-4456-b3ad-f8a781a42bd6/10+Day+Avg+Baseline+%26+Day+Of+Adj_+NR-2225-V1-0413.pdf?MOD=AJPERES. [Zugriff am 25.06.2015].
- [14] Connect Energy Economics, „Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. Studie im Auftrag von Agora Energiewende,“ Berlin, 2015.
- [15] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014,“ Berlin, 2014.