

Energienetz Berlin Adlershof

SCHLUSSBERICHT

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Förderkennzeichen 03ET1038 E: „Smart Grid Allianz“
Einreichende Stelle: Siemens AG
Kontakt: cornelia.petermann@siemens.com

Förderkennzeichen 03ET1038 G: „Vernetzung von Energieströmen“
Einreichende Stelle: Technische Universität Berlin
Kontakt: anja.hansske@mailbox.tu-berlin.de
maren.kuschke@tu-berlin.de

Eingereicht am: 29. Januar 2019

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Vorbemerkungen

Das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Initiative EnEff:Stadt geförderte Modellvorhaben „Energienetz Berlin Adlershof“ wurde mit dem Ziel initiiert, einen integrierten Gesamtansatz für ein medienübergreifendes, vernetztes Energiesystem zu entwickeln und die daraus resultierenden innovativen Konzepte und Systeme umzusetzen und zu demonstrieren. Parallel dazu wurden auf städteplanerischer Quartiersebene Methoden und Werkzeuge für die Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz am Standort Berlin Adlershof geschaffen.

Das Projekt wurde als Vorhaben im Rahmen des Clusters „Energiestrategie Berlin Adlershof 2020“ (03ET1038 D) und als Verbundvorhaben der drei Partner Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Siemens AG und Technische Universität Berlin (TUB) umgesetzt. Der hier vorliegende Projekt-Schlussbericht bezieht sich auf die Teilprojekte der Verbundpartner Siemens AG und TUB während des Projektzeitraums vom 01.12.2015 bis zum 31.07.2018. Der abschließende Projektbericht zum Teilvorhaben „Energieleitplanung“ der HTW wurde gesondert eingereicht und veröffentlicht.

Das Dokument informiert zunächst in allgemeiner Form über das Vorhaben und geht im Anschluss auf die in den einzelnen Maßnahmen durchgeführten Arbeiten und die daraus resultierenden Ergebnisse ein.

Hauptautoren: Stefan Bschorer; Technische Universität Berlin
 Reiner Buchholz; Technische Universität Berlin
 Anja Hanßke; Technische Universität Berlin
 Dr. Stefan Langemeyer; Siemens AG
 Cornelia Petermann; Siemens AG
 Friederike Rohde; Technische Universität Berlin (ZTG)

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Vorbemerkungen..... | 2 |
| Inhaltsverzeichnis..... | 4 |
| Nomenklatur..... | 7 |
| 1 Zielsetzung des Vorhabens | 10 |
| 2 Stand von Wissenschaft und Technik..... | 11 |
| 2.1 Arbeiten Anderer | 11 |
| 2.1.1 Kältenetze | 11 |
| 2.1.2 Aquiferspeicher | 12 |
| 2.1.3 Soleanwendungen..... | 13 |
| 2.1.4 Smart Grid..... | 13 |
| 2.2 Für das Vorhaben relevante eigene Arbeiten | 16 |
| 3 Rahmenbedingungen für die Umsetzung des Vorhabens | 18 |
| 3.1 Ausgangssituation | 18 |
| 3.1.1 Lage | 18 |
| 3.1.2 Eigentümer- und Nutzerstruktur..... | 19 |
| 3.1.3 Gebäudestruktur..... | 19 |
| 3.1.4 Energieversorgungsstruktur..... | 20 |
| 3.1.4.1 Kälteversorgung | 20 |
| 3.1.4.2 Elektroenergieversorgung | 23 |
| 3.2 Geplante Maßnahmen..... | 23 |
| 3.3 Organisationsstrukturen. | 24 |
| 4 Durchführung des Vorhabens..... | 26 |
| 4.1 Übergeordnete Arbeitspakete..... | 26 |
| 4.1.1 Bestandsaufnahme | 26 |
| 4.1.2 Primärenergetische Systemanalyse | 28 |
| 4.2 Maßnahme 1 - „Vernetzung von Energieströmen“ | 33 |
| 4.2.1 AP 1.1 - Adaptives Kältenetz..... | 33 |
| 4.2.1.1 Mathematische Abbildung der Netzstruktur | 33 |
| 4.2.1.2 Hydraulische Ertüchtigung des bestehenden Kältenetzes | 41 |
| 4.2.1.3 Machbarkeitsstudie zur Integration eines Kältespeichers | 43 |
| 4.2.1.4 Integration des Kältespeichers in den Kälteverbund | 45 |
| 4.2.1.5 Entwicklung einer netzübergreifenden Regelungsstrategie | 46 |
| 4.2.1.6 Optimierung der Betriebsmodelle | 51 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 4.2.2 | AP 1.2 - Aquifer-Kältespeicher | 61 |
| 4.2.2.1 | Speicherkonzept und Speicherauslegung..... | 61 |
| 4.2.2.2 | Genehmigungsverfahren | 63 |
| 4.2.2.3 | Thermisch-hydraulisches Untergrundmodell..... | 70 |
| 4.2.2.4 | Detailplanung Aquiferspeicher | 72 |
| 4.2.2.5 | Energieeinsparpotenzial und Wirtschaftlichkeit..... | 76 |
| 4.2.2.6 | Vereinfachtes Speichermodell | 80 |
| 4.2.3 | AP 1.3 - Solenetz zur Abwärmenutzung | 83 |
| 4.2.3.1 | Bestandsevaluierung | 84 |
| 4.2.3.2 | Integration von Liegenschaften in den Soleverbund unter Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse | 88 |
| 4.2.3.3 | Entwicklung Planungstool..... | 88 |
| 4.2.3.4 | Laboruntersuchung Wäschetrocknung | 93 |
| 4.2.3.5 | Entwicklung eines optimierten Soleabsorbers/ Soledesorbers..... | 101 |
| 4.2.3.6 | Zulufterwärmung und -feuchteregulierung, Abluftentfeuchtung und Integration eines Feuchtluft-Solarkollektors in den Soleverbund..... | 104 |
| 4.3 | Maßnahme 2 - „Smart Grid Allianz“ | 112 |
| 4.3.1 | AP 2.1 - Systemdesign für Energiemanagement | 112 |
| 4.3.1.1 | Kommunikation zwischen Designern und zukünftigen Systemanwendern | 114 |
| 4.3.1.2 | Modellbildung des EMS (Planung EMS Software) | 115 |
| 4.3.1.3 | Konzeption des EMS und Schnittstellen-Definition | 120 |
| 4.3.1.4 | Planung Energiemanager-Informationssystem | 124 |
| 4.3.1.5 | Aufbau Smart Grid Allianz, Informations- und Abstimmungsmaßnahmen..... | 125 |
| 4.3.1.6 | Analyse weiterer Energieeinsparpotenziale am ZPO | 132 |
| 4.3.1.7 | Potenzialermittlung von CO ₂ -armen Energien am ZPO..... | 134 |
| 4.3.2 | AP 2.2 - Zählerinstallation und Auslesung | 136 |
| 4.3.2.1 | Erstellung und Umsetzung des Messkonzeptes | 136 |
| 4.3.2.2 | Auswertung der Messdaten | 140 |
| 4.3.3 | AP 2.3 - Kältespeicher | 143 |
| 4.3.3.1 | Dimensionierung | 143 |
| 4.3.3.2 | Modellbildung | 144 |
| 4.3.3.3 | Systemaufbau im Labor..... | 147 |
| 4.3.4 | AP 2.4 - Logik des Energiemanagementsystems | 150 |
| 4.3.4.1 | Modellbildung der Energienetze | 151 |
| 4.3.4.2 | Energiemediumübergreifende Lastflussanalyse | 154 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 4.3.4.3 | Entwurf der Zielfunktionen | 157 |
| 4.3.4.4 | Systemtest im Smart Grid Labor..... | 160 |
| 4.3.4.5 | Modellbildung im EMS..... | 161 |
| 4.3.4.6 | Integration einer standortspezifischen ökonomischen und ökologischen Zielfunktion in das EMS | 166 |
| 4.3.5 | AP 2.5 - Verwertung der Ergebnisse | 169 |
| 4.3.5.1 | Visualisierung und Bewertung der theoretischen Einsparungen | 170 |
| 4.3.5.2 | Interaktive Demonstration mittels Applikation für Smartphones: Smart.Grid App..... | 174 |
| 4.3.5.3 | Aussage zu Kosteneffizienz der einzelnen Maßnahmen..... | 176 |
| 5 | Zusammenfassung der Ergebnisse | 182 |
| 5.1 | Wissenschaftlich-technische Ergebnisse | 182 |
| 5.2 | Verwertbarkeit und Anschlussfähigkeit | 185 |
| 5.3 | Erkenntnisverbreitung..... | 185 |
| 5.4 | Veröffentlichungen | 186 |
| | Abbildungsverzeichnis..... | 188 |
| | Tabellenverzeichnis..... | 194 |

Nomenklatur

ABKÜRZUNGEN

| Abkürzung | Bezeichnung |
|------------------|---|
| AFM | Adlershof Facility Management GmbH |
| ARX | Autoregressive eXogenous (Auto-Regressives Modell mit externen Eingängen) |
| BF | Betriebsfall |
| BTB | Blockheizkraftwerk- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EMS | Energiemanagementsystem |
| ESEER | European Seasonal Energy Efficiency Ratio |
| FK | Freikühler |
| GLT | Gebäudeleittechnik |
| GWP | Global Warming Potential |
| KK | Kältekreis |
| KM | Kältemaschine |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| MSR | Mess-, Steuer- und Regelungstechnik |
| PAC | Multifunktionsmessgerät SENTRON PAC |
| PEF | Primärenergiefaktor |
| PV | Photovoltaik |
| RLT | Raumlufttechnik |
| SOC | Ladezustand (State-of-Charge) |
| TUB | Technische Universität Berlin |
| WT | Wärmeübertrager |
| ZPO | Zentrum für Photonik und Optik |

LATEINISCHE BUCHSTABEN

| Formelzeichen | Einheit | Bezeichnung |
|----------------------|----------------|--------------------|
| <i>c</i> | ct/kWh | Preis |
| <i>E, W</i> | Wh | Energie |
| <i>h</i> | kJ/kgK | Enthalpie |
| <i>K</i> | Wh | Kältarbeit |

| | | |
|-----------|---|---------------|
| P | W | Leistung |
| \dot{Q} | W | Kälteleistung |
| t | | Zeitpunkt |
| T | s | Zeitintervall |

GRIECHISCHE BUCHSTABEN

| Formelzeichen | Einheit | Bezeichnung |
|---------------|---------|-----------------------------------|
| β_1 | W/K | totale interne Entropieproduktion |
| β_2 | W | thermischer Widerstand |
| β_3 | K/W | Wärmeverlust |
| η | | Wirkungsgrad |
| ϑ | °C | Temperatur |
| χ_{CO_2} | | Carbon emissions ratio |
| χ_{el} | | Cost ratio |

INDIZES, ZEIGER

| Index | Bezeichnung |
|-------|----------------------------------|
| a | außen (ambient); air |
| ATES | Aquifer Thermal Energy Storage |
| c,in | Eintritt Kondensator (condenser) |
| co | Kälte (cool) |
| cha | Laden (charge) |
| chi | Kältemaschine (chiller) |
| d | desiccant |
| dis | Entladen (discharge) |
| e,in | Eintritt Verdampfer (evaporator) |
| el | elektrisch |
| FK | Freie Kühlung |
| g | Grenz- |
| GK | Gerätekühlung |
| ice | Eis |
| ISto | Eisspeicher (ice storage) |
| L | latent |
| ld | Last (load) |
| min | Minimum, minimal |

| | |
|-------|----------------------------------|
| max | Maximum, maximal |
| Pumpe | Pumpe |
| Reg | Regeneration |
| RL | Rücklauf |
| RLT | Raumlufftechnik |
| S | Standort; sensibel |
| sd | Selbstentladung (self-discharge) |
| U | Umgebung |
| VL | Vorlauf |

1 Zielsetzung des Vorhabens

Für den Technologiestandort Berlin Adlershof war im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Vorhabens „HighTech – LowEx: Energieeffizienz Berlin Adlershof 2020“ ein Energiekonzept entwickelt worden, welches im Rahmen des Clusterprojekts „Energiestrategie Berlin Adlershof 2020“ aufgegriffen und umgesetzt wurde. Ziel war es, den Primärenergiebedarf in Adlershof bei gleichzeitigem Wachstum des Standorts bis 2020 um 30 Prozent zu senken. Das Verbundvorhaben „Energienetz Berlin Adlershof“, das durch die Technische Universität Berlin und die Siemens AG umgesetzt wurde, sollte einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung dieses Ziels leisten und Ideen für die Umgestaltung von Bestandssystemen im Hinblick auf verbesserte Energieeffizienz liefern.

Im Fokus des Projektes stand die systemische Vernetzung der leitungsgebundenen Energieträger Wärme, Kälte und Strom. Ziel und entsprechende Handlungsfelder waren die pilothafte Umsetzung von Konzepten zur Verbesserung der Energieeffizienz auf Liegenschafts- und deren Übertragung auf Quartiersebene sowie die Schaffung von Planungsgrundlagen für eine effiziente Energieversorgung.

Verbunden mit der Zielsetzung war die Aufgabenstellung für das Vorhaben, die den Aufbau einer flexiblen und optimierten Kälteversorgungsstruktur am Zentrum für Photonik und Optik (ZPO), einem der fünf Technologiezentren in Berlin Adlershof, zum Inhalt hatte. Vor diesem Hintergrund wurde das Bestandskältenetz des ZPO in den Mittelpunkt des Vorhabens gerückt.

Als Demonstrator für ein adaptives Netz sollte das komplexe Kälteversorgungssystem des Technologiezentrums hydraulisch ertüchtigt und durch entsprechende thermische Speicher erweitert werden. Darüber hinaus sollte ein spezielles Solesystem die Nutzbarmachung von Abwärme aus dem Kälteerzeugungsprozess erlauben.

Neben einer heuristisch entwickelten Regelungsstrategie für den Kälteverbund, die in Abhängigkeit der anfallenden Lasten für den energetisch effizienten Betrieb der Kälteerzeuger sorgt, sollte ein Energiemanagementsystem (EMS) die Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen ermöglichen und den verstärkten Bezug von überschüssigem regenerativem Strom für die Kälteerzeugung sicherstellen.

Der Vernetzungsgedanke sollte durch die Bildung einer Smart Grid Allianz in Berlin Adlershof auf die Quartiersebene übertragen werden, wobei nicht nur die intelligente Vernetzung auf Liegenschaftsebene am ZPO demonstriert, sondern auch weitere Flexibilitätspotenziale und Speicherkapazitäten in Adlershof untersucht werden sollten.

2 Stand von Wissenschaft und Technik

2.1 Arbeiten Anderer

2.1.1 Kältenetze

Die Kälteversorgung von Groß- und Kleinabnehmern mit Hilfe eines Kältenetzes wird begleitet von energetischen Vorteilen. Deutschlandweit gibt es 28 Nah- und Fernkältenetze mit einer gesamten Trassenlänge von 54 km [1], jedoch ist die Anzahl der Kältenetze um den Faktor 50 kleiner als die der Nah- und Fernwärmenetze.

Innerhalb der Förderlandschaft haben zahlreiche abgeschlossene Projekte die Bedeutung von Kältenetzstrukturen hervorgehoben, insbesondere in Kombination mit Energieeffizienzmaßnahmen wie geothermaler Kühlung, Speicherintegration oder Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. Im Folgenden werden einige dieser Vorhaben vorgestellt, um die Vielfältigkeit der technischen Konzepte im Bereich Kältenetze darzustellen.

Im Rahmen des Projektes „Einsatz von Fernkälte aus Grubenwasserüberleitungen für ein Rechenzentrum in München“ wurde durch die Stadtwerke München GmbH im Jahr 2004 ein Fernkältenetz errichtet [2]. Hier wird Grubenwasser entnommen und zur Kältebereitstellung eines Forschungs- und Innovationszentrums genutzt. Das Vorhaben wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (BayWiMe) gefördert.

In Wien wurde bereits seit 2006 der Bürogebäudekomplex „TownTown“ über ein Fernkältenetz versorgt. Im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ des österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie wurden dabei flexible Fernkälteübergabekonzepte definiert und hinsichtlich deren Übertragbarkeit auf zukünftige Kältenetze untersucht [3]. Aufbauend auf einer breiten Literaturrecherche sind mit Hilfe von Modellierungs- und Simulationsprogrammen Planungsansätze für eine Anbindung an Fernkälte erarbeitet worden.

Die Stadtwerke Chemnitz AG haben im Rahmen des Vorhabens „Pilotprojekt zur Optimierung von großen Versorgungssystemen auf Basis der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mittels Kältespeicherung“ gemeinsam mit der Technischen Universität Chemnitz erfolgreich einen großtechnischen Kurzzeit-Kältespeicher errichtet [4]. Der Forschungsschwerpunkt liegt in der Integration eines Speichers in ein bestehendes Fernkältenetz mit einer vorhergehenden Machbarkeitsuntersuchung und anschließender Planung und Umsetzung. Das Erweiterungskonzept demonstriert die erfolgreiche Stärkung eines Fernkältesystems und dessen optimierten Betriebszustand. Projektträger war das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Mit dem hiesigen Vorhaben vergleichbare Projekte, die ihren Schwerpunkt auf die Vernetzung von dezentralen Bestandsanlagen und Erweiterung von vorhandenen Kaltwassernetzen setzten, waren bis auf das Projekt SMART POWER HAMBURG nicht existent. Hierbei sollten Energieerzeuger, -verbraucher und -speicher für die Energieformen Strom, Wärme, Kälte und Gas intelligent verschaltet werden [19]. Die Schaffung eines Smart Grids diene der Entwicklung innovativer Energieeffizienzdienstleistungen. Dabei erfolgte eine Abstimmung von Angebot und Nachfrage allein in den Bereichen Wärme und Strom. Hier ist somit eine Abgrenzung zum hiesigen Vorhaben zu sehen, das sich auf die Schaffung einer Kältenetzstruktur und die Vernetzung einzelner dezentraler Kälteerzeuger und -verbraucher stützt.

2.1.2 Aquiferspeicher

Die Idee, Wärme im Untergrund zu speichern und zu erzeugen, wurde erstmals von Penrod et al. in den späten 40er Jahren in den USA formuliert [5], [6]. Die wissenschaftlichen Grundlagen zur thermischen Beanspruchung von grundwasserführenden Schichten wurden aber erst nach der ersten Ölkrise im Jahr 1973 gelegt. Am Berkeley Laboratorium an der Universität Kalifornien wurde damit begonnen, die geologischen und hydrogeologischen Voraussetzungen für die Erschließung von Aquiferen zu untersuchen. Tsang et al. erstellten ein erstes numerisches Modell zur Speicherung von Wärme in Aquiferen durch Injektion von heißem Wasser [7], [8]. Bereits in den späten 70er Jahren entstanden erste Pilotanlagen – vor allem in Schweden, den USA, in Kanada und Frankreich wurden Anlagenkonzepte realisiert [9], [10], [11]. Hierbei wurden vorwiegend Anwendungen zur Wärmeerzeugung und -speicherung umgesetzt [12]. Die Nutzung von Aquiferen zur Kälteerzeugung und -speicherung wurde erst seit den 1990er Jahren erforscht. Heutzutage befinden sich die meisten Anlagen in den Niederlanden, China, den USA, Schweden, Frankreich und Kanada.

In Deutschland wird die Nutzung von Aquiferen erst seit Mitte der 90er Jahre untersucht [13]. Die zurückhaltenden Aktivitäten lagen darin begründet, dass man eine Verschmutzung des Grundwassers befürchtete. Nachdem erste Betriebserfahrungen derartige Bedenken zerstreuen konnten, wurden auch hier erste Anlagen realisiert. Im Jahr 1999 wurde für die Berliner Parlamentsbauten eine der bis dato innovativsten Anlagen überhaupt in Betrieb genommen. Am Standort wurden ein oberflächennaher Kältespeicher-Aquifer in 50m Tiefe und ein Wärmespeicher-Aquifer in 300m erschlossen. In dem Wärmespeicher-Aquifer wird Abwärme aus einem BHKW-Modul gespeichert, die bei Bedarf mit Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gehoben werden kann. Der Kältespeicher-Aquifer wird zur Gebäudekühlung genutzt und im Winter regeneriert.

Die Nutzung von Erdwärme stellte in mehreren Vorhaben im Bereich der Förderinitiative EnEff:Stadt einen Schwerpunkt dar. Im Mittelpunkt stand hierbei die Wärmeerzeugung – sowohl durch oberflächennahe Geothermie (Zwickau, Bochum,

Landshut, Kassel) als auch durch Tiefengeothermie (Ismaning). Aquifere als Speicher waren neben dem hier vorliegenden Projektvorhaben nur im EnEff-Stadt-Projekt „Klimaneutraler Campus Leuphana Universität Lüneburg“ geplant – dort allerdings als Wärmespeicher.

2.1.3 Soleanwendungen

Die Verwendung von hygroskopischen Salzsolen in offenen Systemen zur Klimatisierung wurde seit den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts verstärkt untersucht. Die Motivation dafür liegt in den relativ tiefen Regenerationstemperaturen im Vergleich zu geschlossenen Verfahren, so dass Solarenergie mit günstigen Kollektoren bzw. Abwärme genutzt werden kann. Kommerziell werden solche Systeme zurzeit von den Firmen Menerga und Kathabar vertrieben. Zum Einsatz kommen bei diesen Systemen vorwiegend Lösungen auf Basis von Lithiumchlorid und Calciumchlorid. Die Regenerationstemperaturen bei diesen Systemen liegen bei etwa 70 °C [14].

Die aktuelle Forschung konzentriert sich auf die Optimierung der Prozessführung. Dabei kommen prinzipiell zwei unterschiedliche Systeme für den Energie- und Stoffaustausch in Frage: einerseits Füllkörperkolonnen, wie sie zum Beispiel von Gommed und Grossman [15] untersucht wurden, andererseits Plattenwärmeübertrager mit integrierter Beaufschlagung mit Sole bzw. Wasser [16].

Im Bereich der Speicherung von Sole zur Verschiebung von Absorption und Regeneration konnten Hauer und Lävemann [17] viele interessante Anwendungen aufzeigen. Jedoch wurde dabei die Möglichkeit einer örtlichen Verschiebung von Absorption und Regeneration, also dem Transport der Sole nicht mit untersucht.

2.1.4 Smart Grid

Der hier betrachtete Stand von Wissenschaft und Technik bezieht sich im Wesentlichen auf Forschungsvorhaben, die im Rahmen der Förderinitiativen der Bundesregierung EnEff:Stadt und EnEff:Wärme initiiert wurden. Einige dieser Vorhaben wiesen einerseits direkte Bezüge zu der hier beantragten Maßnahme auf, ließen sich jedoch andererseits deutlich davon abgrenzen. So beschäftigte sich das Projekt „UrbanReNet“ mit der Entwicklung eines Softwaretools zur Planung eines integrativen Energieversorgungskonzepts auf Quartiersebene. Im Fokus stand dabei die Untersuchung von Energieerzeugungs-, Speicher- und Vernetzungspotentialen von Bestandsgebäuden und urbanen Freiflächen im Siedlungsverbund. Weitere Projekte aus dem EnEff:Wärme-Programm, die sich in unterschiedlicher Form mit Energiemanagement befassten, waren „sOptimo“, „Smart Energy Management“, „Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie“ und „Intelligente Vernetzung von Stadtinfrastrukturen - Smart Power Hamburg“. „sOptimo“ untersuchte Energieeffizienzpotenziale komplexer Industriestandorte. Es wurden die

verschiedenen Energieformen wie Strom, Wärme und Kälte betrachtet. Das Projekt „Smart Energy Management“ entwickelte ein Analysetool für ein Energiemanagement für Gebäude und Quartiere mit dem Fokus auf dezentralen Erzeugungsstrukturen und dezentralen thermischen anlagen- und bautechnischen Speichern im urbanen Raum. Schwerpunkt des Projektes „Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie“ war die Untersuchung des Wechselspiels zwischen KWK-Systemen und elektrischen Verbrauchern im Gebäude. In dem Projekt „Intelligente Vernetzung von Stadtinfrastrukturen - Smart Power Hamburg“ wurde betrachtet, wie Strom und Wärme für öffentliche Liegenschaften, Gewerbe und Industrie über Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt werden kann. Die Liegenschaften wurden zusätzlich mit Lastmanagementanlagen ausgerüstet und neue Wärmespeicher der städtischen Infrastruktur erschlossen.

Das Projekt „UrbanReNet“ bezog sich auf Siedlungsgebiete ohne ausdrücklichen Anteil von Wissenschaft und Gewerbe. Das unterscheidet sich von dem hiesigen Vorhaben, das sich explizit mit dem Energiemanagement an einem solchen Standort beschäftigt. Das hat andere Möglichkeiten der zeitlichen Flexibilität der Energienutzung zur Folge. Ähnlich dem Projekt „sOptimo“ wurden bei dieser Maßnahme die Energieformen Strom, Wärme und Kälte betrachtet. Im Rahmen des Vorhabens „Energienetz Berlin Adlershof“ wurde allerdings zusätzlich ein Kältespeicher in das entstehende Kältenetz eingebracht, um eine weitere zeitliche Flexibilität zu erreichen. Weiterhin wurde die Einbindung von erneuerbaren Energien außerhalb des betrachteten Standortes betrachtet. Im Gegensatz zum Projekt „Smart Energy Management“ bezog sich diese Maßnahme auf einen Wissenschafts- und Wirtschaftsstandort und beinhaltete nicht ausschließlich dezentrale Netzteilnehmer. Die Projekte „Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie“ und „Intelligente Vernetzung von Stadtinfrastrukturen - Smart Power Hamburg“ bezogen sich im Gegensatz zu dem hiesigen Vorhaben auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Gebäudeebene.

QUELLEN

- [1] AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., „AGFW Hauptbericht 2010“, Frankfurt am Main, Sep. 2011
- [2] Michael Arnold, „Einsatz von Fernkälte aus Grubenwasserüberleitungen für ein Rechenzentrum in München“, Abschlussbericht, Version, 3.0, Jun. 2006
- [3] O. Pol, A. Preisler, et al., „City Cooling – Intelligente Fernkälteversorgung Wien“, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Aug. 2008
- [4] T. Urbaneck, B. Platzer, U. Schirmer, „Pilotprojekt zur Optimierung von großen Versorgungssystemen auf Basis der Kraft-Wärme-Kältekopplung mittels Kältespeicherung“, Technische Universität Chemnitz, 2010
- [5] Mirza, C., „Case History of Aquifer Thermal Energy Storage“, in Proceedings: Third International Conference on Case Histories in Geotechnical Engineering, St. Louis, USA, 1993

- [6] Penrod, E. B., Gard, O. W., Jones, C. D., Collier, H. E. and Batey, R. N., "Earth Heat Pump Research", in University Kentucky Bulletin 14, Frankreich, 1949
- [7] Tsang, C., Lippman, M. J. and Witherspoon, P. A., "Numerical Modelling of Cyclic Storage of Hot Water in Aquifers", in Symposium on Use of Aquifer Systems for Cyclic Storage of Water. Fall Annual Meeting of American Geophysical Union, San Francisco, USA, 1976
- [8] S. Johansson, "Design of Aquifer Thermal Energy Storage," in Swedish Council for Building Research, Stockholm, Schweden, pp. 1 – 72, 1989
- [9] Willemsen, A., Bakema, G. and Snijders, A.L. "States of cold storage in aquifers in The Netherlands" in Proceedings International symposium aquifer thermal energy storage, Tuscaloosa, Alabama USA, 1994
- [10] Paksoy, H. O. (2007). "Thermal Energy Storage for sustainable energy consumption: fundamentals, case studies and designs." 155.
- [11] Paksoy, H. O., Snijders, A. and Stiles, L. (2008). State-of-the-Art Review of Aquifer Thermal Energy Storage Systems for Heating and Cooling Buildings
- [12] Schmidt, T., "Ground Source Cooling", in Working Paper on Country Cases, 2005
- [13] Kranz, S., Bartels, J., Gehrke, D., Hoffmann, F., Wolfgramm, M. (2008): Wärme- und Kältespeicherung in Aquiferen, in Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau, 59, 7/8, Deutschland, 2008
- [14] D. Pietruschka, U. Eicker, M. Huber, J. Schumacher, Experimental performance analysis and modeling of liquid desiccant cooling systems for air conditioning in residential buildings, International Journal of Refrigeration, Volume 29, Issue 1, January 2006, Pages 110-124
- [15] Khaled Gommed, Gershon Grossman, Investigation of an improved solar-powered open absorption system for cooling, dehumidification and air conditioning, International Journal of Refrigeration, Volume 35, Issue 3, May 2012, Pages 676-684
- [16] Krause, M., Saman, W., Halawa, E., Heinzen, R., Jordan, U., Vajen, K., Absorber and Regenerator Models for Liquid Desiccant Air Conditioning Systems: Validation and Comparison Using Experimental Data, Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V p. 770-774), Springer Berlin Heidelberg 2009
- [17] Hauer, A., Lävemann, E.: Möglichkeiten offener Sorptionsspeicher zum Heizen, Klimatisieren und Entfeuchten. ZAE Bayern, Fachbeitrag Statusseminar Thermische Energiespeicherung 2006. S. 249-268

FLÜCHTIGE QUELLEN

- [18] BMU, <http://www.bmu.de/foerderprogramme/doc/4346.php> (Stand: 05.09.2013 um 12:00)
- [19] http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Projektbilder/Waerme-_und_Kaeltenetze/Smart_Power_Hamburg/Projekt-Poster_Smart_Power_Hamburg.pdf (Stand: 05.09.2013 um 15:00)

2.2 Für das Vorhaben relevante eigene Arbeiten

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Verbundprojekts „HighTech – LowEx: Energieeffizienz Berlin Adlershof“ wurde durch die Verbundpartner Technische Universität Berlin, WISTA Managementgesellschaft mbH und Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin ein Konzept zur effizienten Energieversorgung, -verteilung und -nutzung für den Technologiestandort Berlin Adlershof erarbeitet. Die Ergebnisse dieses Projekts bildeten die Grundlage für das Vorhaben „Energienetz Berlin Adlershof“.

Die Vorarbeiten haben unter anderem gezeigt, dass der Standort Berlin Adlershof durch hohe Anforderungen an die Luftkonditionierung in den Gebäuden geprägt ist. Dies impliziert einen erheblichen Energiebedarf für den Betrieb von Kälteanlagen zu Klimatisierungszwecken und gleichzeitig das Auftreten signifikanter Abwärmemengen aus den Kühlprozessen. Ein verwertbares Potenzial für diese niedrigexergetische Abwärme ergibt sich durch die Nutzung hygroskopischer Sole. Im Rahmen der Vorarbeiten wurden Konzepte zu deren Einsatzmöglichkeiten in industriellen und gewerblichen Prozessen sowie in der Gebäudeklimatisierung erarbeitet. Diese beinhalteten Ansätze der Nutzung von Fassadengewächshäusern als Feuchtluft-Solarkollektoren an Gebäuden, zur Wechselwirkung zwischen energieeffizientem Bauen und Lärmschutz und der Möglichkeit der kaskadierten Abwärmennutzung mit ausreichender Rückkühlung der Abwärme, insbesondere in Kombination mit der Wärmenutzung in der thermisch betriebenen Membrandestillation mit dem Projektpartner TNO (NL). Zudem wurden erste Wirtschaftlichkeitsberechnungen für den Transport, die Speicherung und die Verwertung von Energiepotenzialen in thermochemischen Energienetzen vorgenommen (Projekte des EIT Climate KIC „N-Demo und WE4CC“).

Neben der Bewertung der Potenziale zur Abwärmennutzung wurden Potenziale zur Abwärmevermeidung insbesondere im Betrieb von Kälteerzeugungsanlagen untersucht. Hierzu wurde ein Konzept entwickelt, welches einen saisonal betriebenen, oberflächennahen Aquiferspeicher in ein bestehendes Kältesystem integriert. Der Aquifer sollte während der warmen Jahreszeit Kälte an geeignete Verbraucher liefern und während der kalten Jahreszeit mit Umgebungskälte regeneriert werden. Auf diesem Wege sollten sowohl die bei der Kälteerzeugung entstehende Abwärmemenge als auch der Primärenergieaufwand für elektrisch erzeugte Kälte deutlich reduziert werden. Die Umsetzung des beschriebenen Konzeptes würde erhebliche Kälteerzeugungskapazitäten freisetzen.

Im Zusammenhang mit den Anforderungen an Raumlufthqualität zeigte sich das Vorhandensein eines Lastmanagementpotenzials im Bereich der Luftkonditionierung für die Einbindung in ein Smart Grid. Zunächst deuteten die hohen Anforderungen an die Energieversorgung bei den am Standort Adlershof ansässigen außeruniversitären Forschungsinstituten auf einen geringeren Umfang an flexiblen Lasten für die Einbindung in ein Energiemanagementsystem hin. Dies stand in

engem Zusammenhang mit dem Fehlen geeigneter Energiespeicher am gesamten Standort. In universitären Räumlichkeiten und Gewerbebetrieben ließen die Anforderungen an die Klimatisierung jedoch oftmals nutzerabhängige Schwankungsbreiten der Raumtemperatur zu, sodass in diesem Rahmen ein zeitlich flexibler Betrieb der Kälteanlagen möglich schien. In diesem Zusammenhang erlaubte die Installation eines Kältespeichers und dessen Einbindung in das Smart Grid die Hebung erheblicher primärenergetischer Einsparpotenziale. Diese sollen insbesondere durch die Einbindung regenerativer Energien über ein intelligentes Netzmanagement erschlossen werden.

In welchem Umfang Smart Grid Technologie zur Nachhaltigkeit der Stromversorgung in deutschen Metropolregionen beitragen kann, wurde erstmals im Rahmen des Projektes *„Sustainable Urban Infrastructure – A Smart Power Supply for Berlin in 2037“* gezeigt. Das Projekt wurde in einer Kooperation der Technischen Universität Berlin (SENSE) mit Vattenfall Europe und der Siemens AG durchgeführt. Die daraus resultierenden Erkenntnisse flossen maßgeblich in das Vorhaben *„Energienetz Berlin Adlershof“* ein.

Bei der Durchführung des Vorhabens *„HighTech – LowEx: Energieeffizienz Berlin Adlershof“* zeigte sich außerdem ein großer Bedarf an kommunikativen und partizipativen Elementen bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen. Voraussetzung für eine erfolgreiche Realisierung ist Akzeptanz auf sehr unterschiedlichen Ebenen. Es wurde deutlich, dass sich Informations- und Abstimmungsbedarf sowohl vertikal innerhalb einzelner Liegenschaften bei Entscheidern, Gebäudemanagern und Nutzer/innen, als auch horizontal zwischen den Akteuren verschiedener Liegenschaften ergibt. Die Erfahrungen aus dem Projekt zeigten insgesamt, dass ein kontinuierliches Informations- und Kommunikationsnetzwerk eine stetig wachsende Energieeffizienzkompetenz der Akteure vor Ort zur Folge haben kann.

3 Rahmenbedingungen für die Umsetzung des Vorhabens

3.1 Ausgangssituation

Der Großteil der hier zusammengefassten Informationen wurde erst im Rahmen des Vorhabens durch eine gründliche Bestandsanalyse (Abschnitt 4.1.1) gewonnen und war vorab nicht bekannt. In diesem Zusammenhang wurde unter anderem festgelegt, dass für alle energetischen Betrachtungen im Zuge des Vorhabens das Jahr 2012 und darüber hinaus der Fall einer 100%igen Auslastung der Mietflächen in der Pilotliegenschaft als Basis heranzuziehen war. Dieser Vorgabe folgend bezieht sich die Beschreibung der Projektausgangssituation auf das Jahr 2012 und auf die Systeme zur Kälte- und Strombereitstellung der Liegenschaft. Maßnahmen, die die Wärmeversorgung der Gebäude betreffen, sind in diesem Vorhaben nicht vorgesehen, weshalb auf die Wärmeversorgungssituation hier nicht eingegangen wird.

3.1.1 Lage

Berlin Adlershof ist einer der größten Forschungs- und Entwicklungsstandorte Deutschlands und genießt international ein hohes Ansehen. Auf einer Fläche von über 4,2 km² sind mehr als 1.000 Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen ansässig – nahezu 24.000 Menschen arbeiten, forschen und studieren derzeit hier.

Zahlreiche Forschungseinrichtungen und Unternehmen aus unterschiedlichen Technologiebereichen haben sich, unter anderem in den fünf Adlershofer Technologie- und Gründerzentren, angesiedelt. Die Zentren bieten Serviceleistungen und Flächen für Start-ups, die im Rahmen eines auf Wirtschaftsförderung ausgerichteten Netzwerks wachsen können.



Abbildung 1 Luftbild Berlin Adlershof; © WISTA MANAGEMENT GmbH

Das im westlichen Teil des Wissenschafts- und Technologieparks gelegene Zentrum für Photonik und Optik (ZPO) stand als ein typischer Vertreter der Adlershofer Technologiezentren im Fokus des Vorhabens „Energienetz Berlin Adlershof“.

3.1.2 Eigentümer- und Nutzerstruktur

Die WISTA MANAGEMENT GmbH ist Eigentümer der Liegenschaft und vermarktet das Technologiezentrum im Auftrag des Landes Berlin. Der Adlershof Facility Management GmbH (AFM) als Tochtergesellschaft der WISTA obliegt der Betrieb der technischen Anlagen im Zentrum für Photonik und Optik.

Zahlreiche Unternehmen aus dem Bereich Photonik, Optik und Mikrosysteme haben sich seit seiner Gründung im Jahr 1997 in dem Technologiezentrum angesiedelt. Neben Unternehmen, die energieintensive Forschung betreiben, haben sowohl Ingenieur- und Planungsbüros als auch produzierende Firmen aus dem Bereich der Analytik ihren Sitz in den Gebäuden des ZPO. Den Mietern stehen Labor- und Reinräume aber auch Produktionshallen, Büros und Werkstätten zur Verfügung.

Das Vermietungskonzept der Adlershofer Technologiezentren sieht einen regelmäßigen Wechsel der Mieterschaft vor. Der Betreiber des ZPO reagiert flexibel auf die sich ändernden Anforderungen seiner Mieter und passt die bestehende Infrastruktur stetig an deren Erfordernisse an. Dies bedingt häufige Umbaumaßnahmen, insbesondere an den technischen Anlagen.

In den vergangenen Jahren ist dem Zentrum für Photonik und Optik eine Reihe an Unternehmen entwachsen, was dazu führte, dass der Vermietungsstand im Jahr 2014 ein Minimum erreichte. Im Laufe der darauffolgenden Jahre wurden die freigewordenen Flächen neu vermietet.

3.1.3 Gebäudestruktur

Die acht Gebäude des Zentrums wurden in den 1960er Jahren erbaut und gegen Ende der 1990er Jahre modernisiert, bzw. 1997 als Neubauten errichtet. Das Technologiezentrum verfügt über eine Nettogrundfläche von ca. 28.000 m², wobei Mietflächen in einer Größenordnung von nahezu 20.000 m² zur Verfügung stehen. Sämtliche Gebäude des ZPO unterliegen einer Mischnutzung und enthalten Labor- und Reinräume, Produktionshallen sowie Büros und Werkstätten. Aufgrund der wechselnden Mieterschaft sind die Gebäude nicht jederzeit vollständig ausgelastet. Im Rahmen der durchgeführten Analysen wurden Verbrauchsdaten wegen der besseren Vergleichbarkeit deshalb jeweils auf den Vollvermietungsfall hochgerechnet.

Entsprechend des gültigen Standards zur Zeit der Errichtung ist die Dämmung der Gebäudeaußenhüllen an der WSchV 1995 orientiert. Mehrere Häuser verfügen über Glasfassaden mit innenliegendem Sonnenschutz, was erheblich zu einem hohen

Klimatisierungsbedarf beiträgt. An dieser Stelle bestünde dringender Handlungsbedarf. Jedoch sind die Fassaden der betroffenen Gebäude ihrer Architektur wegen mehrfach ausgezeichnet worden, so dass die Umsetzung entsprechender Maßnahmen nicht ohne weiteres möglich ist und in dem hiesigen Vorhaben nicht geplant war.



Abbildung 2 ZPO, Glasfassade des Gebäudes 19.51; © TU Berlin

3.1.4 Energieversorgungsstruktur

3.1.4.1 Kälteversorgung

Im Zentrum für Photonik und Optik existiert ein dezentrales Kältenetz mit drei Einspeisepunkten (Abbildung 3). Im Jahr 2012 verfügte das Netz über mehrere hydraulische Engpässe, so dass die Versorgung der unterschiedlichen Gebäude nicht von jedem beliebigen Erzeugerstandort aus erfolgen konnte. Die Versorgung der acht Gebäude war folgendermaßen auf die Versorgungsstandorte 1 bis 3 verteilt:

- Standort 1 versorgte die Gebäude 19.01, 19.02, 19.52 und 19.53 (optional).
- Standort 2 versorgte die Gebäude 19.51, 19.58 und 19.53 (optional).
- Standort 3 verfügte nicht über eine Einspeisemöglichkeit in das Netz und versorgte die Gebäude 19.05 und 19.06 im Inselbetrieb.

Die Standorte 1 und 2 waren an das Netz angeschlossen und konnten allein oder parallel Kälte in das Netz einspeisen. Der Standort 3 arbeitete dauerhaft im Inselbetrieb, eine Einspeisung von Kälte in das Netz war nicht möglich. Ebenso

konnte die Versorgung der an den Standort 3 angeschlossenen Gebäude nur im Notfall aus dem Netz erfolgen. Die Netztopologie ist in Abbildung 3 dargestellt.

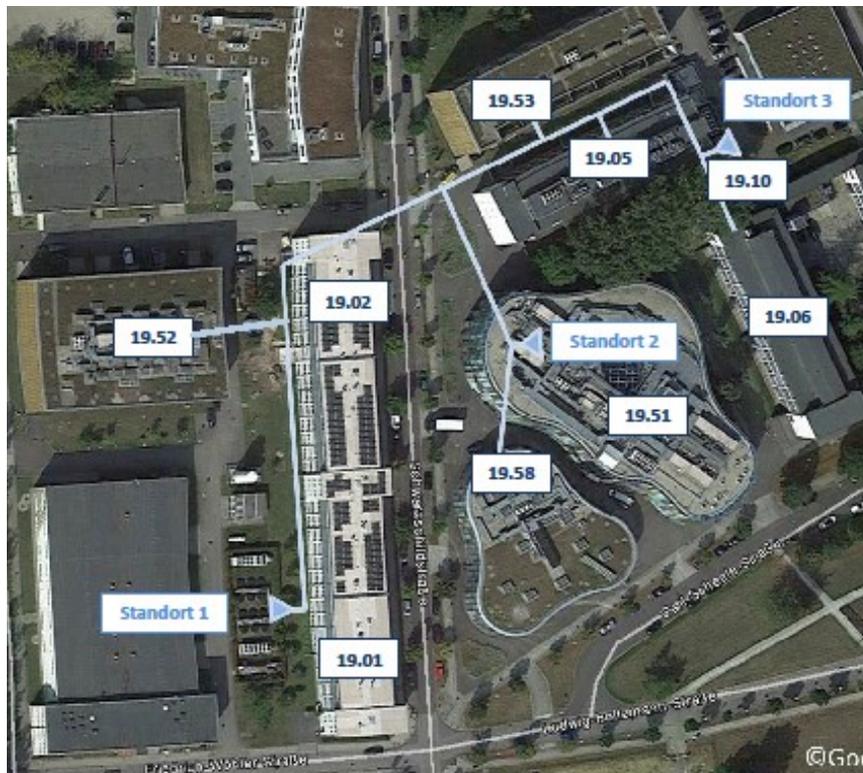


Abbildung 3 Übersicht über Gebäude und Erzeugerstandorte des ZPO; Quelle: Google Earth

Es bestand deutlicher Handlungsbedarf zur Behebung der Engpässe und zum Aufbau einer anpassungsfähigen Netzstruktur mit dem Ziel, zukünftig einen effizienten Netzbetrieb zu erlauben.

Die Kälteerzeugung wurde über Kompressionskältemaschinen abgedeckt. Die Erzeuger waren zum Teil mit einer Freikühlfunktion ausgestattet, darüber hinaus waren in mehreren Gebäuden zusätzliche Freikühler für den Winterbetrieb installiert. Am Erzeugerstandort 1 befand sich neben zwei Kälteerzeugern ein seit mehreren Jahren stillgelegter Eisspeicher mit einer Entladeleistung von 900 kW und einer Speicherkapazität von 8040 kWh. Der Speicher bestand aus 12 Behältern und konnte mit der am Standort 1 installierten Kältemaschine KM1 beladen werden. Alle übrigen im Netz installierten Kälteanlagen waren nicht für die Bereitstellung von Kälte unterhalb von 6 °C und dementsprechend nicht für die Eiserverzeugung vorgesehen. Eine Übersicht über die im ZPO installierten Kälteerzeuger ist in Tabelle 1 enthalten.

Sämtliche Kälteerzeuger waren im Außenbereich ebenerdig zwischen den Gebäuden bzw. auf dem Dach des Gebäudes 19.51 (Standort 2) aufgestellt und arbeiteten mit Glykol als Kälteträger auf den Temperaturniveaus 4/10 °C. Die Glykolkreise waren vom eigentlichen Kaltwassernetz hydraulisch durch Wärmeübertrager getrennt. Das Kaltwassernetz wurde bei 6/12 °C betrieben.

Rahmenbedingungen für die Umsetzung des Vorhabens

Tabelle 1 Übersicht über die im ZPO installierten Kälteerzeuger, 2012

| Standort | Kälteerzeuger | Kälteleistung [kW] | ESEER [-] | Vorlauftemperatur [°C] | Baujahr |
|------------|---------------|-----------------------|--------------|---------------------------|---------|
| 1 | KM1 | 510 | 3,14 | -6 | 2007 |
| | | | | 4 | 2007 |
| | KM2 | 510 | 4,21 | 4 | 2011 |
| | Eisspeicher | 900 | | Variabel | 1995 |
| 2 | KM3 | 640 | 2,8 | 4 | 1997 |
| | KM4 | 780 | 4,17 | 4 | 2011 |
| | KM5 | 182 | 3,8 | 4 | 2011 |
| 3 | KM6 | 550 | 4,21 | 4 | 2012 |
| | KM7 | 550 | 4,21 | 4 | 2012 |
| Geb. 19.05 | FK | 125 | 15 | außentemp.abhg. | |
| Geb. 19.51 | FK | 150 | 15 | außentemp.abhg. | |
| Geb. 19.52 | FK | 130 | 15 | außentemp.abhg. | |
| Geb. 19.53 | FK | 120 | 15 | außentemp.abhg. | |
| Geb. 19.58 | FK | 150 | 15 | außentemp.abhg. | |

Tabelle 2 Kälteverbräuche im ZPO für das Jahr 2012

| Gebäude | Kälte- verbräuche entspr. Zählerstände - gesamt [MWh/a] | Kälteverbrauch bei Vollvermietung - gesamt [MWh/a] | Kälteverbrauch bei Vollvermietung Verbraucher- niveau ≥ 15 °C [MWh/a] | Kälteverbrauch bei Vollvermietung Verbraucher- niveau 6 °C [MWh/a] | Kälteverbrauch bezogen auf vermietete Fläche - [MWh/a] |
|---------------|---|---|---|---|---|
| 19.01 | 64,90 | 67,98 | 5,28 | 62,70 | 23,70 |
| 19.02 | 30,20 | 31,65 | 24,46 | 7,19 | |
| 19.05 | 421,21 | 426,83 | 0,00 | 426,83 | 206,78 |
| 19.51 | 720,44 | 755,82 | 170,12 | 585,70 | 167,90 |
| 19.52 | 306,64 | 314,73 | 35,32 | 279,41 | 127,24 |
| 19.53 | 84,79 | 84,79 | 50,43 | 34,36 | 40,55 |
| 19.58 | 156,60 | 156,60 | 13,50 | 143,10 | 120,51 |
| 19.06 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,00 | 0,23 |
| gesamt | 1.785,39 | 1.839,03 | 299,74 | 1.539,29 | |

Im ZPO waren Kälteverbraucher mit einer Gesamtleistung von ca. 4 MW installiert. Ein Großteil dieser Anlagen forderte Kaltwassertemperaturen von 6 °C an. Dazu zählten insbesondere RLT Anlagen und Reinnräume. Der überwiegende Teil der jährlich erzeugten Maschinenkälte¹ entfiel auf diese Verbraucher. Gerätekühler, Umluftkühler oder Kühldecken benötigten häufig Kaltwasser auf einem höheren Temperaturniveau, das sich im Bereich von 15 °C bis 19 °C bewegte. Deren Verbräuche wurden bei geeigneten Außentemperaturen in der Regel über Freikühleinrichtungen abgedeckt und gingen nur während der warmen Jahreszeit zu Lasten der Maschinenkälte. Die Verbraucher im ZPO bezogen im Basisjahr insgesamt ca. 1.800 MWh Maschinenkälte (siehe Tabelle 2).

3.1.4.2 Elektroenergieversorgung

Das ZPO wurde über drei Trafostationen mit Strom versorgt, die an den Ring 3 des Niederspannungsnetzes der Blockheizkraftwerk- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin (BTB) angeschlossen waren. Die Trafostation 3.14 versorgte die Kältemaschinen des Erzeugungsstandorts 1 und die Gebäude 19.01. / 19.02. und 19.52. An die Station 3.15 waren ausschließlich die Kälteanlagen des Standorts 3 angeschlossen. Die Trafostation 3.16 versorgte bis auf das Haus 19.06 alle übrigen Gebäude des ZPO sowie den Erzeugungsstandort 2. Die Stationen 3.14 und 3.16 verfügten über eine Leistung von 3x1.000 kVA. An diesen Stationen wurden Messdaten über die bezogene Elektroleistung viertelstündlich erfasst.

3.2 Geplante Maßnahmen

Die Vernetzung von Energieströmen (Maßnahme 1) zielte auf den Aufbau einer zukunftsfähigen flexiblen Versorgungsstruktur und deren gezielter Optimierung durch vorausschauende und nachhaltige technologische Planung ab. Hierbei sollten energietechnische Anlagen auf identischem Temperaturniveau verbunden (horizontale Vernetzung) und gleichzeitig energetische Potenziale zwischen unterschiedlichen Temperaturniveaus (vertikale Vernetzung), zum Beispiel zur Wärmerückgewinnung durch Wandlung, genutzt werden. Zentrale Elemente in dem Modellvorhaben waren das Kältenetz, das Kälteerzeuger und -verbraucher aus dem Bestand des Zentrums für Photonik und Optik miteinander verbindet sowie ein Kältespeicher, der zukünftig die zeitliche Entkopplung der Kälteerzeugung vom Bedarf gestatten sollte. Darüber hinaus war zu prüfen, inwieweit ein oberflächennaher Aquifer zugänglich gemacht werden könnte, um parallel zu den

¹ Hiermit ist die Kältemenge gemeint, die ausschließlich über den Betrieb der Kältemaschinen bereitgestellt wird. Durch Freikühler erzeugte Kälte ist hier nicht enthalten.

Bestandskälteerzeugern ein zusätzliches Temperaturniveau als Wärmesenke zu erschließen. Dieses sollte in der warmen Jahreszeit zur Unterstützung der Bestandskälteanlagen genutzt werden.

Der Kältespeicher bildete innerhalb des optimierten Kältenetzes die Schnittstelle zur Implementierung eines medienübergreifenden Energiemanagementsystems (EMS) der „Smart Grid Allianz“ (Maßnahme 2). Hierbei sollte der Verbrauch elektrischer Energie durch die Kälteerzeugung dem Dargebot erneuerbarer Erzeugung angepasst werden. Dafür galt es, intelligente Netzstrukturen mit entsprechenden Mess-Systemen und IKT zu etablieren, die es erlauben, Messdaten zu verarbeiten und Handlungsempfehlungen für das EMS zu generieren. Auf Basis der anfallenden Messdaten und unterstützt durch die Handlungsempfehlungen des EMS sollten Primärenergieeinsparpotenziale erkannt und die für die Hebung notwendigen Maßnahmen vorbereitet, angestoßen und begleitet werden.

Für eine erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens waren umfangreiche Vorarbeiten, gründliche Planungsprozesse, eine intensive Abstimmung zwischen den Beteiligten sowie eine breite Akteursbeteiligung notwendig.

3.3 Organisationsstrukturen

Das Modellvorhaben „Energienetz Berlin Adlershof“ war ein Vorhaben im Rahmen des Clusters „Energiestrategie Berlin Adlershof 2020“ (03ET1038D). Die Technische Universität Berlin (TUB) und die Siemens AG (AG) arbeiteten als Verbundpartner. Die Koordination und Leitung der unterschiedlichen Arbeitsgruppen war wegen des großen Abstimmungsbedarfs als übergeordnete Aufgabe vorgesehen und wurde durch das Fachgebiet Maschinen und Energieanlagentechnik (Prof. Dr.-Ing. Felix Ziegler) der Technischen Universität Berlin unter Mithilfe des Ingenieurbüros MegaWATT GmbH abgedeckt.

Die Maßnahmen „Smart Grid Allianz“ und „Vernetzung von Energieströmen“ erforderten die Zusammenarbeit von fünf Fachgebieten sowie einer außerfakultären Einrichtung, dem Zentrum Technik und Gesellschaft (ZTG) der Technischen Universität Berlin. Darüber hinaus arbeitete die Siemens AG als Projektpartner verstärkt an der Entwicklung der EMS-Logik im Rahmen der „Smart Grid Allianz“.

Überdies erforderte die Durchführung des Vorhabens die Zusammenarbeit und Abstimmung mit der WISTA Management GmbH als infrastrukturellem Bewirtschafter sowie der Adlershof Facility Management GmbH (AFM) als technischem Betreiber des Zentrums für Photonik und Optik. Hier bedurfte es insbesondere der Unterstützung bei der technischen Umsetzung und beim Betrieb der Pilotinstallationen. Entscheidend bei der Durchführung des Projektes war die Erfahrung der verantwortlichen Facilitymanager in der Liegenschaft. Diese verfügten über die grundlegenden Kenntnisse hinsichtlich der baulichen und technischen Infrastruktur und der Anforderungen der Nutzer an die Versorgungssysteme. Darüber

hinaus brachten sie umfassende Erfahrungen mit der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Liegenschaft mit.

Unterstützt wurde das Vorhaben in erheblichem Maße durch die MegaWATT GmbH, das Ingenieurbüro BLS Energieplan, die Watergy GmbH, die DEIG Energietechnik-Insumma GmbH, das Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) sowie mehrere Unternehmen aus den Gewerken Anlagenbau und EMSR.

4 Durchführung des Vorhabens

Im folgenden Abschnitt werden die realisierten Arbeiten mit den erzielten Ergebnissen einschließlich der Hemmnisse, Probleme und „Lessons learnt“ nach Maßnahmen und Arbeitspaketen beschrieben.

4.1 Übergeordnete Arbeitspakete

4.1.1 Bestandsaufnahme

METHODIK

Eine übergeordnete Aufgabe innerhalb des Vorhabens war eine gründliche Bestandsanalyse des Kälteversorgungssystems. Mit deren Hilfe sollte zunächst die energetische Ausgangssituation für das Vorhaben festgestellt werden. Ziel war es, eine Basis für die Beschreibung der Ist-Situation des Systems zu schaffen, so dass vorliegende Probleme identifiziert, Konzepte für deren Behebung erarbeitet und konkrete Planungen für die zur Zielerreichung notwendigen Umsetzungsarbeiten vorgenommen werden konnten.

Im Rahmen der Bestandsanalyse wurde eine Vielzahl von Informationen verschiedenster Art gewonnen, die gründlich systematisiert und aufbereitet wurden. Grundlage hierfür waren neben Vorort-Begehungen existierende Schaltpläne, System- und Anlagenbeschreibungen sowie Abrechnungsunterlagen. Der so geschaffene Datenbestand bildete die Grundlage für alle weiterführenden Arbeiten und wurde im Laufe des Projekts stetig aktualisiert und erweitert. Besonderes Augenmerk wurde auf die folgenden Aspekte gelegt:

- Gebäudestruktur
- Kältenetzstruktur
- Komponenten im Netz
- Geräte- und Messinfrastruktur zur Gebäudeautomatisierung
- Versorgungssituation
- Organisationsstrukturen
- Regulatorische Rahmenbedingungen
- Bekannte Probleme beim Systembetrieb

Auf Basis der Bestandsanalyse konnten anschließend Konzepte zur Verbesserung der Systemeffizienz aus primärenergetischer Sicht entwickelt und bewertet werden. Diese betrafen die Ertüchtigung der Netzhydraulik, die Entwicklung eines Regelungskonzeptes für das Kältenetz sowie die Entwicklung der EMS-Logik.

ERGEBNISSE

Im Ergebnis der Bestandsanalyse konnte zunächst die in Abschnitt 3.1 beschriebene Ausgangssituation definiert werden. Im Zuge dessen wurden die Topologie des Systems, die Beschreibung aller Komponenten inklusive deren Anbindung an das System sowie die Ansteuerung des Kälteverbunds in einer Spezifikationsdatei erfasst. Ebenfalls wurden hierin die Eigenschaften der Komponenten, die Regel- und Messgrößen sowie die Regelung und der Betrieb des gesamten Verbunds aufgenommen. Diese Spezifikationsdatei ist eine Übersicht aller relevanten technischen Details und Ausgangspunkt für das Energiemanagement am ZPO und das hierfür umzusetzende Messkonzept.

Darüber hinaus wurde das Kälteversorgungssystem in einer vereinfachten Übersicht als Gesamtheit schematisch abgebildet. Auf diese Weise konnte die Versorgungssituation im Ausgangszustand abgebildet und Probleme identifiziert werden.

Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, verfügte das Netz in der Ausgangssituation über mehrere hydraulische Engpässe, sodass die Versorgung der unterschiedlichen Gebäude nicht von jedem beliebigen Erzeugerstandort aus erfolgen konnte. Diese Einschränkungen wirkten sich negativ auf den Betrieb des Kältenetzes aus. Zum einen wurde die Leistungskapazität der Kälteerzeuger über lange Betriebszeiträume nur zu einem geringen Prozentsatz ausgelastet. Ineffizienter Betrieb und häufiges Takten der Aggregate waren die Folge. Beispielhaft für diese Problematik ist in Abbildung 4 ein typischer Lastgang der Kältemaschine KM6 im Sommerbetrieb dargestellt. Die Maschine verfügt über eine Leistungskapazität von ca. 500 kW. Die tatsächlich abgefragte Kälteleistung bewegte sich bei Außentemperaturen unter 20 °C und an den Wochenenden bei maximal 10 % der verfügbaren Erzeugerkapazität. Dies führte zu häufigen Schaltvorgängen des Verdichterantriebs, die letztlich eine hohe mechanische Belastung des Aggregats verursachten. Selbst in Zeiten mit höheren Außentemperaturen von bis zu 27 °C blieb die Maschine unterhalb einer 50%igen Auslastung.

Die Problematik ist an den Erzeugerstandorten 1 und 3 über das gesamte Jahr hinweg zu beobachten, tritt jedoch noch einmal verstärkt am Standort 3 während der kühleren Jahreszeiten auf, da dann der Kältebedarf für die Raumklimatisierung entfällt. Der geringe Bedarf der Verbraucher in Gebäude 19.05 hätte zwar über eine kaltwasserseitige Notversorgung durch den Standort 2 gedeckt werden können, allerdings war das Gebäude 19.06 direkt an die Glykoleitungen des Standorts 3 angebunden. Somit bestand keine Versorgungsmöglichkeit über einen anderen Erzeugerstandort, so dass der Standort 3 zu jeder Zeit des Jahres in Betrieb sein musste. Dies war vor allem in Schwachlastzeiten aus energetischer Sicht höchst ineffizient.

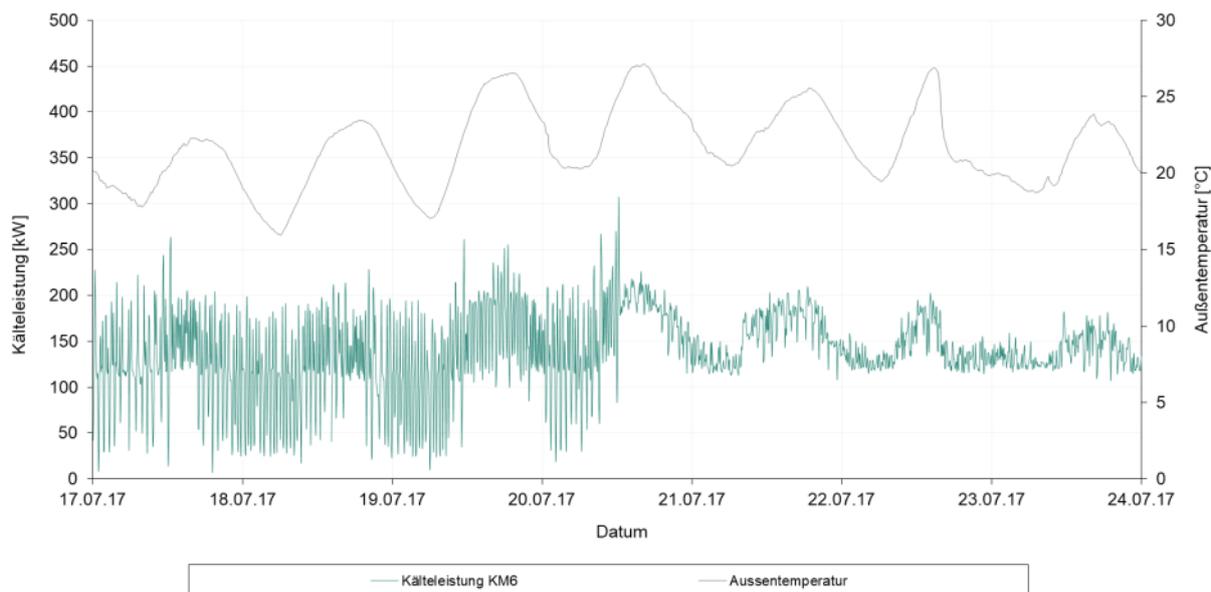


Abbildung 4 Kälteleistung der KM6 mit Schwachlastzeiten

Nachdem die Ursachen für die beschriebenen Probleme identifiziert worden waren, konnten nun konkrete Konzepte zu deren Behebung entwickelt werden. Diese betrafen:

- die Ertüchtigung der Netzhydraulik und Entwicklung eines netzübergreifenden Regelungskonzeptes (Abschnitte 4.2.1.2 und 4.2.1.5)
- die Erschließung und Einbindung eines Aquifers in das Kältenetz (Abschnitt 4.2.2)
- die Einbindung eines Kältespeichers in das Netz und Entwicklung einer EMS-Logik (Abschnitte 4.2.1.4 und 4.3)

Die Wirksamkeit der einzelnen Konzepte wurde im Rahmen einer primärenergetischen Systemanalyse überprüft und bewertet.

4.1.2 Primärenergetische Systemanalyse

METHODIK

Im Rahmen der primärenergetischen Systemanalyse wurden die entwickelten Konzepte unter dem Gesichtspunkt der Primärenergieeinsparung gegenüber dem Ausgangszustand bewertet. Als Referenzsystem wurde der Zustand des Kältenetzes im Jahr 2012 definiert.

Der Bilanzkreis umfasste das gesamte Kälteversorgungssystem, das für seinen Betrieb lediglich elektrischen Strom aus dem deutschen Strommix bezog. Die Berechnungen wurden auf Basis der Kälteverbräuche der Liegenschaft aus dem Jahr 2012 durchgeführt, wobei diese den entsprechenden Kälteversorgungsstandorten zugeordnet und als Summenwerte K_{S1} - K_{S3} definiert wurden. Darüber hinaus wurde der Kältebedarf der RLT-Anlage im Gebäude $19.51 K_{RLT}$ sowie der Kältebedarf des

Gebäudes 19.06. K_{06} separat ausgewiesen. Die über die Freikühleinrichtungen bereitgestellte Kälte wurde rechnerisch ermittelt. Darüber hinaus wurden die Anteile der einzelnen Erzeuger an der Kältebereitstellung innerhalb der entsprechenden Kälteversorgungsstandorte sinnvoll abgeschätzt.

Das Referenzsystem ist als Energieflussdiagramm in Abbildung 5 dargestellt. Unter Verwendung des Primärenergiefaktors PEF von 2,6 für den deutschen Strommix aus dem Jahr 2012 ergibt sich der Primärenergiebedarf für die Kältebereitstellung des ZPO zu 1,35 GWh.

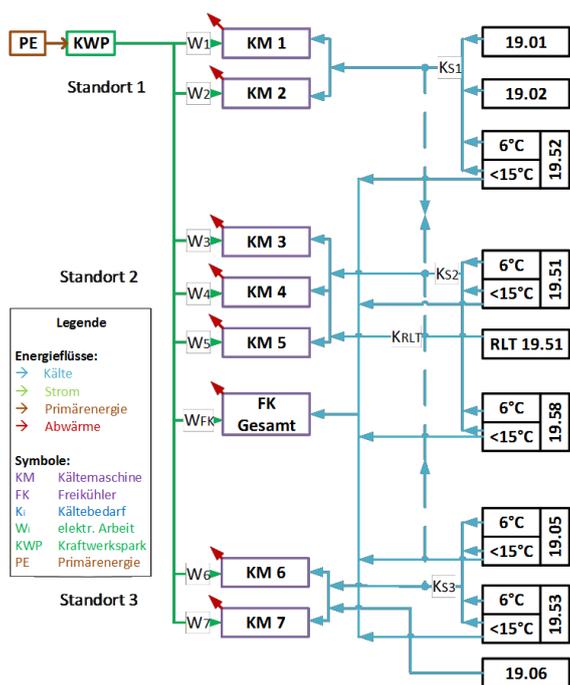


Abbildung 5 *Energieflussdiagramm des Kälteversorgungssystems im ZPO, Referenzsystem*

Im Weiteren wurden die Umsetzungsmaßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des Kältenetzes, zur Erschließung eines Aquiferkältespeichers und zur Einbindung des Eisspeichers bei der Bilanzierung berücksichtigt.

Im Fokus der hydraulischen Ertüchtigung stand die Entwicklung eines Betriebsmodells, das die energetisch verbesserte Vernetzung der Kälteerzeuger erlauben würde, siehe dazu Abschnitt 4.2.1.2. Dies berücksichtigte insbesondere die Schaffung einer Einspeisemöglichkeit für den Standort 3 in das Kältenetz. Auf diese Weise stünden die Erzeugerkapazitäten der energetisch effizienten KM6 und KM7 dem Netz zur Verfügung, wohingegen die weniger effizienten Maschinen KM4 und KM5 im Wesentlichen zur Deckung der Kältebedarfe der RLT-Anlage des Gebäudes 19.51 genutzt und KM3 gänzlich stillgelegt werden könnte. Darüber hinaus wurde auch die KM1 am Standort 1 nicht mehr für die Einspeisung in das Netz vorgesehen.

Die Einbindung des Eisspeichers in das Kältenetz erlaubt über das EMS zukünftig die Nutzung überschüssiger regenerativer Energie aus dem Stromnetz, die mit einem

Primärenergiefaktor von "Null" bewertet wird. Aus diesem Grunde ist die Speicherreaktivierung und -einbindung eine aus primärenergetischer Sicht äußerst wirksame Maßnahme. Allerdings wird durch deren Umsetzung nicht zwangsläufig eine Einsparung von Sekundär- oder Endenergie erwartet.

Das Energieflussdiagramm für die Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung und zur Einbindung des Eisspeichers ist in Abbildung 6 dargestellt.

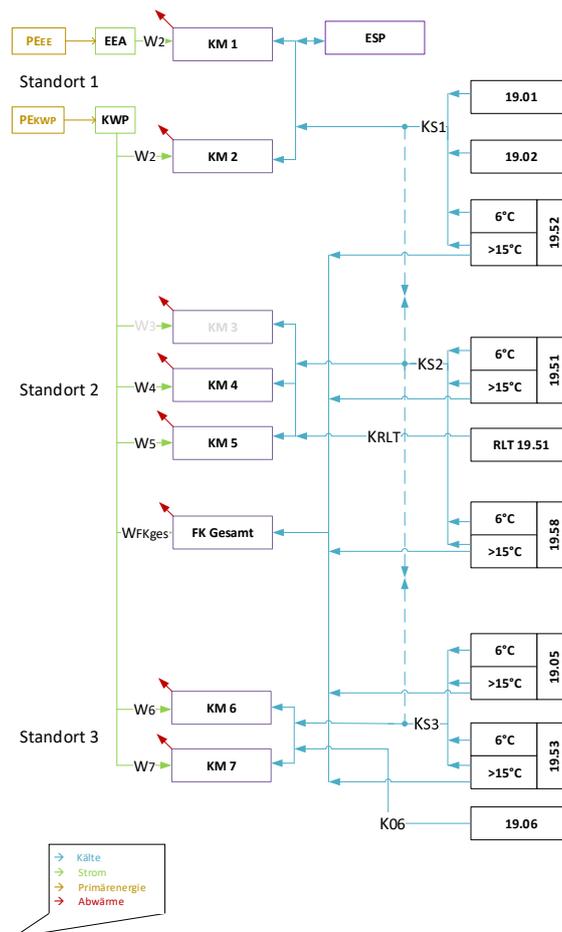


Abbildung 6 *Energieflussdiagramm des Kälteversorgungssystems im ZPO unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des Netzes und der Einbindung des Eisspeichers*

Entsprechend AP 1.2 wird die Nutzung eines Aquifers zur Deckung der Kältebedarfe von Verbrauchern auf einem Temperaturniveau von 15 °C innerhalb des Gebäudes 19.51 angestrebt. Der Aquifer soll in den warmen Jahreszeiten Kälte liefern (K_{ATES}) und in den kalten Jahreszeiten mit Hilfe eines Freikühlers regeneriert werden ($K_{ATES,Reg}$). Er ersetzt so den Anteil an Maschinenkühlung $K_{S2,1951,GK}$, der zur Deckung der Bedarfe der oben genannten Verbraucher benötigt wird. Der Strombedarf des Aquifers setzt sich aus dem Strombedarf des Freikühlers während des Regenerationsbetriebs ($W_{ATES,Reg}$) und aus dem Strombedarf der Pumpen ($W_{ATES,Pumpe}$) zusammen. Bei der Berechnung der Primärenergieeinsparung wurde davon ausgegangen, dass die Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des

Kältenetzes und zur Einbindung des Eisspeichers parallel umgesetzt werden. Das entsprechende Energieflussbild ist in Abbildung 7 dargestellt.

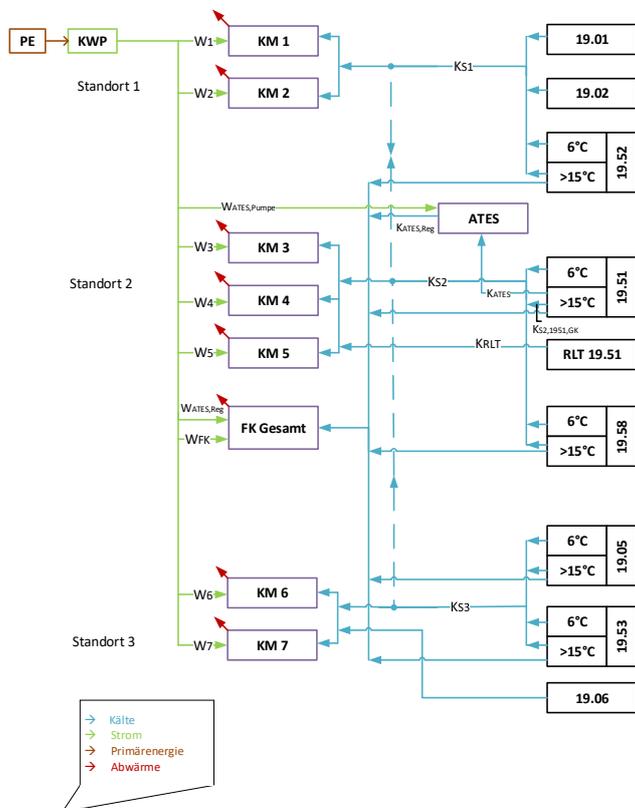


Abbildung 7 Energieflussdiagramm des Kälteversorgungssystems im ZPO unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur Einbindung des Aquiferkältespeichers

ERGEBNISSE

Die Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des Kältenetzes wirken nicht nur primärenergetisch, sondern ermöglichen eine tatsächliche Reduktion des Strombezugs der Liegenschaft. Die Energieeinsparung gegenüber dem Referenzsystem liegt in der Größenordnung von 12 %, siehe dazu Abbildung 8.

Für die Primärenergieeinsparung durch Integration eines Kältespeichers und Anbindung an ein EMS ergibt sich ein proportionaler Zusammenhang zur Beladezeit des Speichers. Dieser ist als gestrichelte Linie in Abbildung 8 dargestellt. Bei einer Verfügbarkeit überschüssiger regenerativer Energie von 876 h pro Jahr kann das Ziel einer Primärenergieeinsparung von 30 % erreicht werden.

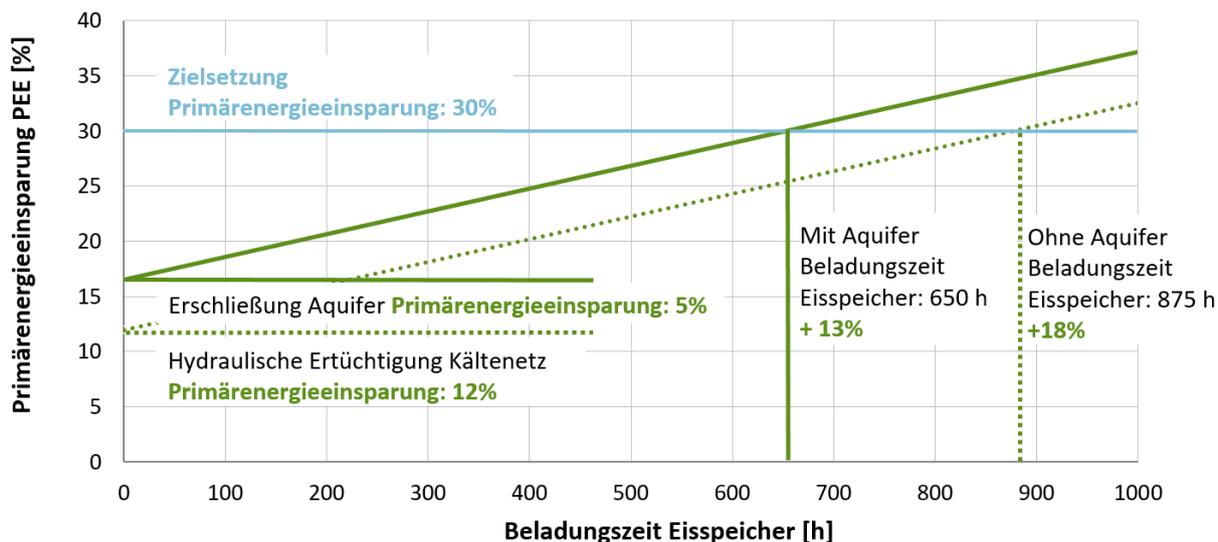


Abbildung 8 Primärenergieeinsparung unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des Kältenetzes, der Einbindung des Eisspeichers und der Erschließung eines Aquifers

Die Erschließung des Aquifers wirkt sowohl auf den Primärenergie- als auch auf den Endenergieverbrauch der Liegenschaft. Die Primärenergieeinsparung, die bei Umsetzung dieser Maßnahme erreicht würde, wurde zunächst lokal ermittelt. Das bedeutet, es wurden nur die Kälteverbäuche berücksichtigt, die in Gebäude 19.51 an den Verbrauchern auf dem Temperaturniveau von 15 °C entstehen. Bei dieser Betrachtungsweise ergab sich eine Primärenergieeinsparung in der Größenordnung von 60 %. Bei globaler Betrachtung, also unter Berücksichtigung aller am ZPO anfallender Kälteverbäuche wird erwartet, dass ein Beitrag zur Primärenergieeinsparung in der Größenordnung von 5 % geleistet werden kann. Im Zusammenhang mit der Einbindung des Eisspeichers und der hydraulischen Ertüchtigung des Kältenetzes besteht weiterhin ein linearer Zusammenhang zwischen Beladezeit des Eisspeichers und Primärenergieeinsparung. Eine Einsparung von 30 % Primärenergie entsprechend der Projektzielsetzung kann jetzt allerdings bereits bei einer Beladezeit von 652 h erreicht werden.

4.2 Maßnahme 1 - „Vernetzung von Energieströmen“

Zentrales Ziel der Maßnahme 1 war die Implementierung einer optimierten, anpassungsfähigen Kälteversorgung im Zentrum für Photonik und Optik (ZPO). Im Fokus stand ein Kältenetz, das in der Zukunft elektrisch getriebene Kälteanlagen und regenerative Kälteerzeugung durch einen Aquifer verknüpfen und gleichzeitig die Nachnutzung von Abwärme in Soleprozessen erlauben sollte.

Parallel dazu sollte das Kältenetz durch einen Eisspeicher ergänzt und auf die Implementierung eines Energiemanagementsystems vorbereitet werden.

4.2.1 AP 1.1 - Adaptives Kältenetz

ZIELSETZUNG

Die im Rahmen der Bestandsanalyse erarbeiteten Konzepte sollten nun in die Realisierung überführt werden, wobei Maßnahmen zum Umbau des hydraulischen Systems durchgeführt, der stillgelegte Eisspeicher in das Netz integriert und eine netzübergreifende Regelungsstrategie entwickelt werden sollten. Dabei wurde das Ziel verfolgt, eine möglichst hohe Flexibilität bei der Versorgung der Verbraucher und gleichzeitig eine Verbesserung der Energieeffizienz des Netzes zu erreichen.

AUFGABEN

- Mathematische Abbildung der Netzstruktur
- Hydraulische Ertüchtigung des bestehenden Kältenetzes
- Machbarkeitsstudie zur Integration eines Kältespeichers
- Integration des Kältespeichers in den Kälteverbund
- Entwicklung und Implementierung einer netzübergreifenden Regelungsstrategie
- Optimierung der Betriebsstrategie für das Kältenetz

4.2.1.1 Mathematische Abbildung der Netzstruktur

Ziel der mathematischen Abbildung der Netzstruktur war es, das dynamische Verhalten des Netzes mit seinen entsprechenden Komponenten durch eine Simulation nachbilden zu können. Auf diese Weise sollten unterschiedliche Betriebsstrategien vergleichend betrachtet und bewertet werden können.

METHODIK

Die mathematische Abbildung des Kältenetzes am ZPO wurde mit Modelica/Dymola verwirklicht.

Zunächst wurde eine Struktur für das Modell festgelegt. Im Zuge dessen wurden die folgenden Untermodelle definiert, die vorerst unabhängig voneinander aufgebaut und erst am Ende zu einem großen Gesamtmodell zusammengeführt wurden.

1. *Kältemaschinen*

Aufgrund der schlechten Datengrundlage für die Kältemaschinen wurde auf die Simulation der einzelnen Komponenten der Kältemaschine verzichtet. Stattdessen wurden zur Abbildung des Leistungs- und Effizienzverhaltens die ESEER-Werte aus Herstellerdatenblättern ermittelt. Mit dieser Methode war es möglich, mit Hilfe von zwei Inputgrößen, dem Außentemperatur- und dem Lastgangverlauf der Kälteverbraucher, sämtliche Teillastfälle korrekt abzubilden.

Bei dem ESEER-Wert handelt es sich um eine, bestimmte Teillast-Betriebspunkte einbeziehende Leistungszahl, welche für vorgeschriebene Lastverhältnisse, Außentemperaturen und Gewichtungen berechnet wird. Die ESEER-Werte sollten für jede Kältemaschine in Form einer Matrix aufgestellt werden, die dann direkt in das Modell integrierbar wäre. Voraussetzung für die Aufstellung dieser Matrix war das Zurückrechnen des ESEER-Werts jeder Kältemaschine auf die darin enthaltenen vier Betriebspunkte, sowie die Interpolation der dazwischenliegenden Kennzahlen. Hierfür wurde, basierend auf den für Kältemaschine KM2 bereits bekannten Leistungszahl-Schrittweiten, eine an das Leistungsspektrum der anderen Kältemaschinen angepasste Skalierung vorgenommen.

Die entstandene Matrix lieferte schließlich den Input für die qualitative Modellierung der übrigen Kältemaschinen. Im Laufe des Projektes konnten weitere Messdaten der Kältemaschinen eingepflegt werden, so dass das reale Kennfeld der Kältemaschinen mit einer verbesserten Qualität abbildbar war.

2. *Eisspeicher*

Das Eisspeicher-Modell sollte die Be- und Entladung der Speicherkartuschen physikalisch beschreiben. Die Simulation dieser Prozesse sollte es möglich machen, die zeitliche Entkoppelung von Energieerzeugung und -verbrauch bedarfsbezogen nachzubilden. Besonderes Augenmerk wurde auf die Vorgänge des Erstarrens und Schmelzens gelegt.

Bei den zu modellierenden Eisspeichern handelte es sich um zwölf baugleiche Speicherkartuschen vom Typ 1190 der Firma Calmac. Ein Großteil ihres Volumens war in die Erde eingelassen, was die Wärmeaufnahme durch solare Einstrahlung und Umströmung von warmer Luft verhinderte.

Der Eisspeicher war so konzipiert, dass der Zulauf des Wärmeübertragermediums aufgeteilt und über zwei Verteilerrohre am Rand und in der Mitte des Speichers eingeleitet wurde. Das Kühlmedium wurde von dort durch die zahlreichen Schläuche des Systems geleitet, die als Wärmeübertrager dienten. Diese Schläuche wurden alternierend von außen und von innen durchströmt, wodurch eine gleichmäßige

Kälteabgabe und somit eine gleichmäßige Eisbildung gewährleistet werden sollte (siehe Abbildung 9, links).

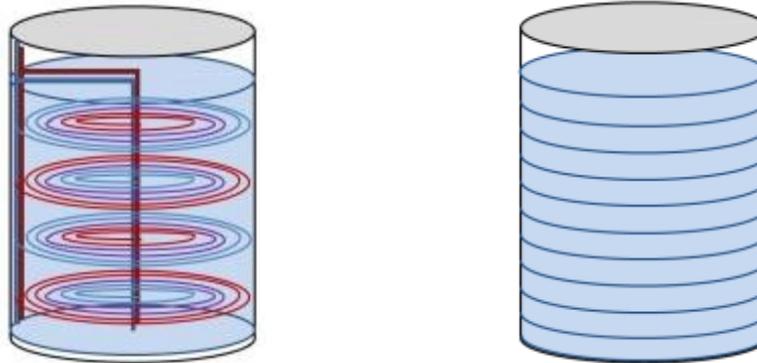


Abbildung 9 Aufbau und Funktionsweise des Calmac Eisspeichers (links), Aufteilung in Kontrollvolumina (rechts)

Das Volumen des Eisspeichers wurde nach dem Prinzip aus Abbildung 9 (rechts) in 60 Kontrollvolumen aufgeteilt. Ziel war es, für jede Schlauchebene des Eisspeichers ein Kontrollvolumen zu haben, mit dem die Wärmeübertragerschlangen in Energieaustausch treten. Weiterhin ließen sich auf diese Weise verschiedene Randbedingungen bezüglich der äußeren Temperatur und des damit verbundenen Wärmeverlusts annehmen, je nachdem, ob sich ein betrachtetes Kontrollvolumen im Erdreich befand oder oberirdisch positioniert war. Für jede der 60 Kontrollvolumen gelten folgende Annahmen:

- ideale Durchmischung
- Wärmeaustausch mit den benachbarten Kontrollvolumen nur über Wärmeleitung
- Dichteunterschiede aufgrund der Temperatur werden vernachlässigt

Im nächsten Schritt mussten die Schläuche des Eisspeichers im Modell abgebildet werden. Für das Modell wurde davon ausgegangen, dass jeweils eine Schlauchebene innerhalb eines Kontrollvolumens liegt. Es wurde angenommen, dass der Schlauch des Wärmeübertragers ein gerades Rohr ist, welches vollständig vom Wasser des zugehörigen Kontrollvolumens umgeben ist. Die Umgebungstemperatur ist somit über die gesamte Länge des Rohres konstant und die Wärmeübertragung lässt sich eindimensional darstellen. Die Annahme der idealen Durchmischung wurde mit Hilfe einer Temperatur-Messsonde validiert (siehe dazu Abschnitt 4.2.1.6).

Der Belade- und Entladevorgang wurde für die Prozesse der Erwärmung, Abkühlung, Erstarrung und des Schmelzens in einzelne Abschnitte unterteilt. Auf diese Weise konnte die Wärmeübertragungsfähigkeit für jede Phase berechnet werden. Die einzelnen Phasen wurden zunächst mathematisch abgebildet, dann in der Modellierungssprache Modelica umgesetzt und mit der Simulationsumgebung Dymola simuliert.

3. *Kaltwassernetz*

Das Netzmodell für das Kaltwassernetz wurde in mehrere Abschnitte unterteilt. Dies waren zum einen die Anbindungen der einzelnen Gebäude an das zentrale Netz und zum anderen die einzelnen Verbindungsabschnitte zwischen den Gebäuden und den Wärmeübertragern an den Einspeisepunkten. Für die verschiedenen Abschnitte wurden die Druckverlustbeiwerte berechnet. Die Druckverlustbeiwerte für die Modellabschnitte, die die Gebäudeanbindungen abbilden, wurde wegen der nicht bekannten Anzahl und Art von Einbauten nicht durch die klassische Bestimmung über die Verlustbeiwerte berechnet, sondern mithilfe eines Gleichungssystems ermittelt. Dieses berücksichtigt die Druckdifferenzen und die Volumenströme im Netz. Letztere Größen wurden durch Messungen ermittelt.

4. *Gesamtmodell*

Zuerst erfolgte die Zusammenführung der beiden unabhängig voneinander abgebildeten Untermodelle der Kältemaschinen und des Kaltwassernetzes. Die Integration gelang, indem das Gesamtmodell um weitere Einzelkomponenten ergänzt wurde. Besonders relevant waren hierbei die Wärmeübertrager als Schnittstelle zwischen Kälteerzeuger und Netz und eine manuelle Schaltung zur beliebigen Lastverteilung auf die verschiedenen Kältemaschinen. Entscheidend war außerdem die Integration eines Modellbausteins zur Erzeugung einer Druckdifferenz, durch den der Druckverlust der jeweiligen Wärmeübertrager berücksichtigt wurde. Der Wärmeübertrager selbst wurde auf Energiebilanzen basierend modelliert. Des Weiteren wurden alle vorhandenen Kältekreise der Gebäude separat in das Modell eingebunden. Mit den Vor-, Rücklauftemperaturen und dem Massenstrom der einzelnen Kältekreise ist es jetzt möglich, die gesamte im Netz benötigte Kälteleistung mit nur geringer Abweichung zur Messung zu simulieren.

Das Modell des Eisspeichers wurde im Anschluss in das Gesamtmodell integriert, wobei es sich derzeit noch um getrennte Modelle für den Be- und Entladevorgang mit jeweils verschiedenen Randbedingungen handelt. Das vorhandene Modell zur Abbildung eines Eisspeichers musste dabei modifiziert werden, da in der Realität 12 Speicherkartuschen gleichzeitig betrieben werden sollten. Der erste Ansatz einer parallelen Verschaltung von 12 Eisspeichermodellen führte jedoch zu Schwierigkeiten. Denn aufgrund der signifikanten Erhöhung der zu lösenden Gleichungen, ist die verfügbare Rechnerkapazität nicht ausreichend, um die Lösung des Gleichungssystems in einem zeitlich angemessenen Rahmen zu erreichen. Eine Simulationszeit von ca. 44 h für 15 h simulierten Kältebetrieb ist die Folge. Als Alternatividee zur praktikablen Anwendung wurde ein Multiplikationsterm in das bestehende Eisspeichermodell eingesetzt. Durch diesen Faktor werden verschiedene relevante Größen wie z. B. die generierte bzw. geforderte Kälteleistung oder der Massenstrom proportional zur Anzahl der aktiven Speicherkartuschen erhöht. Die Simulationsdauer für eine Betriebszeit von 15 h beschränkt sich durch diese Maßnahme auf lediglich eine Stunde.

ERGEBNISSE

1. Simulation - Realer Tagesverlauf

Mithilfe realer Messdaten wurde die Funktionsfähigkeit des Gesamtmodells bei variablen Bedarfs- und Außentemperaturbedingungen getestet. Dabei wurden die Leistungszahl der Kältemaschine KM5 und die elektrische Antriebsleistung der Netzpumpen über einen Tagesverlauf simuliert. Aus Gründen der verhältnismäßig guten Datenlage wurden zunächst der 25.07.2016 und später auch der 24.08.2016 als geeignete Tage für die Tagesverlaufssimulation identifiziert. An beiden Tagen war der Standort 1 nicht in Betrieb und somit wurden die an das Netz angeschlossenen Verbraucher nur durch den Standort 2 versorgt. Der Standort 3 arbeitete zu diesem Zeitpunkt im Inselbetrieb und versorgte die Gebäude 19.05 und 19.06. Für die Außentemperatur wurden die am Standort 3 gemessenen Daten verwendet.

Am Beispiel der in Abbildung 10 dargestellten Untersuchungsergebnisse lässt sich erkennen, dass der simulierte Verlauf der Leistungszahl gerade in der Anfangs- und Endphase des Simulationszeitraums sehr gut mit den Messdaten übereinstimmt. Eine mögliche Erklärung für die Abweichungen im mittleren Zeitfenster waren die Auswirkungen der unmittelbar auf die Maschine einwirkenden Sonneneinstrahlung. Diese hätten eine Effizienzminderung infolge solarer Einstrahlung zur Folge gehabt. In einem Testlauf wurde deshalb für den kritischen Mittagszeitraum eine um 4 bis 6 K höhere Außentemperatur als Input vorgegeben, welche die erhöhte Solarstrahlung repräsentierte.

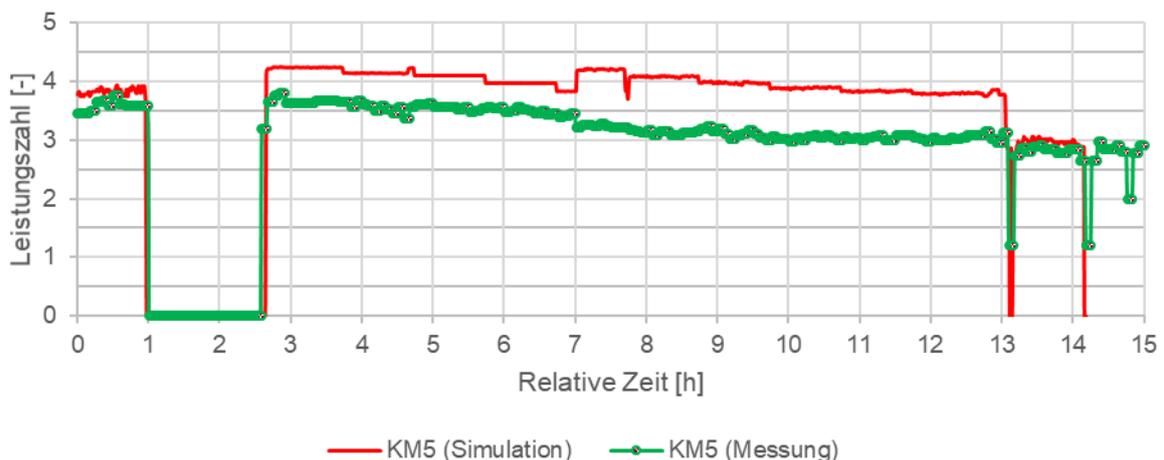


Abbildung 10 Simulierte und gemessene Leistungszahlen (KM5) für den 25.07.2016

Die vorgenommene Temperaturanpassung spiegelte sich deutlich im Leistungsahlverlauf in Abbildung 11 wider. Die Verlaufskurven von simulierten und gemessenen Leistungszahlen sind nun annähernd deckungsgleich. Dieses Resultat macht deutlich, dass die Validierung des Modells und der spätere Erkenntnisgewinn aus den Simulationsergebnissen unmittelbar von der Richtigkeit und Vollständigkeit der Messdaten abhängen.

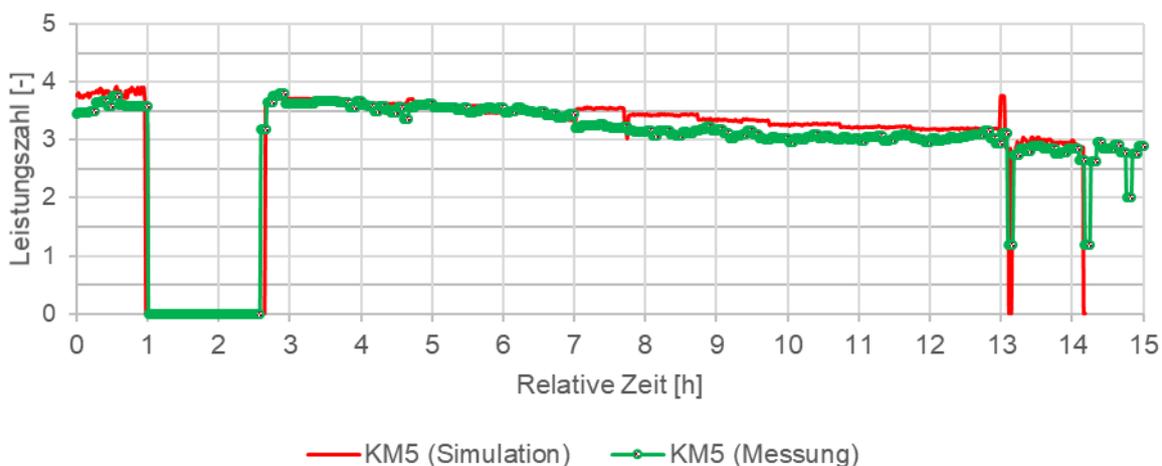


Abbildung 11 Simulierte und gemessene Leistungszahlen (KM5) für den 25.07.2016 mit angepassten Eingangsdaten für die Außenlufttemperatur (+4K bzw. +6K)

2. Simulation - Wärmeeintrag in die Leitungen

Auf Grundlage der Daten über Leitungslängen und entsprechende Isolierungen wurden die Wärmeeinträge innerhalb des erdverlegten Leitungsnetzes mit Hilfe des Modells berechnet.

Die Wärmeeinträge steigen proportional zur Temperatur des umliegenden Erdreiches. Im extremen Fall bei geringer Last unterhalb von 250 kW im Netz und einer hohen Erdtemperatur von 30 °C machen diese bis maximal 2,3 % der gesamten Kälteleistung aus. Die relativen Kälteverluste sind somit verhältnismäßig gering, insbesondere bei hoher Last im Kältenetz. In Szenarien mit niedrigen Kältelasten könnte es zu Problemen kommen, da dann mit längeren Verweilzeiten des Kaltwassers in den Leitungen zu rechnen ist.

Zusammenfassend konnte aber festgestellt werden, dass die zu erwartenden Wärmeeinträge als eher gering einzustufen sind, weshalb im regulären Modell auf eine Abbildung der Wärmeverluste verzichtet wurde.

3. Simulation - Vollständige Entladung des Eisspeichers

Für die Überprüfung der Simulation einer vollständigen Eisspeicherentladung wurde der Zeitraum vom 23.06.2017 bis 26.06.2017 gewählt, wobei es sich um die Wochentage Freitag, Samstag und Sonntag handelte. Die Messwerte bilden somit die Bedarfsprofile der Kältekreise sowohl für einen Wochentag als auch für ein angeschlossenes Wochenende ab. Der Bedarf im Kältenetz wurde während des betrachteten Zeitraums ausschließlich durch die Entladung des Eisspeichers gedeckt, wobei der Speicher am Freitagmorgen vollständig beladen und am Sonntagabend vollständig entladen war.

Als Eingangsdaten für die Simulation wurden Messdaten des Massenstroms im Wasser-Glykol-Kreis und der Eingangstemperatur des Eisspeichers verwendet.

Mithilfe dieser Messgrößen war eine realitätsnahe Abbildung des Leistungsverlaufs möglich.

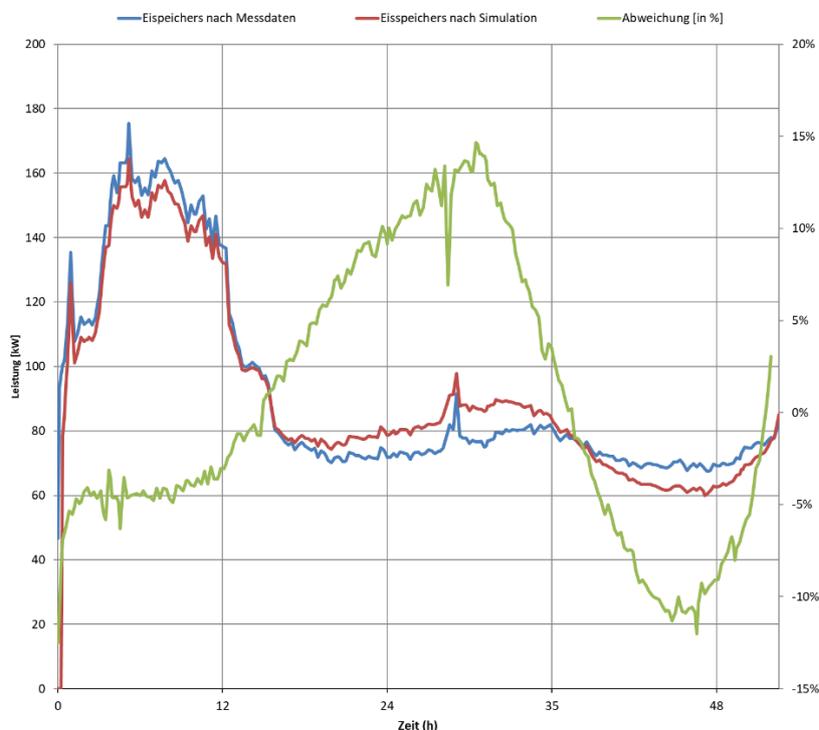


Abbildung 12 Vergleich von Messwerten und simulierter Entladeleistung des Eisspeichers

Abbildung 12 zeigt, dass die Simulation den Leistungsverlauf des Eisspeichers (rot) den Messdaten des Eisspeichers (blau) im Verlauf sehr ähnelte. Die Abweichungen lagen zwischen -10 % und +15 %. In der ersten Phase bis 15 h nach Simulationsbeginn war die Realleistung höher als die Leistung des Modells. Die Ursache lag vermutlich darin, dass die Unterkühlung des Eises im Modell nicht betrachtet wurde.

Zu bewerten ist auch die Phase in der das Eisspeichermodell eine höhere Leistung als die Realität aufwies. Dies war zwischen 15 und 37 h nach Simulationsbeginn der Fall. Diese Abweichung schien aus der Überschätzung der Wärmeübertragung beim Schmelzvorgang zu resultieren.

Nach 37 h zeigte das Modell gegenüber den Messwerten eine stärkere Reduktion der Leistung. Dies lag an der Ausschöpfung der Speicherkapazität. Dabei war der Schmelzvorgang des Eises in der Realität offenbar noch nicht so weit vorangeschritten, wie es das Modell annahm.

4. Simulation - Vollständige Beladung des Eisspeichers

Für den beispielhaften Zeitraum vom 05.02.2018 (19:45 Uhr) bis zum 06.02.2018 (10:15 Uhr) wurde eine vollständige Eisspeicherbeladung simuliert und mit Hilfe von Messdaten validiert. Wie bei dem Entladevorgang wurden als Eingangsdaten für die Simulation die Messdaten des Massenstroms im Wasser-Glykol-Kreis und der Eingangstemperatur des Eisspeichers verwendet.

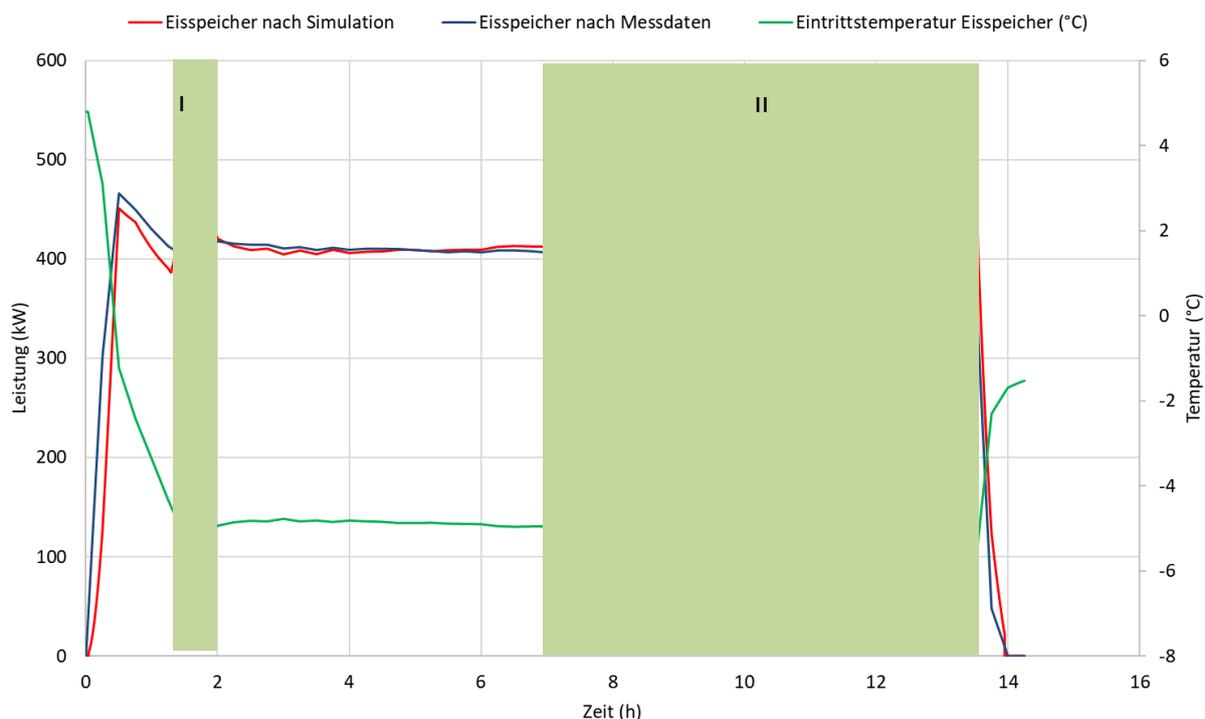


Abbildung 13 Vergleich von Messwerten und simulierter Beladeleistung des Eisspeichers

Abbildung 13 zeigt die gemessene (blau) und simulierte (rot) Beladeleistung und die Eingangstemperatur des Eisspeichers (grün) über einen Zeitraum von 15 h. Die Verläufe der Beladeleistung zeigen über längere Zeiträume eine gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messdaten. Es fallen aber zwei Zeiträume auf, in denen das Modell die realen Daten noch nicht zufriedenstellend abbildet:

In Zeitraum I wird die Ladeleistung von der Simulation überschätzt, d. h. der Wärmeübergang wird größer angenommen als er tatsächlich ist.

Der Zeitraum II beginnt ab der 7. Stunde nach Beginn des Betrachtungszeitraums und endet mit dem Abbruch des Ladevorgangs. Auch hier wird die Leistung von der Simulation überschätzt. Sie steigt in gleicher Weise an, wie die Eintrittstemperatur des Eisspeichers fällt. Die Ursache dafür liegt darin, dass sich in der Realität der Wärmeübergang zum Ende der Beladung verschlechtert und dieser Mechanismus bisher noch nicht im Modell abgebildet ist.

Insgesamt zeigen die Modelle gute Übereinstimmungen mit den Messungen, aber in der anschließenden Projektphase sollten sie noch erweitert bzw. optimiert werden.

4.2.1.2 Hydraulische Ertüchtigung des bestehenden Kältenetzes

METHODIK

Aufbauend auf den im Rahmen der Bestandserfassung gewonnenen Informationen wurden Maßnahmen identifiziert, die einen Beitrag zur Beseitigung der festgestellten Probleme und zur Erreichung der Vorhabenziele leisten konnten. Diese Maßnahmen umfassten bauliche Veränderungen des hydraulischen Systems und Änderungen in der Betriebsführung des Kälteverbands, die die Entwicklung neuer Regelungsstrategien erforderten. Mit der Realisierung der identifizierten Maßnahmen sollte erreicht werden, dass alle Gebäude und Erzeugerstandorte so in das bestehende Netz eingebunden würden, dass alle Verbraucher im Netz standortunabhängig versorgt werden könnten. Das heißt, dass jeder Standort in die Lage versetzt werden sollte, an jedes Gebäude im Verbund Kälte zu liefern, sodass eine möglichst hohe Flexibilität erreicht würde. Auf diese Weise sollte eine sinnvolle Auslastung der vorhandenen Kälteerzeuger erreicht werden, sodass Zeiten, in denen die Maschinen energetisch ineffizient arbeiten, reduziert würden. Die Regelungsaufgaben im System sollten wahlweise durch ein konventionelles Regelungssystem oder alternativ dazu durch ein Energiemanagementsystem (Abschnitt 4.3.1.2) übernommen werden. Außerdem sollte die konventionelle Regelung als Backup für das Energiemanagementsystem verwendet werden, wenn es vor allem zu Beginn der Erprobung der EMS-Logik zu Fehlern im Regelungsablauf kommen sollte.

Die im ersten Schritt identifizierten Maßnahmen wurden danach auf ihre Umsetzbarkeit hin geprüft, wobei sowohl technische als auch monetäre und organisatorische Aspekte zu berücksichtigen waren. Nach Festlegung der umsetzbaren Maßnahmen wurde mit der ingenieurtechnischen Planung und der Realisierung der notwendigen Arbeiten begonnen. Die Implementierung der beiden alternativen Regelungssysteme musste in der Planung besonders berücksichtigt werden. Dies betraf zum einen die Installation der notwendigen Hardware, wie Sensoren und Regelklappen, zum anderen aber auch die Entwicklung der Regelungslogik. Besonderes Augenmerk lag hier auf der Kommunikation zwischen konventioneller Regelung und EMS. Da die Entwicklung der Regelungslogik als gesondertes Aufgabenpaket im Rahmen des Vorhabens definiert war, wird dieses in Abschnitt 4.2.1.5 ausführlich beschrieben.

Das Planungsverfahren entsprechend der in der HOAI vorgesehenen Phasen und die Umsetzung der Baumaßnahmen wurden von dem Planungsbüro BLS Energieplan in enger Abstimmung mit den Projektpartnern, den technischen Anlagenbetreibern und den Liegenschaftseigentümern durchgeführt bzw. begleitet.

ERGEBNISSE

Im Rahmen des oben beschriebenen Identifikations- und Prüfungsprozesses hinsichtlich der Ertüchtigung des hydraulischen Systems wurden die folgenden Maßnahmen zur Realisierung ausgewählt.

1. „Kleiner Ringschluss“

Die Maßnahme „Kleiner Ringschluss“ verfolgte das Ziel, die Kälteeinspeisung der jüngsten und effizientesten Kälteerzeuger im Bestand KM6 und KM7 in das Kältenetz zu ermöglichen. Auf diese Weise würde das Kältenetz zu einer ausreichend Erzeugerkapazität gewinnen, um den Rückbau der veralteten, ineffizienten und störanfälligen KM3 vorzunehmen und zum anderen würde eine stärkere Auslastung der leistungsfähigen Kältemaschinen KM6 und KM7 erreicht.

Zur Realisierung dieser Maßnahme waren aus hydraulischer Sicht die Installation einer zusätzlichen erdverlegten Kaltwassertrasse und deren Anschluss an das Bestandssystem notwendig. Für den Betrieb des Erzeugerstandorts 3 war es darüber hinaus notwendig, eine geeignete Regelungsstrategie zu entwickeln, die zum einen die Versorgung der Verbraucher sicherstellt und zum anderen für den energieeffizienten und stressfreien Betrieb der installierten Erzeuger sorgen würde. In engem Zusammenhang damit stand die Ausstattung des gesamten Versorgungsabschnitts mit Sensorik und entsprechenden motorischen Klappen zur Übernahme der Regelungsaufgaben.



Abbildung 14 *Bautätigkeit zur Anbindung des Standorts 3 an das Kältenetz – links: Verlegung der zusätzlichen Kaltwassertrasse, rechts: Gebäudeeinführung 19.51*

2. Anpassung der Hydraulik des Gebäudes 19.06

Das Gebäude 19.06 war bisher an die Primärseite (Glykol) des Standorts 3 angeschlossen und verfügte über einen eigenen Wärmeübertrager als Kälteübergabestation. Mit der Anpassung der Hydraulik wurde das Ziel verfolgt, das Gebäude 19.06 aus dem Kälteverbund kaltwasserseitig versorgen zu können, so dass der Zwangsbetrieb der KM6 und KM7 im Niedriglastbereich aufgehoben würde.

Die Anbindung des Gebäudes 19.06 an den Verbund konnte über die Sammler- und Verteilleitungen des Gebäudes 19.10 erfolgen.

3. *Übergabestation Standort 1*

Für einen funktionierenden Kälteverbund war es wichtig, Umbauten im Bereich der Kälteübergabestation des Standorts 1 vorzunehmen. Ziel war es, die Leitungsführung aus hydraulischer Sicht zu verbessern, so dass die dort auftretenden Druckverluste verringert würden. Des Weiteren sollte der Standort nach Einbindung des Eisspeichers möglichst flexibel betrieben werden können. Vorgesehen war beispielsweise, dass eine Beladung des Eisspeichers bei gleichzeitiger Versorgung des Verbundes durch den Standort 1 möglich würde.

Diese Maßnahme wurde im Zusammenhang mit der Reaktivierung und Einbindung des Eisspeichers in das Kältenetz (siehe Abschnitt 4.2.1.4) umgesetzt.

In engem Zusammenhang mit den ausgewählten Maßnahmen wurde eine netzübergreifende Regelungsstrategie entwickelt, die in der Lage sein würde, die Erreichung der avisierten Ziele zu sichern (siehe Abschnitt 4.2.1.5).

4.2.1.3 Machbarkeitsstudie zur Integration eines Kältespeichers

METHODIK

Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie wurde zunächst geprüft, inwieweit eine Reaktivierung des am Standort 1 installierten und stillgelegten Eisspeichers in Betracht gezogen werden könnte. Darüber hinaus sollten Alternativen zur Reaktivierung aufgezeigt und aus technischer und monetärer Sicht auf ihre Umsetzbarkeit hin untersucht werden. Die folgenden Möglichkeiten zur Integration eines Kältespeichers in das vorhandene Netz kamen in Betracht.

- Reaktivierung des vorhandenen Eisspeichers
- Neuerrichtung eines Eisspeichers
- Neuerrichtung eines Kaltwasserspeichers

Im Zuge der Untersuchungen hinsichtlich einer Reaktivierung fand zum einen eine gründliche Sichtung aller vorhandenen Unterlagen (Herstellerunterlagen, Planungsunterlagen, Studien) zu dem vorhandenen Eisspeicher statt und zum anderen wurden die Gründe, die zur Stilllegung geführt hatten, noch einmal hinterfragt und bewertet. Parallel dazu wurden im Hinblick auf eine Wiederinbetriebnahme relevante Fragestellungen mit unterschiedlichen unabhängigen Erfahrungsträgern diskutiert, um auf diese Weise ein möglichst objektives Meinungsbild zu gewinnen. Im Weiteren wurden ein Durchströmungstest und eine Sichtprüfung durchgeführt. Damit sollte sichergestellt werden, dass die

geforderten Volumenströme erreicht und größere Undichtigkeiten ausgeschlossen werden konnten.

Im Rahmen der Prüfung bezüglich einer Neuerrichtung des Eisspeichers, wurde aus Gründen der Platzverfügbarkeit der Rückbau des Bestandsspeichers vorgesehen. Als neu zu installierende Speichereinheit wurde das typen- und leistungsgleiche Modell der Fa. Calmac vorgesehen.

Die Prüfung der Neuerrichtung eines Kaltwasserspeichers zeigte, dass ein Kaltwasserspeicher mit identischer Kapazität zum bestehenden Eisspeicher immense Dimensionen annehmen und dessen Errichtung hohe Kosten verursachen würde. Aus diesem Grunde wurde die Installation eines Speichers mit deutlich verringerter Kapazität und Entladeleistung in Betracht gezogen.

ERGEBNISSE

Aus technischer Sicht waren alle untersuchten Varianten zur Integration einer Kältespeichereinheit in das Bestandskältenetz umsetzbar. Im Falle der Neuinstallationen eines Eisspeichers bzw. Kaltwasserspeichers wäre ein vorheriger Rückbau des Bestandsspeichers vorzunehmen. Zudem bestünde bei Neuinstallation eines Kaltwasserspeichers auch bei reduzierter Speicherkapazität ein erheblicher Platzbedarf, wie Abbildung 15 zeigt.



Abbildung 15 *Rekonstruktion Kaltwasserspeicher mit reduzierter Kapazität*

Im Rahmen einer Kostenschätzung für die Umsetzung der entsprechenden Varianten wurde die Reaktivierung des Eisspeichers als kostengünstigste Variante identifiziert. Es ergab sich ein spezifischer Preis von ca. 44 €/kWh für die Integration von Kältespeicherkapazität in das Kältenetz. Die spezifischen Kosten für die Neuinstallation eines Eisspeichers und dessen Anbindung an das Netz lagen bei 85 €/kWh und waren damit fast doppelt so hoch wie die einer Reaktivierung. Für die Errichtung eines Kaltwasserspeichers mit einer um mehr als 50 % reduzierten Kapazität wurde ein spezifischer Preis von 355 €/kWh ermittelt. Diese Variante hätte damit deutlich höhere Kosten verursacht als die Realisierung der Eisspeichervarianten.

Die Ergebnisse aus der Machbarkeitsstudie zeigten deutlich, dass die Reaktivierung des bestehenden Eisspeichers sowohl technisch möglich als auch im Hinblick auf die entstehenden Kosten zu favorisieren war.

4.2.1.4 Integration des Kältespeichers in den Kälteverbund

METHODIK

Voraussetzung für die Wiederinbetriebnahme des bestehenden Eisspeichers war eine vorherige Entsorgung des Speicherinhalts. Hierfür war das Abwasser durch ein akkreditiertes Prüflabor zu deklarieren, da die Vermutung bestand, dass das Speicherwasser ein stark umweltschädigendes Biozid enthielt. Die Laboranalyse bestätigte das Vorhandensein von Tributylzinn als Kation. Folglich waren für die Entsorgung befähigte Unternehmen zu recherchieren, anzufragen und zu beauftragen. Parallel zur Entsorgung des Speicherinhalts wurde eine gründliche Reinigung der Wärmeübertragungsflächen der Speicherkartuschen durchgeführt, um die internen Wärmetransportvorgänge zu verbessern.

Im Weiteren übernahm das Ingenieurbüro BLS Energieplan in enger Abstimmung mit den Projektbearbeitern und den technischen Betreibern die Planung und Überwachung der Umsetzungsmaßnahmen zur Integration des Speichers in das Bestandskältenetz und zum Umbau der Kälteübergabestation am Standort 1. Wie bereits in Abschnitt 4.2.1.2 erläutert, war der Umbau der Kälteübergabestation eine wichtige Voraussetzung für die Wiederinbetriebnahme und Einbindung des Speichers, denn nur so konnte ein möglichst flexibler Betrieb des Erzeugerstandorts 1 gewährleistet werden.

Nach der Neuerrichtung der Kälteübergabestation sollte es möglich sein, den Speicher und beide Erzeuger einzeln oder parallel in unterschiedlichen Kombinationen zu betreiben. Hierfür wurde ein entsprechendes Betriebsmodell entwickelt, das alle für den Standort 1 relevanten Betriebsfälle berücksichtigte. Im Rahmen des Betriebsmodells wurden die Anforderungen an den jeweiligen Versorgungsfall und die daraus resultierenden Schaltvorgänge definiert, so dass auf dieser Basis das Hydraulik-, Sicherheits- und Regelungskonzept entworfen werden konnte. Auf das Betriebsmodell und die damit verbundene Regelungsstrategie wird in Abschnitt 4.2.1.5 genauer eingegangen.

ERGEBNISSE

Im Resultat der Reinigung der Wärmeübertragungsflächen in den Speicherkartuschen zeigten sich diese frei von festen Belägen (Abbildung 16). Demnach konnte davon ausgegangen werden, dass die Wärmetransportvorgänge

beim Be- und Entladen der Speichergruppe zukünftig ordnungsgemäß gewährleistet sein sollten.



Abbildung 16 Wärmeübertragerflächen des Eisspeichers vor (links) und nach (rechts) der Reinigung

Der eigentliche Planungsprozess endete mit der Ausführungsplanung, die letztlich die Grundlage für die Umsetzungsarbeiten in den Gewerken Anlagenbau und EMSR war.

Im Anschluss an die Umsetzungsarbeiten wurde der Standort 1 erstmals vollständig in Betrieb genommen und ein ca. dreiwöchiger Probetrieb gestartet. Währenddessen wurden alle definierten Betriebsfälle sowie die Umschaltung zwischen den einzelnen Betriebsarten getestet. Auffälligkeiten wurden dokumentiert und zwischen Anlagenbetreiber, EMSR-Programmierer und begleitenden Wissenschaftlern rückgekoppelt.



Abbildung 17 Neu errichtete Kälteverteilung und Informationsschwerpunkt 1 bei Abschluss der Umsetzungsphase am Standort 1; ©TU Berlin

4.2.1.5 Entwicklung einer netzübergreifenden Regelungsstrategie

METHODIK

Die Entwicklung der netzübergreifenden Regelungsstrategie wurde parallel zur Planung des hydraulischen Konzeptes durchgeführt, da beide eng miteinander

verknüpft waren. Entsprechend den Vorüberlegungen zur hydraulischen Optimierung sollten die einzelnen Erzeugerstandorte am ZPO nach Umsetzung der geplanten Maßnahmen weiterhin unabhängig voneinander betrieben werden können. Aus diesem Grunde wurden zunächst Betriebsmodelle für die einzelnen Erzeugerstandorte entwickelt, die dann in standortspezifische Regelungsstrategien überführt wurden. In einem weiteren Schritt wurden diese durch ein netzübergreifendes Konzept verknüpft. Auf beiden Regelungsebenen wurde das Ziel eines möglichst effizienten Betriebs der Kälteerzeuger in Verbindung mit dem Kältespeicher und dem Kältenetz verfolgt (EP-Effizienzprogramm). Die Regelung wurde als reines Expertensystem aufgesetzt, in das im Wesentlichen die Ergebnisse aus der Bestandsanalyse und die Betriebserfahrungen der Anlagenbetreiber einfließen. Die Einbindung regenerativer Energiequellen unter Berücksichtigung von beispielsweise Wetterprognosen wurde innerhalb dieses Arbeitspaketes nicht berücksichtigt. Diese Aufgabe sollte die Logik des EMS übernehmen, die parallel zur sogenannten „Effizienzregelung“ entwickelt wurde. Zum Zusammenspiel beider Logiken wird in Abschnitt 4.3.1.3 berichtet.

ERGEBNISSE

Für den Standort 1 wurden Betriebsfälle definiert, die sowohl hydraulisch als auch regelungstechnisch umzusetzen waren. Hierfür wurde eine Matrix entworfen, die die Erzeugerfolge, die daraus resultierenden Klappen- und Ventilstellungen sowie den Pumpenbetrieb berücksichtigt. Im Wesentlichen wurden fünf Betriebsfälle identifiziert, die als Standortregelung im Informationsschwerpunkt ZPO 1 verortet wurden:

- 1 Entladen des Eisspeichers und Netzbetrieb der Kältemaschinen in der Prioritätenfolge Eisspeicher, KM2, KM1
Die KM1 wird nur betrieben, wenn die KM2 nicht verfügbar ist oder zusätzliche Leistung erforderlich ist. Die maximale Einspeiseleistung ist durch den Wärmeübertrager der Kälteübergabestation beschränkt.
- 2 Netzbetrieb der Kältemaschinen in der Prioritätenfolge KM2, KM1
- 3 Beladen des Eisspeichers durch KM1 (Ladebetrieb) und Netzbetrieb der KM2
- 4 Ladebetrieb der KM1 ohne Betrieb der KM2
Das Kaltwassernetz wird nicht vom Standort 1 versorgt.
- 5 Das Energiemanagementsystem greift ein und bestimmt einen Betriebsfall.

Der Standort 1 kann im Automatikbetrieb sowie per Handsteuerung betrieben werden.

Darüber hinaus wurde für den Standort 1 ein Kalenderzeitprogramm implementiert, das die Beladung des Speichers während der Nacht und die Entladung in Abhängigkeit von Wochentag und Uhrzeit vorsieht. Das Kalenderzeitprogramm soll unter anderem sicherstellen, dass der Speicher dann beladen wird, wenn möglichst niedrige Außentemperaturen herrschen, da der Kälteerzeuger dann am effizientesten

arbeitet. Die zeitlichen Parameter sind flexibel einstellbar und werden im Verlauf der Betriebsoptimierung angepasst.

Die Kälteerzeuger am Standort 2 fanden als Betriebsmodell nur insoweit Berücksichtigung, als dass KM4 und KM5 lediglich bei ausgesprochen hohen Kältebedarfen oder im Falle eines Erzeugerausfalls an einem anderen Standort zur Einspeisung in das Netz zur Verfügung stehen würden. In erster Linie sollten diese Erzeuger die RLT-Anlage auf dem Dach des Gebäudes 19.51 versorgen. Diese würde auch zukünftig keine Kälte über das Netz beziehen können, blieb also wie in der Ausgangssituation direkt an den Betrieb der KM4 und KM5 gekoppelt. Die KM3 wurde wegen ihres Rückbaus nicht mehr berücksichtigt.

Der Standort 3 sollte an das Kaltwassernetz angeschlossen werden, so dass die bisher schwach ausgelasteten KM6 und KM7 mit ihrer hohen Kapazität und Effizienz der gesamten Liegenschaft zur Verfügung stehen würden. Die Redundanz der beiden Maschinen blieb erhalten. Die Versorgung der RLT-Anlage des Gebäudes 19.05 würde auch weiterhin nur über den Standort 3 erfolgen. Der EMSR-seitige Anschluss des Standorts 3 an das Kältenetz beinhaltet im Wesentlichen dessen Einbindung in den Informationsschwerpunkt ZPO 2.

Nach der Verknüpfung der standortspezifischen Betriebsmodelle zu einer netzübergreifenden Regelungsstrategie sollten am Standort 1 vorrangig der Eisspeicher und die KM2 und am Standort 3 die KM6 und KM7 in das Netz einspeisen. Die entsprechende Netztopologie ist in Abbildung 18 dargestellt.

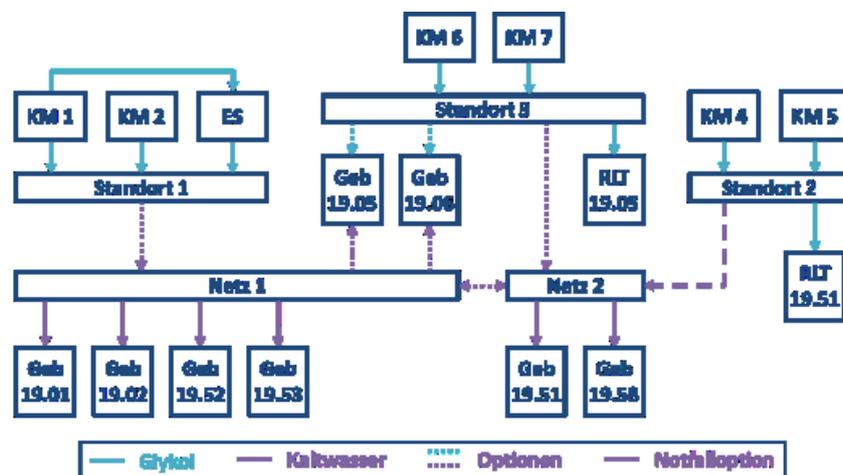


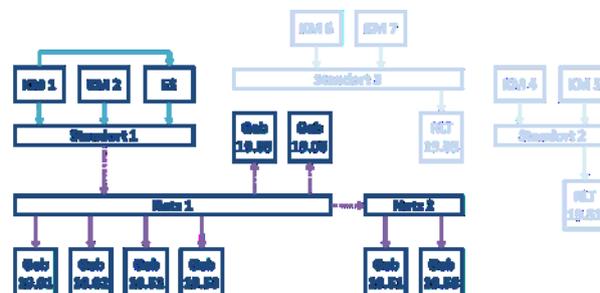
Abbildung 18 Netztopologie ZPO mit Versorgungsoptionen

In Abhängigkeit von den Kältebedarfen sollte es möglich sein, die Liegenschaft aus wahlweise einem der beiden Standorte oder aber gleichzeitig aus beiden Standorten zu versorgen. Hierbei waren insbesondere auch die hydraulischen Gegebenheiten des Kältenetzes zu berücksichtigen. Dies betraf unter anderem die Ausbildung eines Druckhochpunktes zwischen den Netzabschnitten 1 und 2 im Falle des Parallelbetriebs der beiden Standorte.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung einer Regelungsstrategie, die den effizienten Betrieb des Gesamtsystems sichert (EP-Effizienzprogramm), wurden vier Versorgungsoptionen vorgesehen:

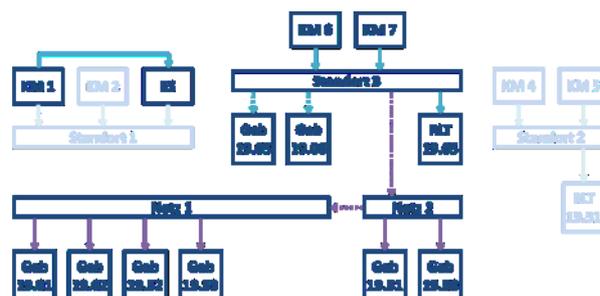
Betriebsfall 1

- Versorgung der gesamten Liegenschaft aus Standort 1
- Anforderung der Kälteerzeuger erfolgt entsprechend der Standortregelung
- RLT-Anlage des Gebäudes 19.05 wird nicht betrieben
- Standort 2 versorgt RLT-Anlage des Gebäudes 19.51 bzw. Notversorgung



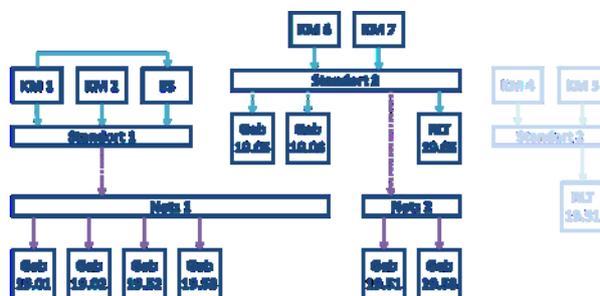
Betriebsfall 3

- Versorgung der gesamten Liegenschaft aus Standort 3
- Anforderung der Erzeuger erfolgt nach Vorgaben des internen Chillermanagers KM6/7
- Parallel dazu ist die Beladung des Eisspeichers an Standort 1 möglich
- Standort 2 versorgt RLT-Anlage des Gebäudes 19.51 bzw. Notversorgung



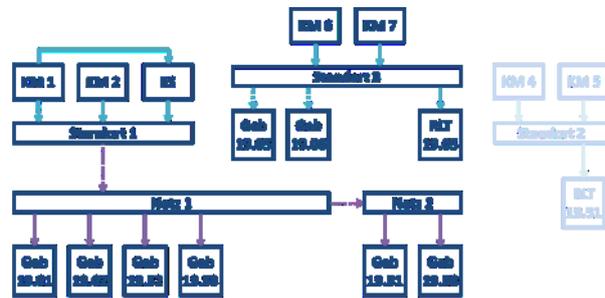
Betriebsfall 13

- Parallele Versorgung aus Standort 1 und Standort 3
- Trennung der Netzabschnitte 1 und 2 durch Ausbildung eines Druckhochpunktes
- Leistungsübertragung zwischen den Netzabschnitten nicht möglich
- Standort 2 versorgt RLT-Anlage des Gebäudes 19.51 bzw. Notversorgung



Betriebsfall 13i

- Versorgung des Netzes über Standort 1
- RLT 19.05 sowie Gebäude 19.05 und 19.06 werden im „Inselbetrieb“ über Standort 3 versorgt
- Standort 2 versorgt RLT-Anlage des Gebäudes 19.51 bzw. Notversorgung



Wegen der Abhängigkeit des Kältebedarfs von saisonalen und tageszeitlichen Gegebenheiten wie Außentemperaturen, wurde im Rahmen des Effizienzprogramms ein Kalenderzeitprogramm vorgesehen, das drei Prioritätenfolgen für die Betriebsfälle festlegt:

Prioritätenfolge I - Winterhalbjahr (01.10.-31.03.), ganztägig

| Priorität | Betriebsfall | Erläuterung |
|--------------|--------------|---|
| 1. Priorität | BF 1 | vollständige Versorgung aus Standort 1 |
| 2. Priorität | BF 13i | bei Kältebedarf durch die RLT-Anlage des Gebäudes 19.05 Zuschaltung des Standorts 3 im Inselbetrieb |
| 3. Priorität | BF 13 | bei Überschreiten des Sollwertes der Netzvorlauftemperatur zusätzlich Einspeisung aus Standort 3 ins Kältenetz |
| 4. Priorität | BF 3 | falls Standort 1 nicht verfügbar, vollständige Versorgung aus Standort 3 |

Prioritätenfolge II - Sommerhalbjahr (01.04.-30.09.), Nacht (19:00-7:00 Uhr)

| Priorität | Betriebsfall | Erläuterung |
|--------------|--------------|---|
| 1. Priorität | BF 3 | vollständige Versorgung aus Standort 3 bei gleichzeitiger Beladung des Eisspeichers |
| 2. Priorität | BF 13 | bei Überschreiten des Sollwertes der Netzvorlauftemperatur zusätzlich Einspeisung aus Standort 1 ins Kältenetz |
| 3. Priorität | BF 1 | falls Standort 3 nicht verfügbar oder kein Kältebedarf durch RLT-Anlage Gebäude 19.05 |

Prioritätenfolge III - Sommerhalbjahr (01.04.-30.09.), Tag (7:00-19:00 Uhr)

| Priorität | Betriebsfall | Erläuterung |
|--------------|--------------|--|
| 1. Priorität | BF 13i | Versorgung des Netzes aus Standort 1 durch Entladung des Eisspeichers, Inselversorgung an Standort 3 |
| 2. Priorität | BF 3 | bei Erreichen eines festgelegten Entladeniveaus des Speichers vollständige Versorgung aus Standort 3 |
| 3. Priorität | BF 13 | bei Überschreiten des Sollwertes der Netzvorlauftemperatur zusätzlich Einspeisung aus Standort 1 ins Kältenetz |

4.2.1.6 Optimierung der Betriebsmodelle

METHODIK

Dieses Arbeitspaket wurde im Rahmen des Vorhabens „Energienetz Berlin Adlershof“ begonnen und fließend in die nachfolgende Projektphase „Energienetz Berlin Adlershof – Monitoring und Optimierung“ überführt.

Die Bewertung der umgesetzten Maßnahmen und die Optimierung des Gesamtsystems erforderten Untersuchungen auf verschiedenen Ebenen des Versorgungssystems. Zum einen wurde damit begonnen, den Betrieb der Kälteerzeuger und des Eisspeichers im Einzelnen zu betrachten. Zum anderen wurde deren Verhalten im Zusammenspiel innerhalb der Erzeugerstandorte analysiert. Auf einer nächsten Ebene wird das neu errichtete Verbundsystem in seiner Gesamtheit untersucht, wobei der Fokus auf der Wirksamkeit des Effizienzprogramms bzw. des Energiemanagementsystems liegen wird.

1. Eisspeicher

Nach Inbetriebnahme des Erzeugerstandorts 1 wurde zunächst im automatisierten Betrieb gefahren. Darüber hinaus wurden auch variable Betriebsweisen am Standort 1 getestet. Ziel war es, detaillierte Erkenntnisse über das Betriebsverhalten von Erzeugern und Speicher im Einzelnen und im systemischen Zusammenspiel zu gewinnen. Diese sollen später im Folgevorhaben und dort im Rahmen der Betriebsoptimierung berücksichtigt werden und bilden darüber hinaus die Basis für die Entwicklung der EMS-Algorithmen.

In diesem Zusammenhang kommt dem Eisspeicher eine übergeordnete Rolle zu, weshalb hier vertiefte Untersuchungen vorgenommen wurden. Zu diesem Zweck wurde ein Messsystem entwickelt, mit dessen Hilfe die vertikalen Temperaturverteilungen im Inneren des Eisspeichers vermessen werden können. Auf diese Weise wurde es möglich, genaue Informationen über die Transportmechanismen an den Wärmeübertragerflächen, die Phasenwechsel-

vorgänge, das Betriebsverhalten bei Be- und Entladungsprozessen sowie über die Speicherverluste zu gewinnen, so dass letztlich Rückschlüsse bezüglich der Optimierung des Speicherbetriebs gezogen werden konnten. Darüber hinaus wurden die Ergebnisse der Messungen herangezogen, um das mathematische Modell des Eisspeichers mit Realdaten zu validieren.

2. *Kälteerzeuger*

Nach Umbau der Erzeugerstandorte 1 und 3 wurden die nun verfügbaren Betriebsdaten aus dem gesamten Kältenetz kontinuierlich beobachtet. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf das Betriebsverhalten der Kälteerzeuger KM2, KM6 und KM7 gelegt. Über die Auswertung der entsprechenden Daten wurde versucht, genaue Kenntnisse über die Zusammenhänge zwischen Außentemperatur, Lastfall und Effizienz der einzelnen Erzeuger zu gewinnen.

3. *Standort 1*

Nach Abschluss der Probetriebsphase wurde der Erzeugerstandort 1 in den automatisierten Betrieb entsprechend des in der Planungsphase entwickelten Betriebsmodells überführt. Im Zuge dessen konnten erstmals Daten im kontinuierlichen Anlagenbetrieb aufgenommen werden. Das Betriebsmodell wird in der nachfolgenden Projektphase dahingehend angepasst, dass sowohl die Kältemaschinen als auch der Eisspeicher mit maximaler Effizienz bzw. mit minimalen Verlusten betrieben werden können.

4. *Standort 3*

Eine wesentliche Zielsetzung zur Verbesserung der Effizienz des Kältenetzes war die Anbindung der Kälteerzeuger KM6/7 an das Netz. Auf diese Weise sollte eine höhere Auslastung dieser Maschinen und damit verbunden eine Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden. Die Betriebsstrategie sah entsprechend vor, dass das Kältenetz in den Sommermonaten vorrangig aus dem Standort 3 versorgt werden sollte (siehe dazu Abschnitt 4.2.1.5).

Im Anschluss an die Inbetriebnahme des „Kleinen Ringschluss“ wurde zunächst überprüft, inwieweit eine vollständige Versorgung des Netzes aus dem Standort 3 möglich ist und ob durch die Umsetzung der angestrebten Maßnahmen eine stärkere Auslastung der Maschinen erreicht wurde.

ERGEBNISSE

1. *Eisspeicher*

Der Einsatz des Systems zur Messung der vertikalen Temperaturverteilung in den Speicherbehältern lieferte detaillierte Kenntnisse über die stattfindenden Phasenwechselprozesse.

In Abbildung 19 ist die Kälteleistung einer Speicherkartusche und die vertikale Temperaturverteilung in der vermessenen Speicherkartusche während eines Beladungsvorgangs dargestellt. Die Temperatur ϑ_2 stellt die oberste Messstelle dar, die sich nahe am Deckel des Behälters und in direktem Kontakt mit dem Wasser befand. Dagegen ist ϑ_{11} die unterste Messstelle, d. h. sie befindet sich am nächsten zum Boden des Behälters. Die Kälteleistung in blau stellt die Beladung des Eisspeichers da, in rot ist die Leistung während der Entladung geplottet. Über einen kurzen Zeitraum zwischen Beladung und Entladung hinweg stand der Eisspeicher still.

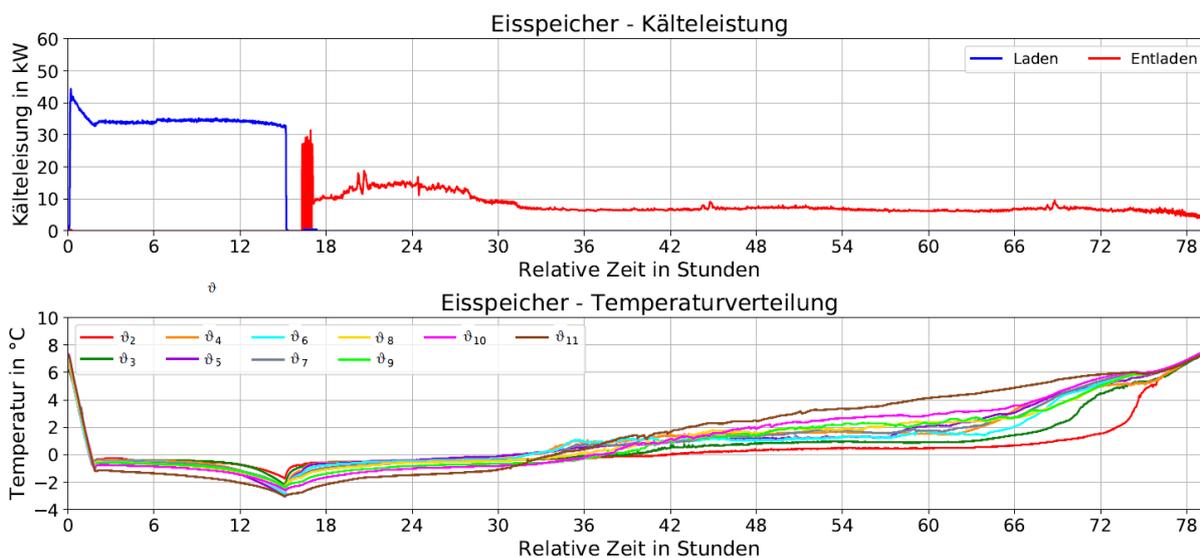


Abbildung 19 Kälteleistung und Temperaturverteilung innerhalb einer Speicherkartusche während des Beladungs- und Entladungsvorgangs

Bei der Betrachtung des Verlaufes der Kälteleistung während der Beladung ist zu erkennen, dass zu Beginn ein Höchstwert von 43 kW auftritt und dann über einen Zeitraum von 2,5 h annähernd linear abnimmt (sensible Beladung). Im Anschluss ergibt sich eine weitestgehend konstante Kälteleistung von ca. 34 kW (latente Beladung).

Bei der Entladung variiert die Kälteleistung entsprechend des Bedarfes. Die starke Schwankung am Anfang des Entladungsvorgangs ist auf den Umschaltvorgang zwischen Kältemaschinenbetrieb und Eisspeicherbetrieb zurückzuführen.

Die Temperaturmesswerte zeigen, dass während des Beladungsvorgangs nur geringe Abweichungen zwischen den Temperaturen (ϑ_2 bis ϑ_{11}) auftreten. Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich innerhalb der Kartusche keine deutliche Temperaturschichtung einstellt. Demzufolge kann während der Beladung von einer gleichmäßigen Durchmischung in vertikaler Richtung ausgegangen werden. Die entsprechende Annahme, die im Rahmen der mathematischen Modellierung (Abschnitt 4.2.1.1) getroffen wurde, konnte auf diese Weise validiert werden.

Ein Vergleich des realen Beladeverhaltens mit entsprechenden Herstellerangaben ergibt für den untersuchten Beladevorgang im Rahmen der Messgenauigkeit eine gute Übereinstimmung. Grundsätzlich erscheint die Funktionalität bzw. das Ladeverhalten des Eisspeichers entsprechend der Herstellerangaben gewährleistet zu sein.

Die Temperaturen bei der Entladung des Eisspeichers bleiben bis zu einem Zeitpunkt von ca. 36 h weitestgehend homogen. Von diesem Zeitpunkt an steigen die Temperaturen in Abhängigkeit von der vertikalen Position unterschiedlich an, wobei der oberste Sensor den geringsten und der unterste den größten Temperaturanstieg aufweist. Dies lässt sich mit der geringeren Dichte von Eis im Vergleich zu flüssigem Wasser erklären. Das Eis schwimmt während des Schmelzvorgangs auf und befindet sich nahe der Wasseroberfläche, sodass der oberste Temperatursensor (ϑ_2) am längsten damit in Kontakt steht. Am Ende des Entladungsvorgangs nimmt die Temperaturdrift erneut einen vergleichsweise kleinen Wert an. Von diesem Zeitpunkt an kann davon ausgegangen werden, dass im Eisspeicher kein Eis mehr vorhanden ist.

Für den Vergleich der realen Betriebsdaten mit entsprechenden Herstellerangaben wurde das Zeitintervall der latenten Beladung herangezogen, da hierbei weitestgehend konstante Randbedingungen auftreten. Bei dem Vergleich stellte sich heraus, dass die Herstellerangaben für den betrachteten Betriebszustand als grundsätzlich zutreffend erachtet werden können.

Mit Hilfe der Speichertemperatur wurden auch die mittleren Wärmeverluste während einer Stillstandsperiode ermittelt. Über einen Zeitraum von 24 h ergab sich ein Verlust von ca. 2 kWh. Eine genauere Analyse der Stillstandsverluste auf Basis der Speichertemperatur ist mit Hilfe der Messsonde möglich und soll im Rahmen des Anschlussvorhabens bei verschiedenen Umgebungsbedingungen durchgeführt werden, da die Speicherverluste maßgeblich von der Tageszeit bzw. Sonneneinstrahlung und Umgebungstemperatur beeinflusst werden.

Die bisher erworbenen Erkenntnisse über das Verhalten des Eisspeichers wurden in der netzübergreifenden Regelungsstrategie und der Simulation berücksichtigt. Zukünftige Untersuchungen am Eisspeicher, wie zum Beispiel die Bestimmung der Stillstandsverluste in Abhängigkeit von verschiedenen Umgebungstemperaturen, könnten zu einer Änderung bzw. Verbesserung der Regelstrategien führen.

2. *Kälteerzeuger*

Für die Analyse des Effizienzverhaltens der Kälteerzeuger wurden die gemessene Kälteleistung und die gemessene elektrische Leistung leicht geglättet und aus diesen Daten Leistungszahlen berechnet. Der Bilanzraum umfasst hierbei die durch die Maschine zur Verfügung gestellte Kälteleistung im Wasser-Glykol-Kreis sowie die aufgenommene elektrische Leistung für den Betrieb der Verdichter, der Wasser-Glykol-Pumpe, der Lüfter und der internen Steuerungselektronik der Kältemaschine.

In die Analyse floss darüber hinaus die Abhängigkeit der Leistungszahl von der Umgebungstemperatur ein.

In Abbildung 20 und Abbildung 21 sind die Leistungszahlen über der Kälteleistung und in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur aufgetragen. Die Abbildungen werden hier beispielhaft für Kältemaschine KM7 gezeigt, wobei ein äquivalentes Verhalten bei den Maschinen KM2 und KM6 beobachtet wurde.

Die ermittelten Datenpunkte wurden anhand von schwarzen Punkten dargestellt. Darüber hinaus sind mathematische Funktionen eingezeichnet, welche mit den Messdaten gefittet wurden.

In Abbildung 20 sind die Messdaten für Umgebungstemperaturen kleiner -3 °C dargestellt. Durch einen Abgleich mit den technischen Datenblättern konnte festgestellt werden, dass die Kältemaschine in diesem Bereich im Freikühlbetrieb arbeitet. Im Freikühlbetrieb ist die durch die Maschine aufgenommene elektrische Leistung konstant und von der Last unabhängig, so dass die Leistungszahl linear mit der Kälteleistung steigt.

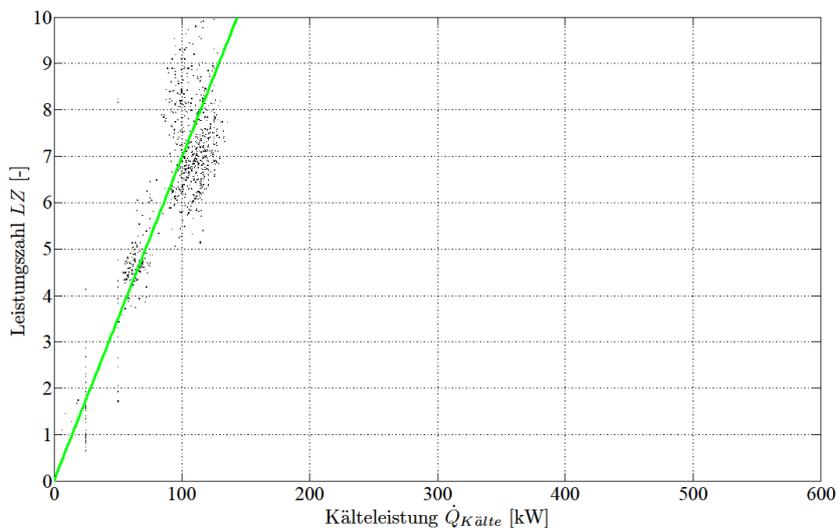


Abbildung 20 Leistungszahl über Kälteleistung, KM7, $T_U \geq -3\text{ °C}$

In Abbildung 21 sind die Messdaten für Umgebungstemperaturen über 25 °C dargestellt. Die Abhängigkeit der Leistungszahl von der Kälteleistung ist deutlich zu erkennen.

Die Kälteanlagen arbeiten mit jeweils zwei Verdichtern, wobei der zweite Verdichter durch die interne Regelung der Kältemaschinen bei einer festgelegten Kälteleistung zugeschaltet wird. In der Abbildung sind die Betriebsbereiche, in denen zunächst der erste Verdichter und später beide Verdichter arbeiten, durch senkrechte, blaue, gestrichelte Linien markiert. Die erste senkrechte Linie markiert die unterste Leistungsgrenze der Kältemaschine. Der Leistungsbereich bis zur zweiten senkrechten Linie bildet den Arbeitsbereich des ersten Verdichters ab. In diesem

Betriebsbereich steigt die Leistungszahl mit zunehmender Kälteleistung zunächst an und erreicht ein Maximum bei ca. 150 kW. Eine weitere Erhöhung der Kälteleistung führt zu einer Verringerung der Leistungszahl. Da in diesem Bereich geringe Änderungen der Kälteleistung mit einer verhältnismäßig starken Änderung der Leistungszahl einhergehen, ist es nicht sinnvoll, die Kältemaschine in diesem Leistungsbereich zu betreiben.

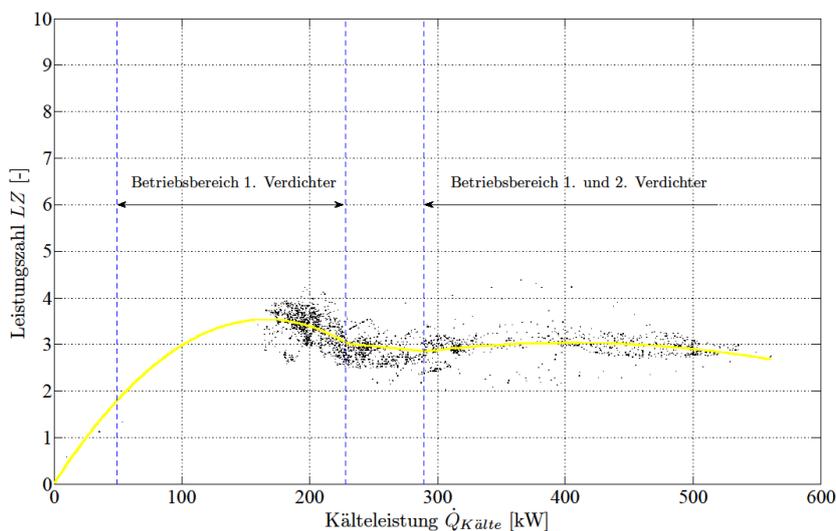


Abbildung 21 Leistungszahl über Kälteleistung, KM7, $T_U \leq 25^\circ\text{C}$

Mit zunehmender Kälteleistung schließt sich ein Übergangsbereich an, in dem die Leistungszahl annähernd konstant bleibt. Ab der dritten senkrechten Linie steigt die Leistungszahl geringfügig an. Dies ist der Teillastbereich, in dem der zweite Verdichter zugeschaltet wird. In diesem Arbeitsbereich kann die Maschine bei nahezu gleichbleibender Leistungszahl einen großen Leistungsbereich abdecken.

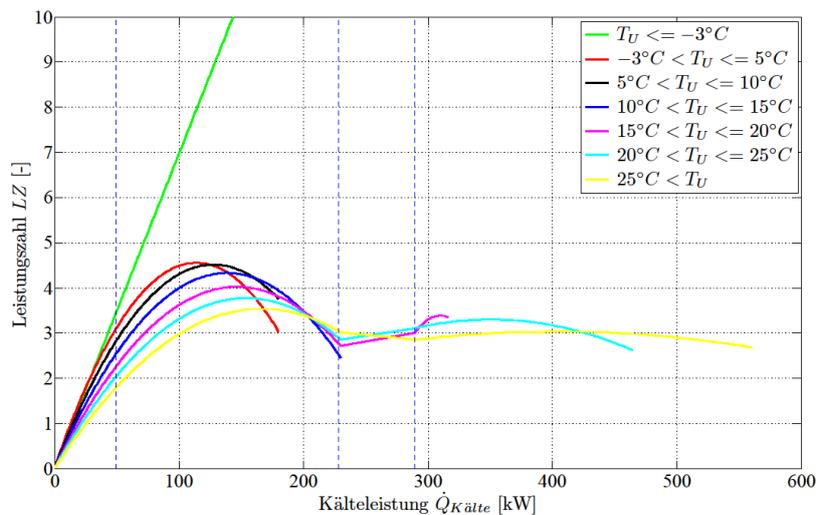


Abbildung 22 Leistungszahl über Kälteleistung, KM7, Polynome

In Abbildung 22 sind die gefitteten Polynome für alle betrachteten Temperaturbereiche dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Leistungszahl erwartungsgemäß mit abnehmender Umgebungstemperatur steigt. Darüber hinaus werden die bereits oben diskutierten Zusammenhänge noch einmal deutlich.

Im Hinblick auf die Betriebscharakteristik der Kälteerzeuger KM2, KM6 und KM7 stützt die bisherige Analyse der Messdaten den Ansatz für die im Rahmen des Vorhabens entwickelte Betriebsstrategie, der eine höhere Auslastung der Maschinen vorsieht, auch um den Freikühlbetrieb präziser zu erfassen und die dynamischen Effekte im System besser zu verstehen.

3. Standort 1

Beispielhaft für den Betrieb des Standorts 1 nach Abschluss der dortigen Umbaumaßnahmen ist in Abbildung 23 ein Zeitraum im September 2017 geplottet. Der Standort 3 war zu diesem Zeitpunkt noch nicht an das Netz abgeschlossen.

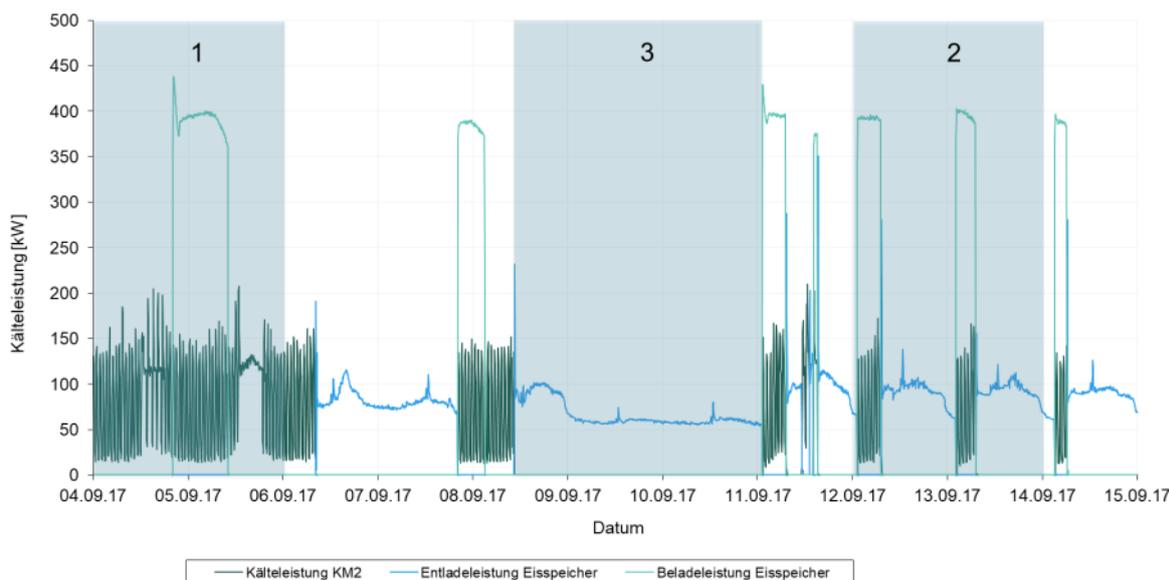


Abbildung 23 Betriebsverhalten von Kälteerzeugern und Eisspeicher an Standort 1

Der in der Abbildung mit „1“ bezeichnete Betriebszeitraum von zwei Tagen ist vergleichbar mit der Ausgangssituation zu Beginn des Vorhabens. Während dieser Zeit versorgte die Kältemaschine KM2 die dem Standort 1 zugeordneten Verbraucher, während der Eisspeicher nicht zur Kältebereitstellung genutzt wurde. Es war zu beobachten, dass der Kälteerzeuger mit einer Kapazität von 510 kW eine maximale Kälteleistung von 125 kW zur Verfügung stellen musste. Eine geringe Effizienz, bedingt durch die geringe Last und die häufigen An- und Abschaltvorgängen, war die Folge.

Demgegenüber steht der Zeitraum „2“ von ebenfalls zwei Tagen. In dieser Zeit wurde der Eisspeicher nachts durch die KM1 beladen, die währenddessen bei niedrigen Außentemperaturen in ihrem optimalen Arbeitspunkt und mit einer nahezu

konstanten Leistung betrieben wurde. Der Kälteerzeuger KM2 versorgte die zugeordneten Verbraucher während der Zeit des Beladens mit Kälte, wobei auch hier die oben beschriebenen ungünstigen Betriebszustände vorherrschten. In der übrigen Zeit lieferte der Eisspeicher allein Kälte an das Kältenetz, während sich die Kälteerzeuger im Standby-Betrieb befanden. Der gesamte Tagesbedarf der zugeordneten Verbraucher konnte auf diese Weise gedeckt werden. In Zeiten mit besonders geringen Kältebedarfen, war der Speicher in der Lage, die Versorgung über mehrere Tage vollständig zu übernehmen. Beispielhaft dafür ist der Betriebszeitraum „3“. Hierbei handelt es sich um einen Freitag und ein angeschlossenes Wochenende.

Die Analyse der Betriebsdaten zeigte, dass die Zeiträume, in denen die Maschinen in ungünstigen Arbeitspunkten betrieben werden, durch Einsatz des Speichers deutlich verringert werden konnten. Im Anschlussvorhaben wird die Auswertung der Betriebsdaten dahingehend fortgeführt, dass die erreichten Effizienzverbesserungen genauer quantifiziert und der Betrieb des Standortes weiter optimiert werden können.

4. Standort 3

Nach Abschluss der Arbeiten zur hydraulischen Ertüchtigung des Kältenetzes konnte auch am Standort 3 festgestellt werden, dass mit der Realisierung der angestrebten Maßnahmen die Umsetzungsziele erreicht wurden. Hierbei ging es vorrangig um eine stärkere Auslastung der Kältemaschinen KM6 und KM7 unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit für alle an das Netz angeschlossenen Verbraucher.

In Abbildung 24 und Abbildung 25 sind die Außentemperaturen sowie die Kälteleistungen der Maschinen KM6 und KM7 über einen Zeitraum von 4 Tagen aufgetragen. Die Verläufe wurden zu Vergleichszwecken für einen Zeitraum im Juni 2017, also vor Anbindung der Maschinen an das Netz, und für einen Zeitraum im Juni 2018 nach Anbindung an das Netz geplottet. Die Außentemperaturen lagen für beide Auswertungszeiträume in einem Bereich von 16-26 °C. Im Juni 2017 versorgten die Maschinen lediglich die Gebäude 19.05 und 19.06. Über weite Bereiche des Beobachtungszeitraums arbeiteten die Maschinen bei einer geringen Grundlast. Dies bedingte häufige Lastwechsel an den Verdichtern der Kälteanlagen, die eine energetisch effiziente Betriebsweise verhinderten.

Während des in Abbildung 25 dargestellten Beobachtungszeitraums wurde das Kältenetz im Betriebsfall 3 betrieben. Das gesamte Netz wurde also durch den Standort 3 versorgt. Die Grundlast hat sich erwartungsgemäß deutlich erhöht, sodass die Maschinen über lange Zeiträume in einem stabilen Betrieb arbeiten. Betriebszeiten, in denen die Kälteerzeuger takteten, treten im Beobachtungszeitraum nicht auf.

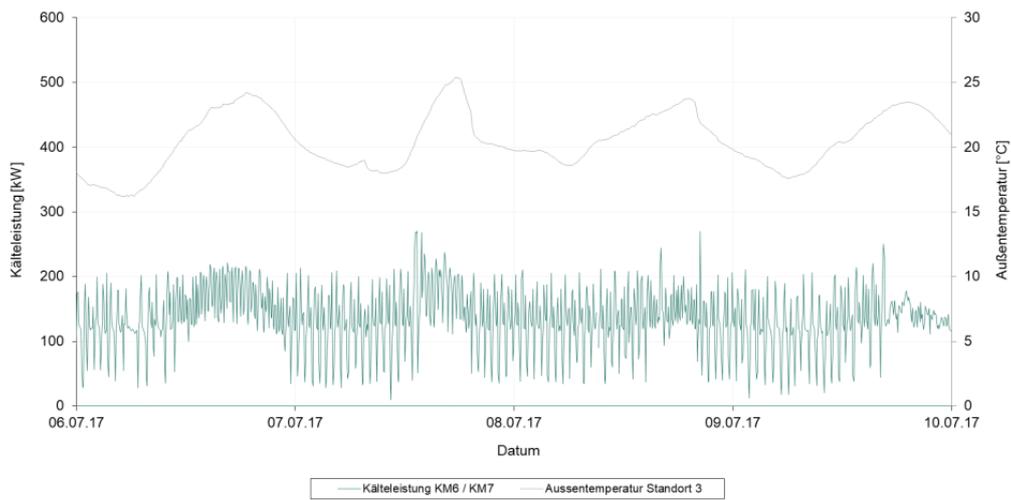


Abbildung 24 Lastkurve von KM6 und KM7 für einen exemplarischen Zeitraum im Juni 2017

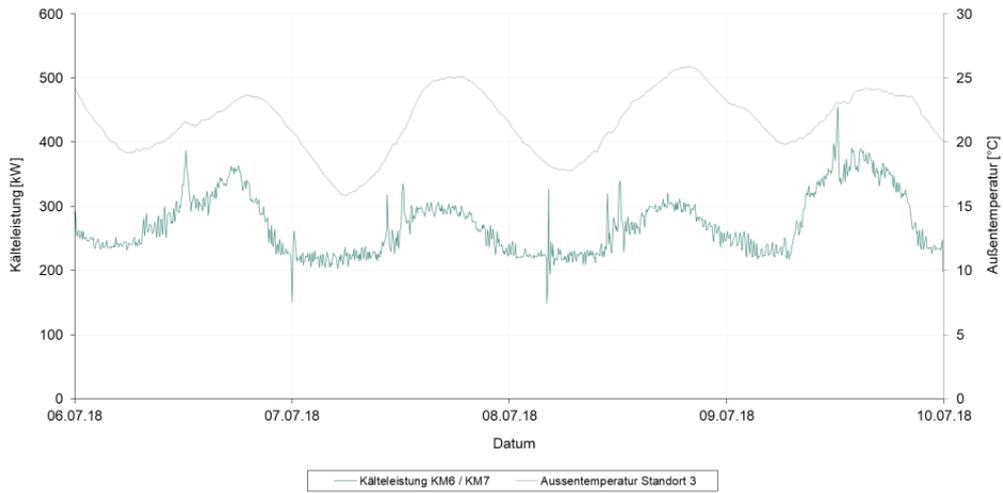


Abbildung 25 Lastkurve von KM6 und KM7 für einen exemplarischen Zeitraum im Juni 2018

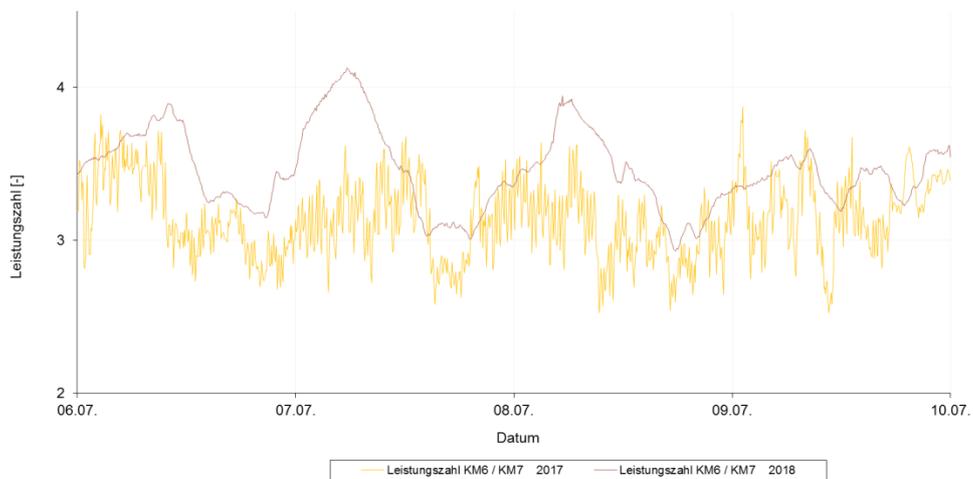


Abbildung 26 Leistungszahlen der Kältemaschinen KM6 und KM 7 für exemplarische Zeiträume in den Jahren 2017 und 2018

Die Stabilisierung des Kältemaschinenbetriebs und die damit verbundene Verbesserung der Effizienz spiegelte sich in den Leistungszahlen für die entsprechenden Zeiträume wider, die in Abbildung 26 geplottet sind. Während im Jahr 2018 eine durchschnittliche Leistungszahl von 3,5 erreicht wurde, lag diese im Jahr 2017 nur bei 3,1. Dies entsprach einer Steigerung der Leistungszahl um 11,4 %.

Abbildung 27 zeigt die Lastkurven der Kälteerzeuger KM6 und KM7 während einer Hochlastperiode im Sommer 2018. Die Außentemperaturen überschritten während eines längeren Zeitraums Werte von 30 °C. Das Kältenetz wurde in dieser Zeit im Betriebsfall 3 betrieben. Das bedeutet, dass die Kältemaschinen KM6 und KM7 als einzige Erzeuger Kälte an das Netz lieferten. Der Standort 3 war in der Lage, in dieser Zeit alle an das Kältenetz angeschlossenen Verbraucher mit Ausnahme der Raumlufttechnik im Gebäude 19.51 zu versorgen. Dabei arbeitete die KM7 mit oberster Priorität in der Erzeugerfolge. Die Leistungsgrenze der Maschine wurde während des Beobachtungszeitraums an zwei Tagen (27.07. und 30.07.) erreicht. In beiden Fällen sorgte der Chillermanager für die Zuschaltung der Kältemaschine KM6, sodass die Kältelast gleichmäßig auf beide Erzeuger verteilt wurde. Der Sollwert der Netzvorlauftemperatur wurde problemlos gehalten und die Versorgung der Verbraucher konnte auf diese Weise mühelos abgedeckt werden.

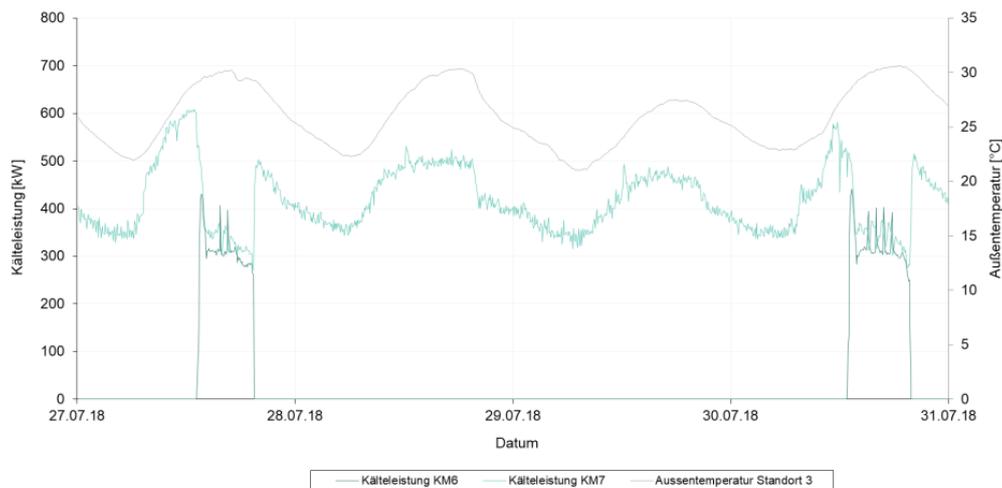


Abbildung 27 Lastkurve der Kälteerzeuger an Standort 3 bei Hochlastbetrieb

4.2.2 AP 1.2 - Aquifer-Kältespeicher

ZIELSETZUNG

Ziel des Arbeitspakets 1.2 war es zu prüfen, inwieweit sich ein oberflächennaher Aquifer anbietet, um parallel zu den Bestandskälteerzeugern ein zusätzliches Temperaturniveau als Wärmesenke zu erschließen. Diese sollte in der warmen Jahreszeit zur Unterstützung der Bestandskälteanlagen genutzt werden, um Verbraucher mit speziellen Anforderungen zu versorgen. In diesem Zusammenhang sollten die Zugänglichkeit und das Potenzial eines geeigneten Aquifers untersucht und ein entsprechendes System konzipiert und implementiert werden. Ziel war es, nicht nur eine Primärenergieeinsparung im Bereich der Kälteversorgung zu erreichen, sondern auch die Nutzung oberflächennaher Geothermie in Berlin voranzutreiben.

AUFGABEN

- Speicherkonzept und Speicherauslegung
- Genehmigungsverfahren
- Thermisch hydraulisches Untergrundmodell
- Detailplanung Aquifer + Systemtechnik
- Energieeinsparung und Wirtschaftlichkeit
- Vereinfachtes Speichermodell

4.2.2.1 Speicherkonzept und Speicherauslegung

METHODIK

Zu Beginn des Vorhabens wurde zunächst ein grobes Betriebskonzept für den Aquiferspeicher entwickelt. Dieser sollte als saisonaler Speicher betrieben werden. Während der Aquifer in den warmen Jahreszeiten die konventionellen Kälteerzeuger unterstützen sollte, wurde für die kalten Jahreszeiten die Regeneration des Speichers vorgesehen. Hierbei sollte über einen der vorhandenen Freikühler Umgebungskälte eingespeichert werden.

Vorrangig stellte sich die Frage, wo im Kältenetz der Aquiferkältespeicher infrastrukturell eingebunden werden sollte. Hierbei war insbesondere zu untersuchen welcher Erzeugerstandort zukünftig durch einen Aquiferspeicher unterstützt werden könnte. Zur Klärung dieser Fragestellung wurden zunächst die monatlichen Kälteverbräuche, die auf die drei Erzeugerstandorte entfielen, analysiert und auf ihre Relevanz für den Aquiferkältespeicher geprüft. Dabei wurde davon ausgegangen, dass der bevorzugte Speicherhorizont eine Temperatur von 11,5 °C aufweist. Somit

waren Verbraucher, die Kälte auf einem Temperaturniveau von 6 °C benötigten, für die Versorgung aus dem Aquifer nicht geeignet. Es wurden deshalb alle Verbraucherkreise in Betracht gezogen, die Kälte auf einem Temperaturniveau von 15 °C oder höher anforderten.

Auf Basis der Analyse wurde die Lokation des Aquiferspeichers festgelegt und über die Bedarfe der lokalen Verbraucher die maximale Entnahmeleistung und der maximale Fördervolumenstrom bestimmt.

ERGEBNISSE

Das Speicherkonzept sah die Errichtung einer Grundwasserzirkulationsanlage (Brunnendublette) im Elster-Horizont vor, wobei beide Brunnen sowohl als Förder- als auch als Schluckbrunnen betrieben werden würden. Dementsprechend würde in den warmen Sommermonaten aus dem kalten Brunnen gefördert, aufgewärmt und in den warmen Brunnen injiziert werden (Kühlbetrieb). In den kühleren Wintermonaten würde das erwärmte Wasser aus dem warmen Brunnen gefördert, durch einen Freikühler mit Hilfe von Umgebungskälte abgekühlt und mit Initialtemperatur in den kalten Brunnen reinjiziert werden (Regenerationsbetrieb). Um keine dauerhafte Temperaturveränderung im Untergrund hervorzurufen, wurde von einer ausgeglichenen Jahreskältebilanz zwischen Kühl- und Regenerationsphase ausgegangen.

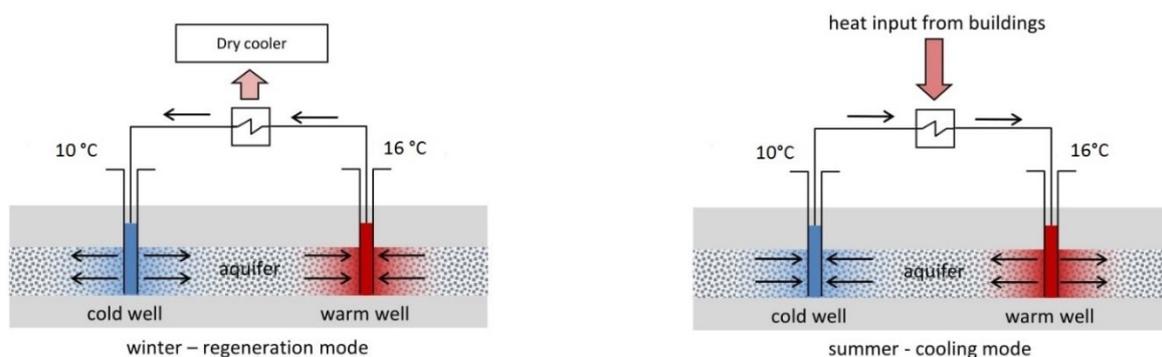


Abbildung 28 Förder- und Schluckbrunnenprinzip für den geplanten Aquiferkältespeicher

Auf dem relevanten Temperaturniveau besaßen die an den Standort 2 angeschlossenen Verbraucher, und hier insbesondere das Gebäude 19.51, den höchsten Kälteverbrauch. Im Jahr 2012 belief sich dieser auf 170 MWh. Daher wurden zwei Verbraucherkreise im Gebäude 19.51 zur Aquiferanbindung ausgewählt und folglich wurden zwei Bohransatzpunkte in unmittelbarer Nähe präferiert.

Die Verbrauchsdaten ließen eine Kühlperiode von April bis Oktober und eine Regenerationsphase von November bis März sinnvoll erscheinen. Auf dieser Grundlage wurde die maximale Entnahmeleistung für den Speicher ermittelt. Dieser sollte eine Kälteleistung von 150 kW decken können. Bei einer angenommenen

Temperaturspreizung von 6 K folgte daraus ein maximaler Fördervolumenstrom von 25 m³/h.

4.2.2.2 Genehmigungsverfahren

METHODIK

Für die Errichtung des Aquiferkältespeichers musste zunächst eine Genehmigung bei der Senatsverwaltung Berlin eingeholt werden. Zuständig für die Verfolgung des Genehmigungsverfahrens war vor allem die DEIG Energietechnik-Insumma GmbH und in der letzten Phase (ab Mai 2017) die WISTA.

In einem ersten Schritt wurden alle einzureichenden Unterlagen sowie Sachdaten und Kenntnisse für das in Frage kommende Erschließungsgebiet in einem Exposé zusammengefasst. Dieses umfasste drei alternative Bohransatzpunkte, die nach ihrer Präferenz aus hydrogeologischer und infrastruktureller Sicht bewertet wurden. Darüber hinaus flossen die Ergebnisse einer thermisch-hydraulischen Modellierung ein, die durch das Geoforschungszentrum Potsdam erstellt wurde (Abschnitt 4.2.2.3). Das Modell orientierte auf die Erschließung eines Aquifers im Elster-Horizont, wobei das thermische Verhalten des Speichers über einen Zeitraum von 10 Jahren modelliert wurde. Darüber hinaus wurden Angaben zu den simulierten Extraktions- und Injektionsmengen und der Ausbreitung der warmen und kalten Wasserblase im Untergrund gemacht. Außerdem wurde überprüft, ob die Gefahr eines thermischen Kurzschlusses zwischen den Brunnenbohrungen besteht. Die Berechnung konnte nachweisen, dass bei dem ausgewiesenen Bohrabstand und über einen Zeitraum von 30 Jahren nicht mit einem thermischen Kurzschluss zu rechnen wäre. Die Betriebszeit des Speichers wurde für 20 Jahre vorgesehen.

Das Exposé wurde der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt von Berlin im Rahmen einer Konsultation vorgestellt, im Ergebnis derer zusätzliche Nachweise gefordert wurden:

- Prüfung der Altlastensituation im Projektgebiet mithilfe des Bodenbelastungskatasters
- Wasseranalyse an der nächstgelegenen Grundwassermessstelle (9401)
- zwei Rammkernsondierungen mit zwei temporären Grundwassermessstellen in unmittelbarer Nähe der abgestimmten Bohransatzpunkte
- Sicherstellung der Minimierung der Auswirkungen auf die Rechte Dritter

Das Exposé wurde hinsichtlich der geforderten Nachweise ergänzt und nachfolgend der Antrag auf Errichtung und Betrieb des geplanten Aquiferspeichers bei der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt eingereicht.

Auf der Grundlage des Antrags wurden die Errichtung von zwei Erkundungsbohrungen und ihr Ausbau zu Gütemessstellen als Vorabmaßnahme zur späteren Errichtung sowie des Betriebes der Erdwärmenutzungsanlage genehmigt. Durch die Erkundungsbohrungen sollten hydrogeologische, grundwasserchemische und grundwassertechnische Parameter, sowie die Ergiebigkeit des Grundwasserhorizonts ermittelt werden. Die Genehmigung der zwei Hauptbohrungen sollte nach Evaluierung der Ergebnisse aus den Gütemessstellen erfolgen.

Die Erkundungsbohrungen wurden in unmittelbarer Nähe der geplanten Hauptbohrungen mit einem Durchmesser von 219 mm und einer Teufe von maximal 99 m uGOK (Erkundungsbohrung 1) sowie 32 m uGOK (Erkundungsbohrung 2) abgeteuft. Sie wurden normgerecht zu 4“-Grundwassermessstellen (GWM1, GWM2) jeweils mit einem 5 m PVC-Filterrohr ausgebaut. Die Filterstrecke wurde in beiden Messstellen im wirtschaftlich nutzbaren Saalehorizont positioniert, nachdem eine sehr geringe Ergiebigkeit beim ursprünglich geplanten Elsterhorizont festgestellt wurde.



Abbildung 29 Abteufen der Erkundungsbohrungen

An den Grundwassermessstellen wurden Grundwasseranalysen sowie ein Fördertest durchgeführt. Die nördlich gelegene GWM 2 wurde in Zusammenarbeit mit dem GFZ zusätzlich mit einem distributed-temperature-sensing-Glasfaserkabel (DTS-Kabel) ausgestattet. Das DTS-Kabel sollte ein komplettes Temperaturprofil entlang der Bohrung generieren.

Die Ergebnisse der Untersuchungen bildeten zum einen die Grundlage für die Detailplanung der Unter- und Obertageanlagen (Abschnitt 4.2.2.4) und zum anderen für die Aktualisierung und Präzisierung des Genehmigungsantrags. Diese beinhaltete im Wesentlichen die Verlagerung des Speichers aus dem Elster- in den Saalehorizont, da die Erkundungsbohrung im Elsterhorizont keine Fündigkeit nachweisen konnte. Beide Produktionsbrunnen sollten nun bis in den produktivsten

Bereich des Saale-Horizonts im Spülbohrverfahren niedergebracht werden. Der Saalehorizont wird in Berlin zur Trinkwassergewinnung genutzt.

Im Verlauf des Vorhabens ergab sich eine Verlagerung der dicht an das Projektgebiet angrenzenden Wasserschutzzone. Aufgrund der Wiederinkraftsetzung der Wasserschutzzonen des naheliegenden Wasserwerks Johannisthal würden die geplanten Brunnen nun in der Wasserschutzzone IIIB liegen. Dies würde Einschränkungen im Betrieb des Speichers bedingen. Diese Entwicklung erwies sich als äußerst kritisch für das Projekt, weil der künftige Betrieb mit speziellen Auflagen verbunden wäre. Darüber hinaus wäre die Anlage unter Rückbauvorbehalt gestellt worden, d. h. eine Anordnung zur Stilllegung und Demontage der Anlage auch in einem bereits genehmigten Zeitraum hätte jederzeit angeordnet werden können.

Vor dem Hintergrund der besonderen Rahmenbedingungen, die der Betrieb des Speichers im Trinkwasserleiter mit sich bringen würde, wurde durch den Liegenschaftseigentümer WISTA ein unabhängiges Gutachten zur Beurteilung der geowissenschaftlichen und wirtschaftlichen Aspekte der Aquiferschließung beauftragt. Dieses bestätigte die Machbarkeit des Aquifers aus geologischer und technischer Sicht. Es wurde jedoch festgestellt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb unter Berücksichtigung der oben genannten Voraussetzungen nicht möglich wäre. Im Ergebnis des Gutachtens lehnte der Liegenschaftseigentümer die Übernahme und den Betrieb der geplanten Anlage ab und das Genehmigungsverfahren wurde eingestellt. Folglich wurden durch die Behörde die Stilllegung und der Rückbau der beiden Grundwassermessstellen gefordert. Diese wurden entsprechend der Vorgaben schichtengemäß zurückgebaut.

ERGEBNISSE

Im Ergebnis der Erkundungsbohrungen konnte erstmals das tatsächliche lithologische Normalprofil am Projektstandort abgebildet werden (Abbildung 30).

Entgegen der Annahme im ursprünglich vorgegebenen Untergrundmodell wurde bei ca. 50 m uGOK und mit einer Mächtigkeit von ca. 20 m die Holstein-Formation vorgefunden. Der Elster-Horizont wurde dementsprechend ca. 20 m tiefer angetroffen als im ursprünglichen Untergrundmodell angenommen, wobei hier schluffige Sande gefunden wurden. Diese eignen sich wegen der sehr geringen Ergiebigkeit nicht für die Aquiferspeichertechnologie.

Als Alternative zum Elster-Horizont sollte die Erschließung des Speichers im Saale-Horizont weiterverfolgt werden. Aus diesem Grunde wurde der Ausbau der Erkundungsbohrungen zu Grundwassermessstellen für die geänderte Teufe vorgenommen (Abbildung 31 und Abbildung 32).

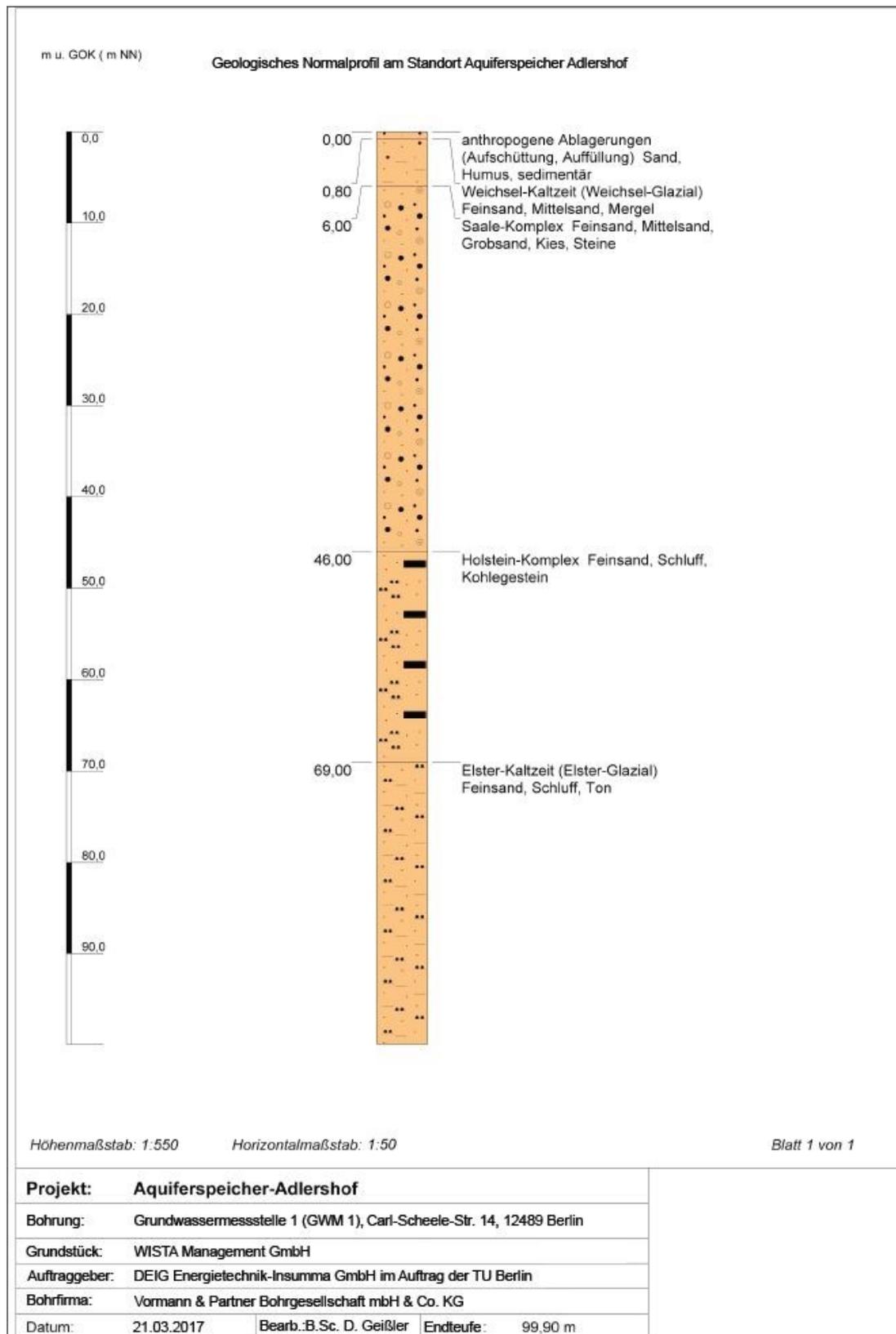


Abbildung 30 Geologisches Normalprofil im Projektstandort

Der an den installierten Grundwassermessstellen durchgeführte Fördertest konnte eine entsprechende Ergiebigkeit bestätigen. Es wurde festgestellt, dass die erforderlichen Fördermengen für den Betrieb des Aquiferkältespeichers gewährleistet und darüber hinaus über längere Zeit gefördert werden könnten. Auch gegebenenfalls erforderliche Spitzenmengen wären erreichbar. Im Saalehorizont könnten Fördermengen von $7,4 \text{ m}^3/\text{h}$ bei einer Absenkung des Wasserspiegels um 1 m realisiert werden, das entspricht einem Produktivitätsindex von $7,4 \text{ m}^3/(\text{h}\cdot\text{m})$. Der mittlere Wert für die hydraulische Leitfähigkeit in der Filterstrecke der beprobten Grundwassermessstelle betrug $3\cdot 10^{-4} \text{ m/s}$.

Die Grundwasseranalysen zeigten in beiden Grundwassermessstellen einen hohen Eisen- und Ammoniumgehalt. Der AOX-Wert lag nah unter dem erlaubten Grenzwert von $0,1 \text{ mg/l}$. Die detektierten Eisen-Werte lagen mit $7,3 \text{ mg/l}$ bzw. $7,6 \text{ mg/l}$ deutlich über dem in der Trinkwasserverordnung von 2001 festgeschriebenen Grenzwert von $2,0 \text{ mg/l}$. In Brunnennähe bzw. im Brunnen könnte das Eisen infolge chemischer bzw. biologischer Vorgänge als unlösliche Verbindung ausfallen und zur Verockerung der Brunnen führen. Zur technischen Vorsorge wären Maßnahmen zu treffen, die einen Zutritt von Luftsauerstoff in die Grundwasserzirkulationsanlage weitestgehend ausschließen. Die erhöhten Ammoniumwerte wurden einer geogenen Herkunft zugeschrieben, da die Wässer aus dem Saale-Horizont von Natur aus eine natürliche Ammoniumbelastung aufweisen.

Das Genehmigungsverfahren war äußerst aufwendig und langwierig, da in verschiedenen Abstimmungsstufen immer wieder zusätzliche Untersuchungen und Nachweise durch die zuständigen Behörden gefordert wurden. Darüber hinaus wurde die Erschließung der Erkundungsbohrungen, die als Messstellen geplant werden mussten, separat von den geplanten Brunnenbohrungen genehmigt. Mit dieser zusätzlichen Vorabmaßnahme wurde das Genehmigungsverfahren zweistufig eingerichtet, was einen zusätzlichen Zeitaufwand bedingte.

Es ist anzumerken, dass weder eine vollständige rechtliche Basis zur Behandlung von Aquiferspeicheranlagen in Berlin, noch belastbare Potenzialkarten existieren. Das erschwerte und verzögerte die Durchführung des Genehmigungsverfahrens, da die entsprechende VDI 4640 nur als Planungsorientierung benutzt werden konnte. Es ist von wesentlicher Bedeutung, dass für die Planung zukünftiger Anlagen eine belastbare und einheitliche Herangehensweise seitens der zuständigen Behörden geprägt wird.

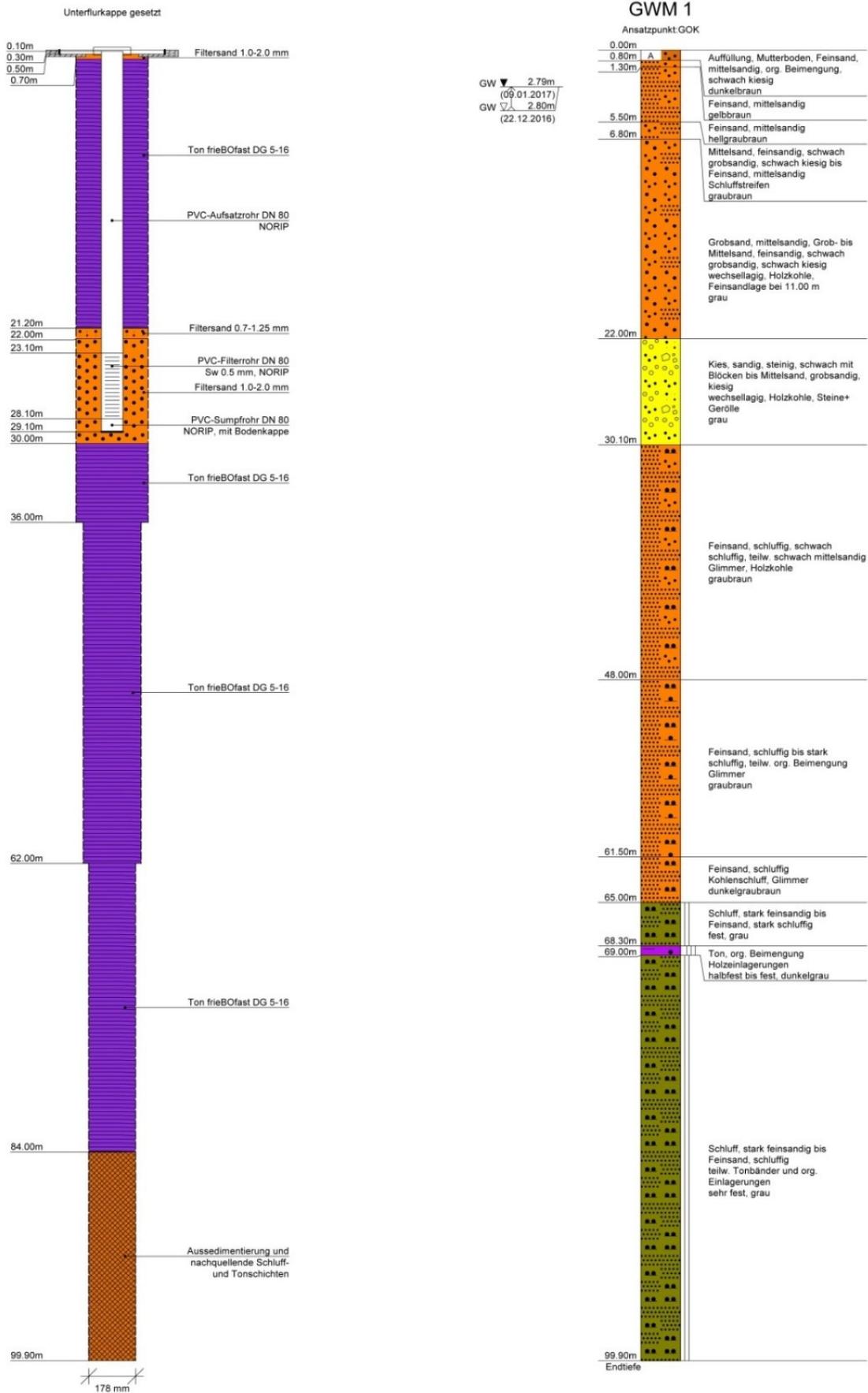


Abbildung 31 Ausbau und geologisches Profil der Grundwassermessstelle GWM1

Durchführung des Vorhabens

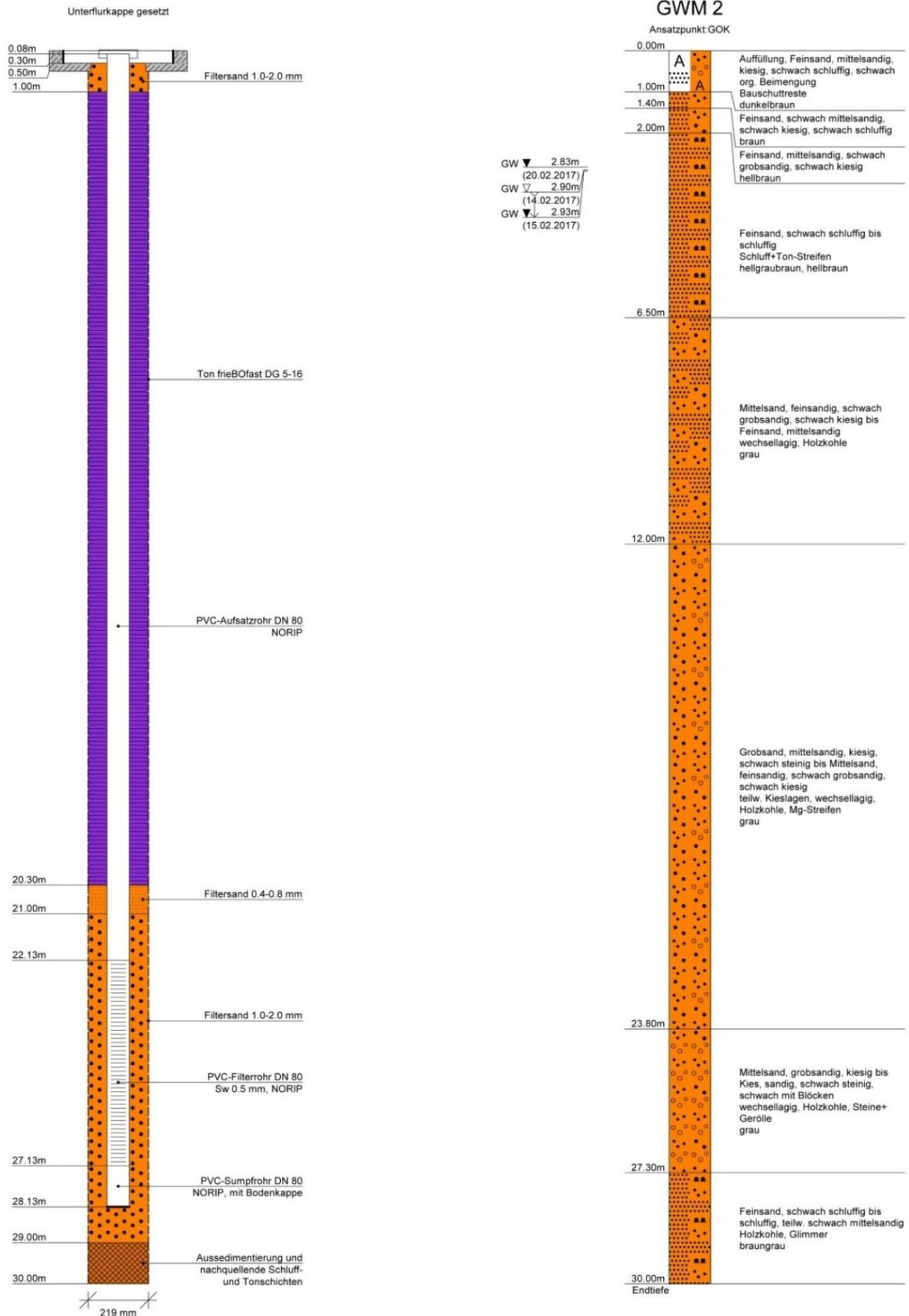


Abbildung 32 Ausbau und geologisches Profil der Grundwassermessstelle GWM2

4.2.2.3 Thermisch-hydraulisches Untergrundmodell

METHODIK

Durch das Geoforschungszentrum Potsdam wurde ein dreidimensionales thermisch-hydraulisches Untergrundmodell des Standortgebietes erstellt. Ziel der Modellierungen war es, die ausgewählte Bohrlokation zu bestätigen und das energetische Potenzial des Speichers zu ermitteln. Darüber hinaus wurde die Modellierung für die Beantragung der behördlichen Genehmigung zur Errichtung des geplanten Aquifers benötigt (Abschnitt 4.2.2.2).

Als geologischer Horizont für den Speicher war zunächst der Elster-Horizont ausgewählt worden. Im Verlauf des Vorhabens wurde eine Korrektur dieser Annahme vorgenommen und die Errichtung des Aquifers im Saale-Horizont angestrebt. Die Modellierung wurde für beide Horizonte durchgeführt, die Berichterstattung beschränkt sich hier jedoch auf das abschließende Modell für den Saale-Horizont.

Im Rahmen der Modellierung wurde zunächst ein GIS-Modell zur Visualisierung und Beurteilung aller vorhandenen Daten erstellt. Die Größe des Modellgebiets wurde im ersten Schritt auf 1 km x 1 km festgelegt.

Für den geplanten Speicher wurde in einem ersten Schritt das verfügbare Regenerationspotenzial abgeschätzt. Dabei wurden mehrere Regenerationsvarianten berücksichtigt. Zum einen wurden verschiedene Temperaturniveaus im Speicherkreislauf und zum anderen unterschiedliche maximale Speichervolumina untersucht. Darüber hinaus wurde geprüft, zu welchen Tageszeiten eine Regeneration stattzufinden hätte. Im Ergebnis konnte die optimale Kombination aus Temperaturniveau im Speicherkreislauf, Fördervolumenstrom und Betriebsweise der Regeneration bestimmt werden. Diese wurde als Grundlage für die Simulation verwendet.

Ausgehend von den Untergrundinformationen der geologischen Horizonte wurde ein stratigraphisches, sowie ein virtuelles Profil des Standortes erstellt. Das tatsächliche Normalprofil an den ausgewählten Bohransatzpunkten wurde später nach Abteufen der erforderlichen Erkundungsbohrungen (Abschnitt 4.2.2.2) ins thermisch-hydraulische Modell integriert. Das erstellte Modell beschränkte sich dann auf eine Dimension von 400 m x 400 m im Umkreis der geplanten Bohrungen, wobei im Rahmen der Simulation ein Zeitraum von 10 Jahren für den Speicherbetrieb betrachtet wurde.

Innerhalb des Modells wurden die Fördermengen zur Grundwasserhaltung bzw. Sanierung des nördlich gelegenen Wasserwerkes Johannisthal berücksichtigt, so dass die damit verbundenen Grundwasserstandsganglinien integriert werden konnten.

Das Modell enthält zwei virtuelle Bohrungen, durch welche die Speicherverhältnisse und Bewegungen durch Extraktion und Injektion im Zuge des Speicherbetriebes

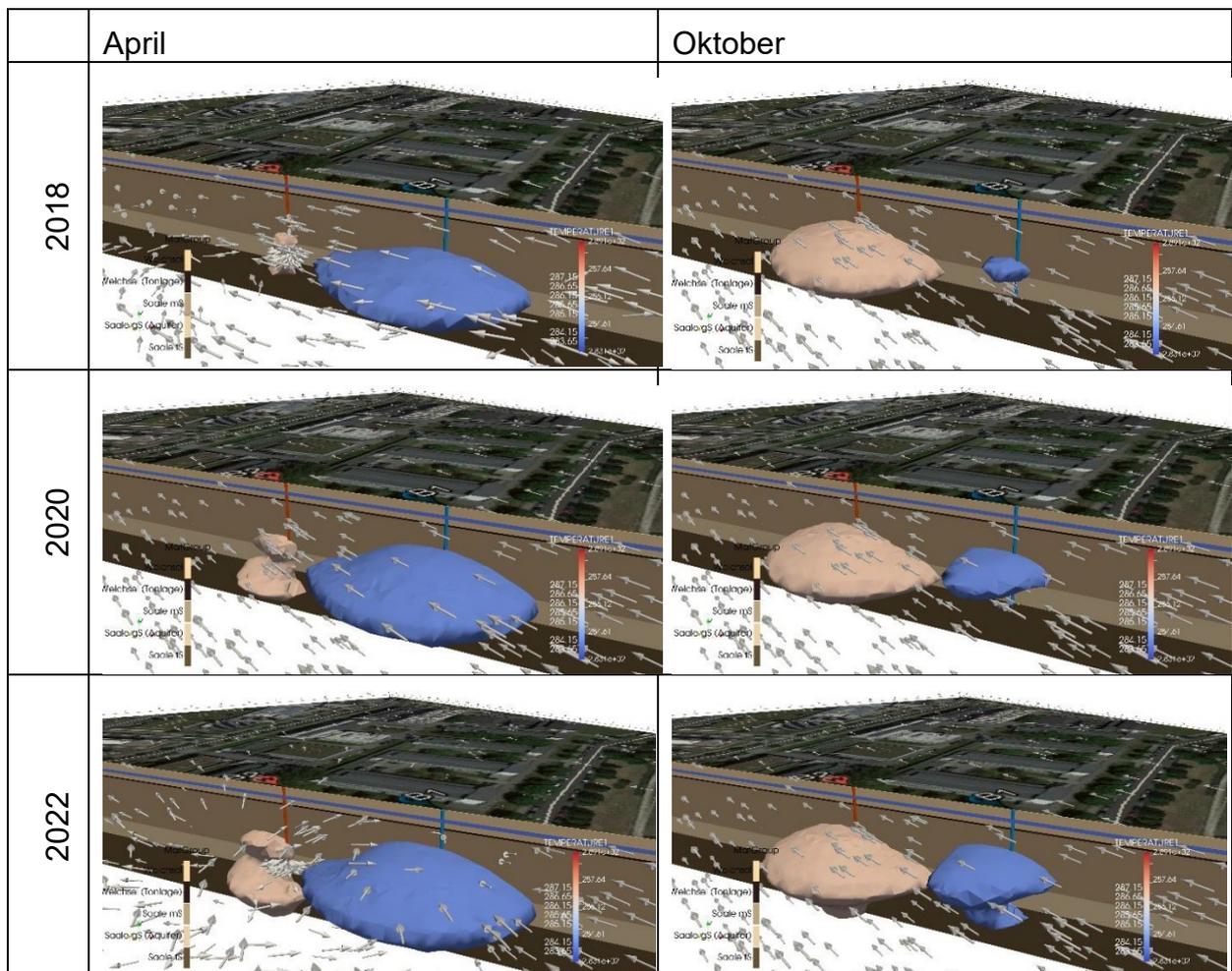
modelliert werden konnten. Unter anderem wurden die natürlichen Strömungsverhältnisse im Untergrund, die thermischen Rückkopplungen zwischen den Bohrungen, Extraktions- und Injektionsmengen, die Ausbreitung der generierten Kälteblase sowie Grundwasserstandsänderungen abgebildet.

ERGEBNISSE

Durch die Simulation wurde bestätigt, dass der Saale-Aquiferspeicher die Nachfrage von 170 MWh Kälte pro Jahr abdecken würde. Die Regeneration des Speichers in der kalten Jahreszeit wäre durch den vorhandenen Freikühler abgesichert. Dieser müsste ausschließlich in den Nachtstunden betrieben werden.

Das 3D-Untergrundmodell konnte darüber hinaus die ausgewählte Bohrlokation aus infrastruktureller und hydrogeologischer Sicht bestätigen. Im Hinblick auf die Vermeidung eines thermischen Kurzschlusses wurde der minimale Abstand zwischen den beiden Brunnenbohrungen auf 50 m festgelegt.

In Abbildung 33 sind die Ergebnisse der Simulation für einen Zeitraum von 10 Jahren dargestellt.



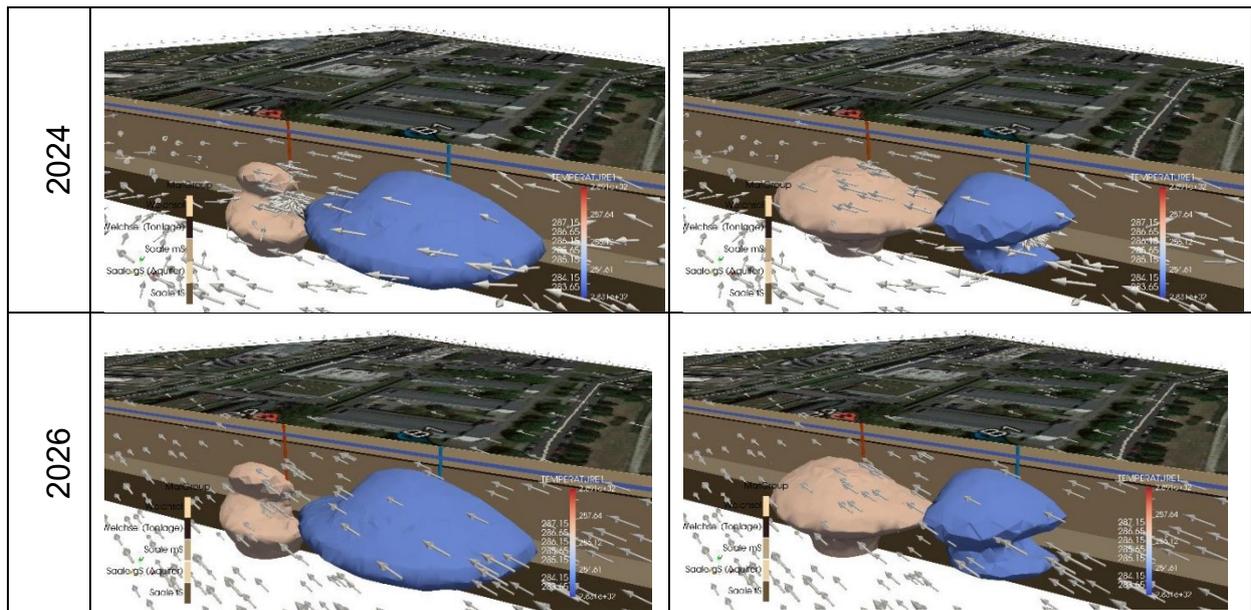


Abbildung 33 Entwicklung der Kalt- bzw. Warmwasserblase bei der Kältebereitstellung (Sommer) bzw. Regeneration (Winter) über einen Zeitraum von 10 Jahren (Modell GFZ)

Abgebildet ist die Entwicklung des Speichers im Saalehorizont ausgehend von einer Inbetriebnahme im Jahr 2017 und einer Erstbeladung im Winter 2017/2018. Die Ausbildung der Kalt- und Warmwasserblase wird mit einem zeitlichen Abstand von 2 Jahren und für die Betriebszyklen der Be- und Entladung gezeigt.

Aufgrund der Abstandsgeschwindigkeit ergibt sich eine Fluidbewegung von 70 m in 10 Jahren. Da die Temperatursausbreitung aufgrund der Wärmeübertragung vom Fluid auf das Gestein reduziert ist, ergibt sich eine Temperaturdrift von ca. 3 m/a in Richtung Norden, also in Richtung des Wasserwerks Johannisthal. Es kommt allerdings nicht zum Abreißen der kalten Blase. Am Ende der Einspeicherphase hat die kalte Blase ihre maximale Ausdehnung in einem Radius von ca. 50 m um die kalte Bohrung herum. Die Temperaturen bleiben nach einer Betriebszeit von 5 Jahren unter 11 °C. Die warme Blase erreicht ihre maximale Ausdehnung am Ende der Ausspeicherphase. Dabei können in einem Radius von 50 m um die warme Bohrung herum Temperaturen über 13,5 °C auftreten.

4.2.2.4 Detailplanung Aquiferspeicher

METHODIK

Im Rahmen der Detailplanung, die größtenteils parallel zum Genehmigungsverfahren vorgenommen wurde, sind in erster Linie das Konzept für den Ausbau der Brunnen und die hydraulische Anbindung des Aquifers an das Bestandskältenetz entworfen und geplant worden. Hierbei waren unter anderem auch regelungstechnische und sicherheitstechnische Aspekte zu berücksichtigen.

Die Planungsarbeiten für die Ausführung der Untertageanlage wurden von der DEIG Insumma GmbH und für den obertägigen Anschluss an das Gebäude 19.51 vom Planungsbüro BLS Energieplan durchgeführt.

ERGEBNISSE

Die Planung der Untertageanlage sah vor, dass die Brunnendubletten im Pendelbetrieb arbeiten würden. Hierzu sollte jeder Brunnen mit einer Förderleitung inkl. einer Tauchkreislumppe und einer Injektionsleitung ausgestattet werden. Der Entwurf zum Ausbau der Produktionsbrunnen wird exemplarisch für den Bohransatzpunkt 1 in Abbildung 34 gezeigt.

Die Dimensionierung der Brunnen basierte zum einen auf dem Designwert des Fördervolumenstroms von 25 m³/h und zum anderen auf der Ergiebigkeit des Förderhorizonts von 10⁻⁵ m/s bis 10⁻³ m/s, die mithilfe eines Fördertests bestimmt wurde. Für den Produktionsbrunnen wurden ein Durchmesser von 250 mm und eine Filterstrecke von maximal 10 m angesetzt.

Im Gebäude 19.51 sollten, wie in Abschnitt 4.2.2.1 beschrieben, zwei Verbraucherkreise KK2 und KK3 durch den Aquiferspeicher mit Kälte versorgt werden. Diese waren in der Bestandssituation an einen Freikühler angeschlossen, der während der Winterperiode die benötigte Kälte an die Verbraucher lieferte. Die Trennung zwischen den Kaltwasserkreisen der Verbraucher und dem Glykolkreis des Freikühlers erfolgte durch die Wärmeübertrager WT1 und WT2. Die Soll-Kaltwassertemperaturen waren entsprechend der Auslegung auf 15 °C und 16 °C festgelegt worden. Bei der Auswertung der innerhalb des Vorhabens gewonnenen Messdaten wurde jedoch festgestellt, dass niedrigere Temperaturen nachgefragt wurden. So forderte der Kältekreis KK2 Kaltwasser zwischen 7 °C und 14 °C und der Kältekreis KK3 zwischen 14 °C und 20 °C an.

Nach Installation des Aquiferspeichers sollte der Freikühler neben der Versorgung der Verbraucher auch die Regeneration des Aquiferspeichers übernehmen. Die Anbindung des Aquifers an den Glykolkreis des Freikühlers würde über einen neu zu installierenden Wärmeübertrager (WT ATES) erfolgen. Während der Sommerperiode sollten die relevanten Kältekreise aus dem Speicher mit Kälte versorgt werden. Auch in diesem Fall würde die Anbindung an den Glykolkreis genutzt werden. Das entsprechende Anlagenkonzept ist in Abbildung 35 dargestellt. Die im Zuge der Aquiferserschließung neu zu installierenden Anlagenteile sind hier grün dargestellt.

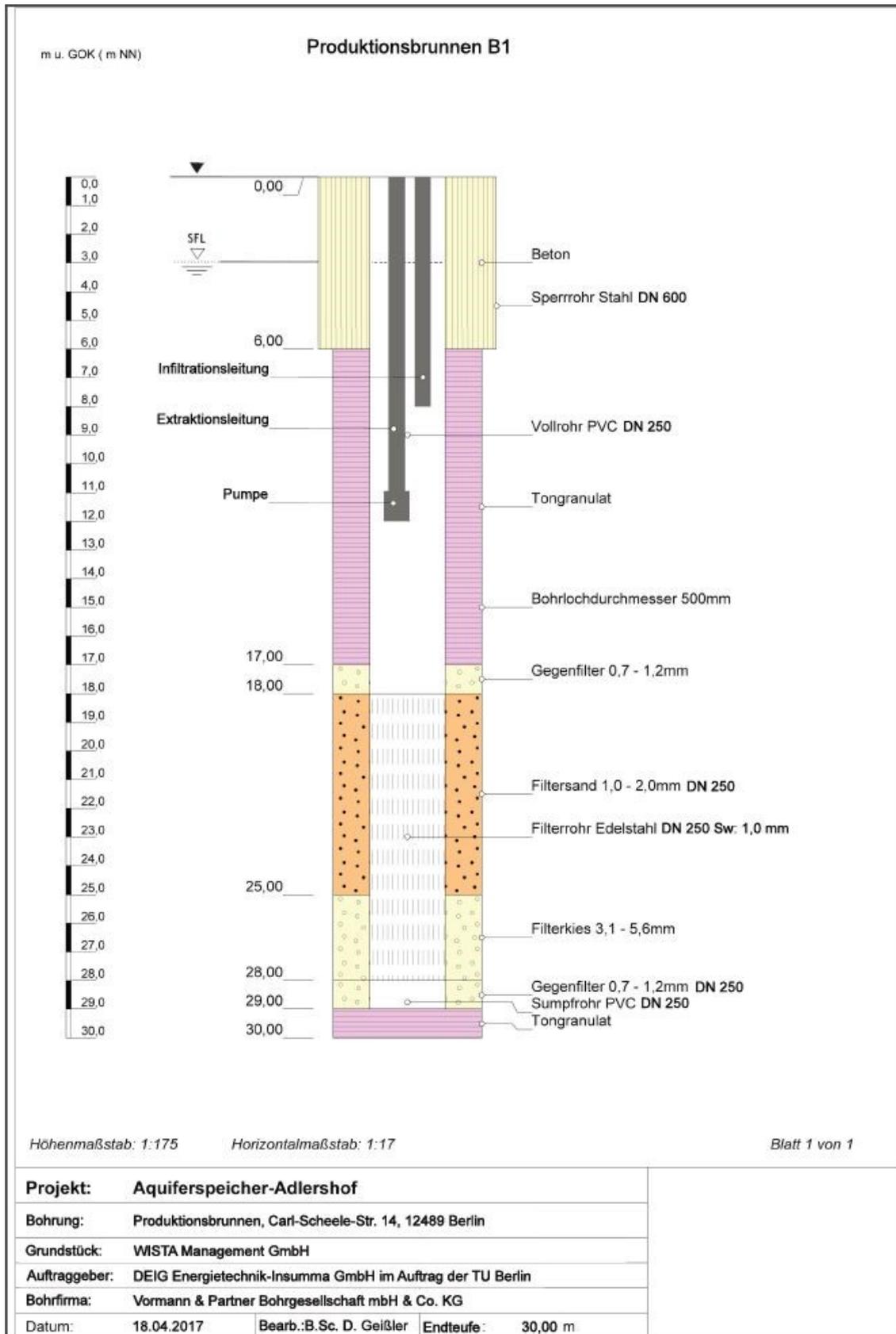


Abbildung 34 Entwurf des Produktionsbrunnens 1

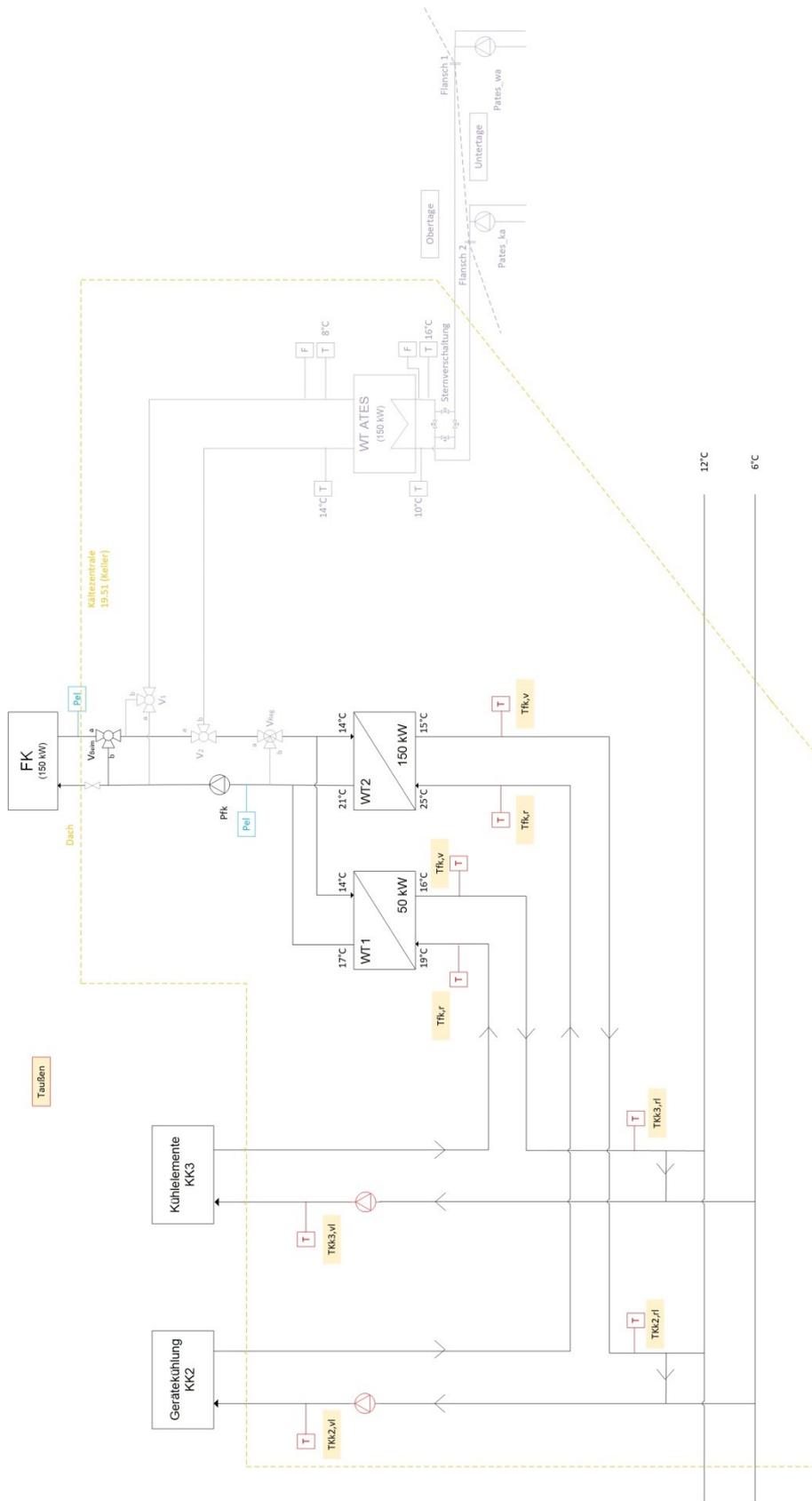


Abbildung 35 Anlagenkonzept: Aquiferspeicheranlage (grün), Anbindung zum bestehenden Glykolkreislauf (grau), zu versorgende Kühlkreise der Verbraucher (schwarz), Messkonzept

Entsprechend der Auslegung sollte der Kältespeicher bei einer unteren Temperatur von 10 °C und einer oberen Temperatur von 16 °C arbeiten. Die Anpassung der Entnahmeleistung an den Bedarf der Verbraucher sollte über geregelte Brunnenpumpen erfolgen. Ein Regelkonzept für die Umschaltung zwischen den Betriebsarten Be- und Entladebetrieb sowie ein Konzept für die Regeneration in der Winterperiode wurden im Zuge der Anlagenplanung ebenfalls skizziert. Allerdings sollten diese Konzepte erst nach finaler Planung und Erteilung der behördlichen Genehmigung (Abschnitt 4.2.2.2) konkretisiert werden.

Besonderes Augenmerk wurde auf Qualitäts- bzw. Sicherheitsaspekte gelegt.

Hinsichtlich des Aquiferbetriebs bestanden Bedenken bezüglich einer Grundwasserkontamination durch Auftreten einer Leckage des Wärmeübertragers (WT ATES). In diesem Falle bestünde die Gefahr, dass Glykol in das Grundwasser gelangen könnte. Es wurde deshalb der Einsatz verschiedener Wärmeübertragerarten geprüft. In Betracht kamen Rohrbündelwärmeübertrager und doppelwandige Plattenwärmeübertrager. Wegen der hohen Kosten fiel die Entscheidung zugunsten des doppelwandigen Plattenwärmeübertragers aus. Dieser wäre in der Lage, die geforderten Temperaturspreizungen zu realisieren. Zur Sicherung austretender Glykolenmengen war darüber hinaus die Installation einer Auffangwanne mit automatischer Leckagedetektion vorgesehen. Darüber hinaus wäre der Druck in beiden Medienkreisläufen zu überwachen.

Weiterhin bestand die Gefahr der Verschmutzung der obertägigen Anlage durch Partikel aus dem Boden. Andererseits sollte der Eintrag von Materialabrieb aus der Anlage in das Grundwasser verhindert werden. Zu diesem Zweck wurden ein Grobfilter und zwei redundante Beutelfilter vor und nach dem Wärmeübertrager vorgesehen.

Ein weiterer Aspekt zur Sicherung des Anlagenbetriebs war die Abdichtung der Grundwasserzirkulationsanlage gegen das Eindringen von Luftsauerstoff. Auf diesem Wege sollten Eisenausfällungen aus dem Grundwasser und die damit verbundene Verockerung der Anlage (siehe dazu Abschnitt 4.2.2.2) vermieden werden. Für die Brunnenköpfe wurde folglich eine Druckauflastung mit Stickstoff als Inertgas vorgesehen.

4.2.2.5 Energieeinsparpotenzial und Wirtschaftlichkeit

Die ursprüngliche Planung des Vorhabens sah die Implementierung des Aquiferspeichers nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens vor. Da die Errichtung des Speichers entsprechend der Entscheidung der Liegenschaftseigentümerin nicht weiterverfolgt wurde, wurde dieses Arbeitspaket dahingehend angepasst, dass alternativ vertiefte Analysen der Betriebsdaten der Kältekreise vorgenommen werden sollten, die ursprünglich für den Anschluss an den Aquifer vorgesehen waren. Das Ziel war zum einen, das primärenergetische

Einsparpotenzial eines hypothetischen Speicherbetriebes noch einmal mit den aktuellen Daten zu verifizieren und dessen Wirtschaftlichkeit zu überprüfen. Zum anderen sollte der Anlagenbetreiberin alternative Vorschläge zur energieeffizienten Versorgung der entsprechenden Verbraucher unterbreitet werden.

METHODIK

Für die vertieften Analysen wurden die Verbrauchsdaten in den Kältekreisen KK2 und KK3 und die Außentemperaturen am Standort 2 für das Jahr 2017 ausgewertet. Zur Bewertung der Effizienz der bestehenden Freikühlkreise wurde die gelieferte Kältemenge mit dem für den Betrieb der Freikühlung notwendigen Strom in Zusammenhang gebracht. Der relevante Energieverbrauch des Freikühlers wurde durch temporäre Messungen erfasst.

Auf der Grundlage der durchgeführten Messkampagne wurde das durch die Nutzung eines Aquiferspeichers erschließbare Energieeinsparungspotenzial verifiziert, wobei die in Abschnitt 4.1.2 erläuterte Methodik genutzt wurde. Darüber hinaus wurde die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs überprüft. Hierfür wurden die Betriebs- und Wartungskosten des Aquiferspeichersystems abgeschätzt. Berücksichtigt wurden Stromkosten, Kosten beim Wechsel der Filterbeutel, Stickstoffnachfüllung, Wasseranalysen, Brunnenregenerierung und Brunnenpumpenwartung, wobei die Wartungskosten sowie die Kosten für die Wasseranalysen einen erheblichen Einfluss zeigten. Für die Anzahl der jährlich durchzuführenden Wasseranalysen wurden zwei verschiedene Annahmen getroffen, die sich in einem Best- und einem Worst-Case-Szenario widerspiegeln.

ERGEBNISSE

Im Beobachtungszeitraum 2017 war ein deutlich niedrigerer Kälteverbrauch festzustellen als im Referenzjahr 2012. Der Kältebedarf in den Kältekreisen KK2 und KK3 betrug im Jahr 2017 ca. 72 MWh, im Vergleich zu ca. 170 MWh in 2012. Insgesamt wurden von den für eine Versorgung durch den Aquifer infrage kommenden Kühlkreisen 50 MWh Kälte in der Zeit von April bis Oktober (Sommerperiode) abgenommen. Davon wurden 47 MWh Kälte aus dem Kältenetz geliefert (Tabelle 3). Entsprechend des Speicherkonzepts hätte der Aquifer im Sommerbetrieb diesen Kältebedarf decken sollen. Aus diesem Grund wurde auf Basis der vorliegenden Messdaten die Auslegung der Aquiferkomponenten noch einmal korrigiert. Dies bezog sich in erster Linie auf die Brunnenpumpe. Diese war ursprünglich mit einer Leistung von 9,3 kW vorgesehen worden, wäre entsprechend der aktuellen Verbrauchsdaten allerdings mit nur 2,2 kW auskömmlich.

Tabelle 3 Kältebedarfe der Kühlkreise KK2 und KK3 in Gebäude 19.51; Referenzjahr (2012), Messdaten (2017)

| 2012 | Jan | Feb | Mar | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez | Summe | |
|---------------------|---------------|-----|-----|---------------|------|------|------|------|------|---------------|-----|-----|-------|-----|
| | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh |
| Kältebedarf | 1,4 | 1,6 | 9,5 | 11,0 | 33,5 | 25,9 | 23,3 | 27,7 | 21,9 | 12,6 | 1,5 | 0,3 | 170,2 | |
| Kältebedarf GK | 0,7 | 1,5 | 7,2 | 8,7 | 24,4 | 18,0 | 14,8 | 15,8 | 12,9 | 7,0 | 0,4 | 0,3 | 111,7 | |
| Kältebedarf KE | 0,7 | 0,1 | 2,3 | 2,3 | 9,1 | 7,9 | 8,5 | 11,9 | 9,0 | 5,6 | 1,1 | 0,0 | 58,5 | |
| 2017 | Jan | Feb | Mar | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez | Summe | |
| | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh |
| KK2 (GK) | | | | | | | | | | | | | | |
| Kältebedarf | 0,5 | 0,4 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 0,6 | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,4 | 0,8 | 8,7 | |
| Versorgung vom FK | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,7 | 2,2 | |
| Versorgung vom Netz | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,6 | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,2 | 0,1 | 6,5 | |
| KK3 (KE) | | | | | | | | | | | | | | |
| Kältebedarf | 5,4 | 2,9 | 3,8 | 5,1 | 5,6 | 8,5 | 5,8 | 8,5 | 5,8 | 4,8 | 2,4 | 4,4 | 63,0 | |
| Versorgung vom FK | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 4,3 | |
| Versorgung vom Netz | 5,0 | 2,7 | 3,5 | 4,7 | 5,2 | 8,0 | 5,4 | 8,0 | 5,4 | 4,5 | 2,2 | 4,0 | 58,7 | |
| Gesamt | | | | | | | | | | | | | | |
| Kältebedarf | 5,9 | 3,3 | 4,4 | 5,8 | 6,5 | 9,4 | 6,4 | 9,6 | 6,7 | 5,7 | 2,8 | 5,2 | 71,7 | |
| Versorgung vom FK | 0,9 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 1,1 | 6,5 | 9% |
| Versorgung vom Netz | 5,0 | 2,7 | 3,9 | 5,4 | 6,1 | 8,9 | 6,0 | 9,0 | 6,3 | 5,3 | 2,4 | 4,1 | 65,2 | 91% |
| | Winter | | | Sommer | | | | | | Winter | | | | |
| Kältebedarf | 21,6 | | | 50,1 | | | | | | | | | | |
| Versorgung vom FK | 3,5 | | | 3,0 | | | | | | | | | 16% | 6% |
| Versorgung vom Netz | 18,1 | | | 47,1 | | | | | | | | | 84% | 94% |

Anhand der durchgeführten Messkampagne wurden die erwartete Primärenergieeinsparung und die Wirtschaftlichkeit des Aquifers noch einmal konkretisiert. Hierfür wurde der erwartete Stromverbrauch im Vergleich zum entsprechenden Verbrauch bei momentaner Anlagenkonfiguration abgeschätzt, wobei als Leistungszahlen für das Kältenetz ein $COP_{\text{Netz}} \approx 2$ und für den Versorgungskreis des Freikühlers im Winter ein $COP_{\text{Freikühler}} \approx 2,7$ und im Sommer ein $COP_{\text{Freikühler}} \approx 2$ angenommen wurde. Bei einem Kälteverbrauch von 50 MWh Kälte könnte der Aquiferspeicher 10,4 MWh Strom einsparen, was einer Primärenergieeinsparung von ca. 29 % entsprechen würde (Tabelle 4). Unter Berücksichtigung der oben genannten Kostenfaktoren für einen hypothetischen Aquiferbetrieb von 10 Jahren und bei einer Verbrauchssituation wie im Jahr 2017 entstehen Gesamtkosten zwischen 3.000 € (Best Case) und 5.000 € (Worst Case). Dem gegenüber entsteht eine Kosteneinsparung wegen der Stromersparnis, auch bei den aktuell niedrigen Kälteverbräuchen. Aus der Bilanz ergibt sich dann allerdings eine negative Einsparung von 3.212 €/a im besten Fall und 4.957 €/a im schlechtesten Fall.

Für die Nutzung des Aquiferspeichers konnte unter Berücksichtigung aktueller Verbrauchsdaten ein erhebliches primärenergetisches Einsparpotenzial ermittelt werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb konnte für die aktuelle Verbrauchssituation allerdings nicht nachgewiesen werden. Bei einem Anstieg der Kälteverbräuche in den relevanten Kühlkreisen oder einer Veränderung der Kostenfaktoren, wie beispielsweise des Strompreises, ist ein wirtschaftlicher Aquiferbetrieb jedoch durchaus erreichbar.

Tabelle 4 Auslegungsdaten und Wirtschaftlichkeit für Aquiferspeicher; Referenzjahr (2012), Messdaten (2017)

| | | 2012 | 2017 |
|--|-------------------|-------|--------|
| Soll-T KK2 | °C | 15 | 7-14 |
| Soll-T KK3 | °C | 16 | 16-20 |
| Auslegungsleistung WT KK2 | kW | 150 | 6 |
| Auslegungsleistung WT KK3 | kW | 50 | 34 |
| Kälteverbrauch KK2 | MWh | 112 | 9 |
| Kälteverbrauch KK3 | MWh | 59 | 63 |
| Gesamte Kälte | MWh | 170 | 72 |
| Gesamter Strom | MWh _{el} | 85 | 35 |
| Kälte Sommer = Kälteversorgung ATES | MWh | 156 | 50 |
| Strom Sommer | MWh _{el} | 78 | 25 |
| Strom Sommer (ATES) | MWh _{el} | 38 | 15 |
| Stromeinsparung (ATES) | MWh _{el} | 40 | 10 |
| Primärenergieeinsparung (ATES) im Sommer | % | 51 | 42 |
| Primärenergieeinsparung (ATES) im Jahr | % | 59 | 29 |
| Einsparung Stromkosten | €/a | 6.721 | 1.772 |
| Einsparung monetär Gesamt-Best | €/a | 1.736 | -3.212 |
| Einsparung monetär Gesamt-Worst | €/a | -9 | -4.957 |

Im Zuge der vertieften Analysen der Kühlkreise KK2 und KK3 wurden einige Schwachstellen in der Betriebsführung festgestellt. Beispielsweise fiel auf, dass im Kühlkreis KK2 vermeidbare Kälteverluste auftreten. Die Ursache lag vermutlich in Sollwertvorgaben der Mieter, die nicht dem Regelungskonzept des relevanten Kältekreises entsprachen. Die Messwerte zeigten, dass in KK2 Kaltwassertemperaturen zwischen 7 °C und 14 °C angefordert wurden. Ursprünglich war von einem Kaltwasservorlauf von 15 °C ausgegangen worden. Im KK3 wurden Temperaturen zwischen 14 °C und 20 °C nachgefragt, was mit den angenommenen 16 °C korrespondierte. Die voneinander abweichenden Vorlauftemperaturen beider Kühlkreise bedingten, dass die Versorgung in der derzeitigen Verschaltung (Abbildung 35) nicht effizient mit dem Freikühler erfolgen kann.

Weiterhin wurde festgestellt, dass die unregelte Pumpe im Glykolkreis des Freikühlkreises in Betrieb war, auch wenn der Freikühler über längere Zeiträume keine Kälte an die Verbraucher lieferte. Die Anlagenbetreiberin AFM wurde auf den unnötigen Energieverbrauch hingewiesen und die Pumpe wurde durch ein regelbares Modell ersetzt.

Darüber hinaus wurde als Maßnahme zur Effizienzverbesserung der Kältekreise KK2 und KK3 die stufenweise Zuschaltung der Freikühler-Ventilatoren in Abhängigkeit vom Kältebedarf vorgeschlagen. Die Realisierung des Vorschlags wurde durch die AFM in die Planung umzusetzender Maßnahmen aufgenommen.

4.2.2.6 Vereinfachtes Speichermodell

METHODIK

Um das gesamte Kältenetz mit all seinen Komponenten mathematisch abbilden und den Netzbetrieb simulieren zu können, wurde ein Modell des Aquiferkältespeichers aufgebaut. Die Modellierung erfolgte mit der Software Dymola. Bei der Modellerstellung wurde insbesondere auf die Verwendung variabler Parameter und auf eine geringe Rechenzeit Wert gelegt.

Der Aquifer wurde innerhalb des Modells in Segmente aufgeteilt, wobei jedes Segment einen eigenen thermodynamischen Zustand besitzt (Abbildung 36).

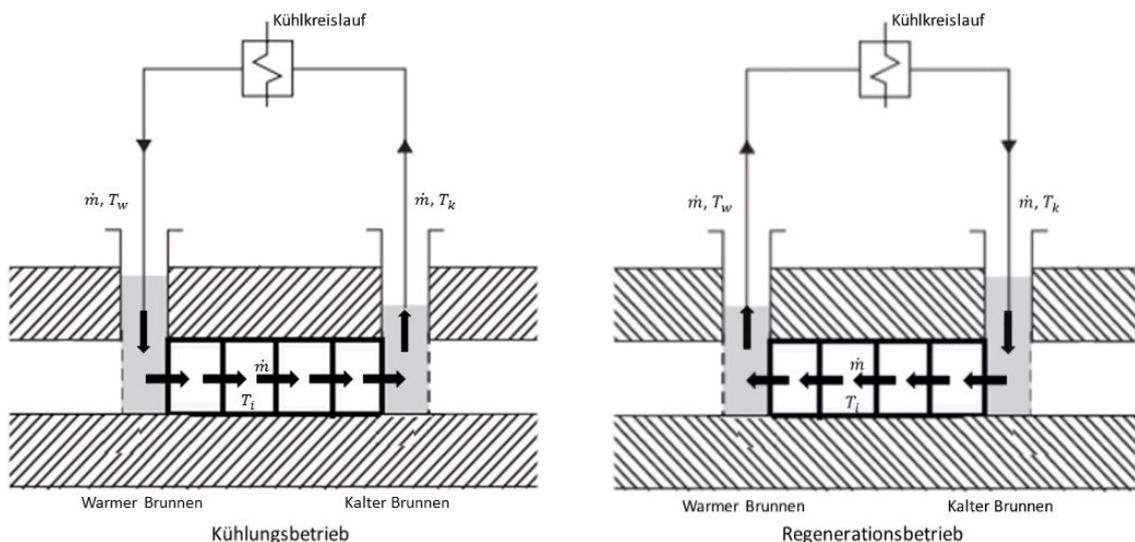


Abbildung 36 Vereinfachtes Dymola Modell Aquiferspeicher

Aufgrund des vorgegebenen injizierten Massenstroms in den jeweiligen Brunnen und der entsprechenden Temperatur ergibt sich die Temperatur in den Segmenten. Das Modell bietet also eine eindimensionale Abbildung des Aquifers zwischen den zwei umzusetzenden Produktionsbrunnen. Für den Betrieb der Kältebereitstellung wurde die Massenstromregelung der Brunnenpumpen in das Modell integriert, sodass sich ihre Förderleistung auf den Bedarf der zu versorgenden Verbraucher einstellt.

Im Gesamtmodell des Kältenetzes (Abschnitt 4.2.1.1) wurden die aktuellen Verbraucher- und Erzeugerdaten für den Aquifer als Eingangsdaten verwendet. Die

berechnete vom Aquiferspeicher gelieferte Kälte sollte dann über eine definierte Schnittstelle als Eingabe für den Modellteil des Kältenetzes benutzt werden.

ERGEBNISSE

Mit Hilfe des vereinfachten Modells konnte die Kälte ermittelt werden, die der Aquifer an die relevanten Kältekreise liefern würde. Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 37 dargestellt. Darüber hinaus konnte die Regenerationsleistung in der Winterperiode bestätigt werden.

Außerdem wurde der Wärmestrom zwischen den zwei Brunnen für beide Betriebsperioden betrachtet. Im Ergebnis war festzustellen, dass kein thermischer Kurzschluss zu erwarten wäre.

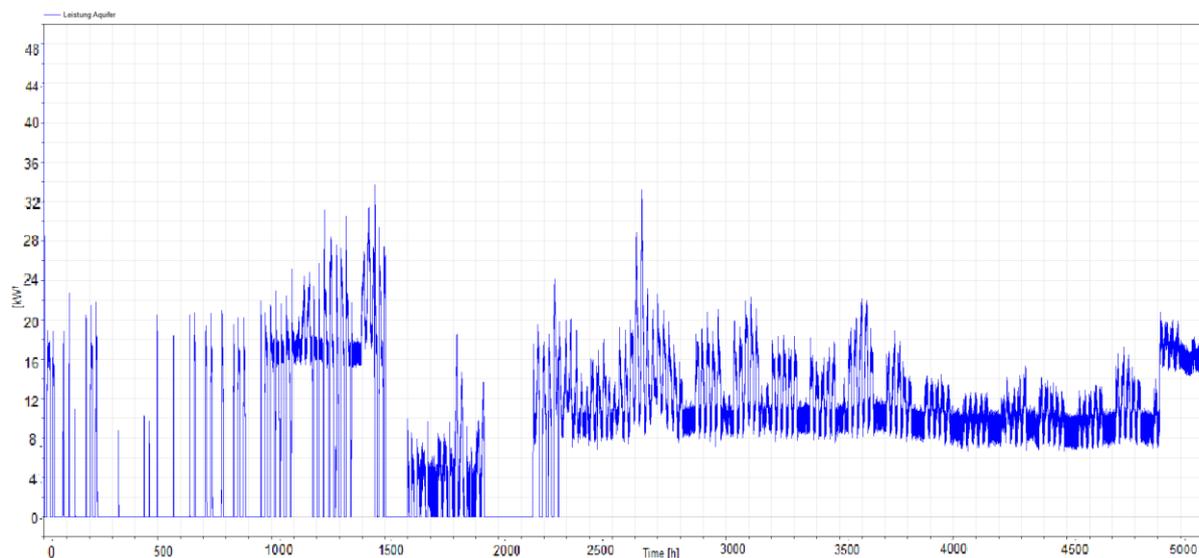


Abbildung 37 Regenerationsleistung in der Winterperiode

QUELLEN

- [20] C. Tsang, M. J. Lippman und P. A. Witherspoon, „Numerical Modelling of Cyclic Storage of Hot Water in Aquifers,“ in Symposium on Use of Aquifer Systems for Cyclic Storage of Water. Fall Annual Meeting of American Geophysical Union, San Francisco, 1976.
- [21] W. Sommer, J. Valstar, I. Leusbrock, T. Grotenhuis und H. Rijnaarts, „Optimization and spatial pattern of large-scale aquifer thermal energy storage,“ Applied Energy, Bd. 137, pp. 322-337, 2014.
- [22] B. Sanner, F. Kabus, P. Seibt und J. Bartels, „Underground Thermal Energy Storage for the German Parliament in Berlin, System Concept and Operational Experiences,“ in Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, 2005.

- [23] P. Seibt und F. Kabus, „Aquifer Thermal Energy Storage in Germany,“ Geothermie Neubrandenburg GmbH, 2011.
- [24] B. Hirschl, A. Aretz, E. Dunkelberg, A. Neumann und J. Weiß, „Potenziale erneuerbarer Energien in Berlin 2020 und langfristig- Quantifizierung und Maßnahmengenerierung zur Erreichung ambitionierter Ausbauziele,“ Studie zum Berliner Energiekonzept, 2011.
- [25] O. Opel, J. A. N. Linares, T. Eggerichs und W. K. L. Ruck, „Relationships between measured and calculated reduction-oxidation potentials in groundwater from aquifer thermal energy storage (heat and cold storage) at the Berlin Reichstag site (Germany),“ ResearchGate, 2008.
- [26] H. Ghaebi, M. N. Bahadori und M. H. Saidi, „Performance analysis and parametric study of thermal energy storage in an aquifer coupled with a heat pump and solar collectors, for a residential complex in Tehran, Iran,“ Applied Thermal Engineering, Bd. 62, Nr. 1, pp. 156-170, 2014.
- [27] S. Kranz und S. Frick, „Efficient cooling energy supply with aquifer thermal energy storages,“ Applied Energy, Bd. 109, 2013.
- [28] D. W. Bridger und D. M. Allen, „Influence of geologic layering on heat transport and storage in an aquifer thermal energy storage system,“ Hydrogeology Journal, Bd. 22(1), pp. 233-250, 2013.
- [29] P. W. Visser, H. Kooi und P. J. Stuyfzand, „The thermal impact of aquifer thermal energy storage (ATES) systems: a case study in the Netherlands, combining monitoring and modeling“, Hydrogeology Journal, 2015.
- [30] H. e. al., „Thermische Untersgrundspeicher in Energiesystemen: Optimierung der Einbindung der Aquiferspeicher in die Wärme- und Kälteversorgung der Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen,“ Abschlussbericht; Berichtszeitraum: 01.09.2005 - 31.10.2011, 2012.
- [31] DIN EN ISO 9562 - Water quality - Determination of adsorbable organically bound halogens
- [32] GtHKw Traunreut (2017): Geothermie Heizkraftwerk Traunreut
- [33] Likens (2010): Biogeochemistry of Inland Waters
- [34] Handbuch Grundwasserbeobachtung „Bau von Grundwassermessstellen“
- [35] Abschlussbericht: „Entwicklung biologischer Bewertungsmethoden und - Kriterien für Grundwasserökosysteme“, Umwelt Bundesamt, Helmholtz Zentrum München, Institut für Grundwasserökologie & Universität Koblenz-Landau, Institut für Umweltwissenschaften, Juni 2014.
- [36] Masterarbeit, Fabian Polenz „Untersuchung der technisch-wirtschaftlichen Eignung grundwasserführender Schichten zur Kältespeicherung in Berlin-Adlershof“ 07.11.2013 Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
- [37] Masterarbeit, Elisa Papadis, „Integration eines Kältespeichers zur Modellierung eines Kälteversorgungssystems“, 05.06.2013, TU Berlin, Institut für Energietechnik Fachgebiet Maschinen- und Energieanlagentechnik

- [38] Bachelorarbeit, Philipp ter Schiphorst, „Modellierung eines Aquiferkältespeichers und Integration in ein bestehendes Kälteversorgungssystem“, 15.02.2017, Institut für Energietechnik Fachgebiet Energieverfahrenstechnik und Umwandlungstechniken regenerativer Energien
- [39] VDI 4640, Thermische Nutzung des Untergrundes -Unterirdische Thermische Energiespeicher, Juni 2001

4.2.3 AP 1.3 - Solenetz zur Abwärmenutzung

ZIELSETZUNG

Das Arbeitspaket Solenetz basiert auf der Idee der Speicherung und des Transports von Energiepotenzialen auf Basis von Abwärme mit Temperaturen von 20 - 60 °C. Diese werden heute zumeist nicht genutzt und etwa über Rückkühler an die Umgebung abgegeben. Ein Solenetz besteht aus Versorgungstechnik für die Wärmeumwandlung in thermochemisches Potenzial, aus Transport- und Speichertechnologie sowie nachfrageseitig aus Anwendungstechnologien auf der Endnutzerseite. Die Solespeicherung ermöglicht den Ausgleich unregelmäßiger Wärmezufuhr und schwankender Temperaturen der Abwärmequellen. Anwendungstechnologien umfassen Verfahren für die Prozessindustrie mit Trocknungsanwendungen und für Gebäude mit neuartigen Technologien zur Raumluftfeuchtigkeitskontrolle, zur Verbesserung der Luftqualität und Umwandlung von Sonnenenergie unter Verwendung der Phasenänderung von Wasser. Mit der Nutzung von Niedertemperatur-Restwärme, der Möglichkeit verlustarmer Transport- und Lagermöglichkeiten und neuartigen Konzepten zur weiteren Senkung des Energiebedarfs in Gebäuden und in der Prozessindustrie bietet das Konzept einen neuen integrierten Baustein für hybride, exergiearme Wärme- und Kältenetze. Weil das hygroskopische Potenzial der Salzlösung nach der Erzeugung zeitlich nahezu unbegrenzt erhalten bleibt, kann Energie in thermo-chemischer Form annähernd verlustfrei gespeichert und transportiert werden. Darüber hinaus besitzt Sole im Vergleich zur herkömmlichen Fernwärme eine etwa dreifache Energiedichte. Die Soletechnologie erlaubt somit die energetisch effiziente Verschiebung von Wärme innerhalb eines Verbundsystems und ermöglicht eine Reduktion des Primärenergieaufwands von bis zu 30 % für die beiden Handlungsfelder Raumklimatisierung und industrielle Trocknung.

Im Projekt „Energienetz Berlin Adlershof“ wird nun erstmals ein System zur Nutzung hygroskopischer Salzlösungen mit allen Komponenten, also Soleregeneration, Speicherung, Transport, Anwendungstechnologien der Raumklimatisierung und in Trocknungsprozessen erprobt und demonstriert.

Parallel zum Soleverbund wird niedrigtemperierte Abwärme aus der Kälteproduktion im Rahmen der Beladung eines Eisspeichers für den Regeneratorbetrieb des Solesystems bereitgestellt.

Die Entwicklung eines übertragbaren Simulations- und Planungswerkzeug für Solenetze in der Simulationsumgebung Modellica soll die wichtigsten Betriebsparameter zusammenführen, um die Integration verschiedener Anlagen in das Netz zu ermöglichen.

Eine umfangreiche Analyse der aktuellen Betriebsdaten und Betriebskonditionen an den Bestandsanlagen (Klimaanlagen, Kälteanlagen, Trockner) soll die Grundlage für die Planung und Auslegung des geplanten Verbundes liefern.

Ein Gebäudelabor und -demonstrator soll vor Ort Möglichkeiten zum Einsatz von Sole in Prozessen der Raumklimatisierung mit den Komponenten Soleregeneration, Zulufterwärmung, Zuluftfeuchteregulierung und Abluftentfeuchtung demonstrieren. Als Nutzer hygroskopischer Sole ist des Weiteren ein Feuchtluft-Solarkollektor als Teil des Gebäudeprototypen in den Soleverbund integriert.

Ein weiterer potenzieller Solenutzer im räumlichen Umfeld des Technologieparks ist ein Wäschereibetrieb im nördlichen Teil. Da die Integration hygroskopischer Salzlösungen in die Wäschereiprozesse eine technologische Neuerung bedeutet, sind umfangreiche Laboruntersuchungen zur Wäschetrocknung durchzuführen.

AUFGABEN

- Bestandsevaluierung
- Integration von Liegenschaften in den Soleverbund unter Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse
- Entwicklung Planungstool
- Soleregeneration
- Laboruntersuchung Wäschetrocknung
- Entwicklung eines optimierten Soleabsorbers/Soledesorbers
- Zuluft Erwärmung, Feuchteregulierung, Abluftentfeuchtung und Integration eines Feuchtluftkollektors in den Soleverbund

4.2.3.1 Bestandsevaluierung

METHODIK

Der Aufbau der Komponenten des Solenetzes entspricht einer kompletten Neuplanung und bezieht sich nicht wie in den übrigen Arbeitspaketen des Vorhabens auf ein Bestandssystem. Die Bestandsevaluierung bezieht sich damit auf die Auswahl der Grundstücke innerhalb des Projektverbundes für die Komponenten Regenerator und Solespeicher einerseits und die Komponenten der Gebäudeanwendungen mit Standort für den Gebäude-Demonstrationspavillon

andererseits. Die beiden Einheiten werden mit einem Solenetz in Form von Leitungen für Solekonzentrat und verdünnte Sole miteinander verbunden.

Die wesentliche Arbeit der Bestandsevaluierung, die hier näher erörtert wird, liegt in der Evaluierung der Abwärmepotenziale für die vorgesehene Soleregeneration.

ERGEBNISSE

Der Fokus der Bestandsevaluierung besteht in der Analyse der Abwärmepotenziale am Projektstandort in Berlin Adlershof. Das höchste nutzbare Temperaturniveau für den Winterbetrieb liegt in der Abwärme der Gerätekühlung mit einem Temperaturniveau von bis zu 25 °C. Um dieses Temperaturniveau nutzen zu können, darf es nicht zu einer Vermischung mit der Klimaabwärme auf niedrigerem Temperaturniveau (12 °C) kommen.

Im Gebäude 19.51 ist ein Freikühler mit einer Leistung von 150 kW vorhanden, welcher bei ausreichend niedriger Außentemperatur die Abwärme aus der Gerätekühlung direkt an die Umgebung abgibt. Dieses Gebäude ist daher auch für die Einbindung in das Kältenetz von hervorgehobener Bedeutung, weshalb die Maßnahmen eng mit dem Arbeitspaket AP 1.1 abgestimmt wurden.

Für die Soleregeneration wird Außenluft verwendet. Je niedriger die Feuchtebelastung in der Außenluft ist, umso besser ist diese für die Regeneration der Sole geeignet. Erst ab einer relativen Feuchte unterhalb von 40 % kann die Luft überhaupt für diesen Zweck genutzt werden. Für die Regeneration der Sole wird demnach eine möglichst niedrige Feuchtebelastung der Luft angestrebt. Durch Erwärmung kann die relative Luftfeuchte gesenkt werden. Dies soll vorrangig durch die Nutzung von Abwärme erreicht werden. Allerdings steht hierfür im Winterbetrieb nur das Temperaturniveau von 25 °C aus Abwärmequellen zur Verfügung.

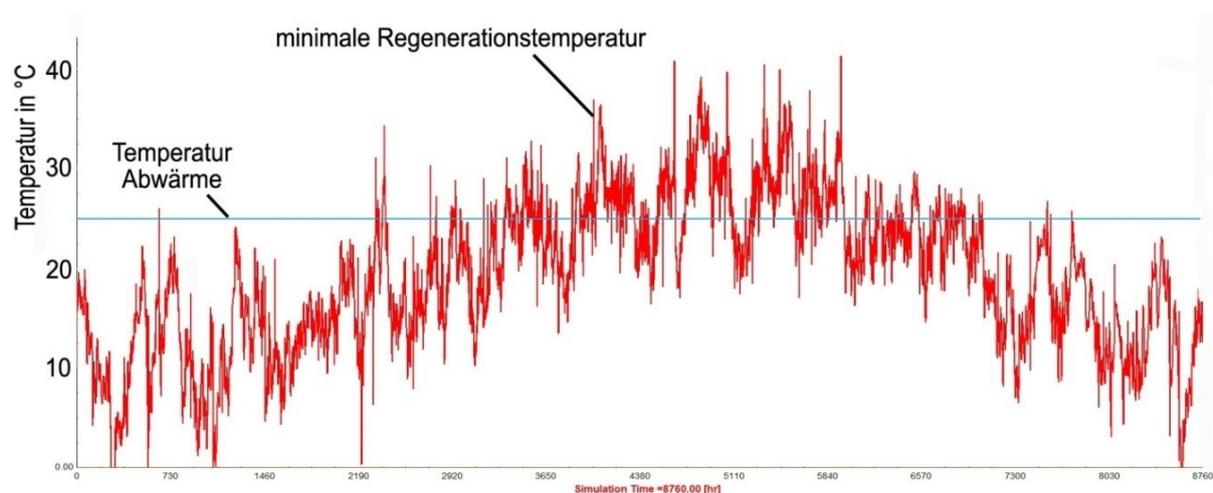


Abbildung 38 Jahresverlauf der nötigen Regenerationstemperatur bei variierender Außenluftfeuchte

In Abbildung 38 ist die nötige Regenerationstemperatur bei variierender Außenluftfeuchte dargestellt. Diese Werte beruhen auf statistischen Wetterdaten für den Standort Berlin. Dabei ist zu erkennen, dass mit dem Abwärmemeterniveau von 25 °C über weite Teile des Jahres regeneriert werden kann, im Sommer jedoch teilweise höhere Temperaturen notwendig sind.

Weitere mögliche Abwärmequellen mit erhöhter Temperatur sind Kompressorstationen für Druckluftnetze bzw. die Rückkühlwerke der Kälteanlagen.



Abbildung 39 Kompressorstation mit Abluftkanal links; Rückkühlwerk der Kältemaschinen Standort 3 rechts

Der Vorteil dieser Abwärmequellen besteht darin, dass die Wärme direkt aus der warmen Kühlluft genutzt werden kann. Um das Temperaturniveau genau zu bestimmen, wurden Messungen an einer Kompressorstation im Gebäude 19.51 sowie an den Kältemaschinen am Standort 3 durchgeführt.

Die Kompressorstation besteht aus 3 Kompressoren mit unterschiedlichen Leistungen, welche in einer mehrstufigen Kaskade betrieben werden. Diese Station ist Teil eines Druckluftnetzwerkes, welches mehrere Gebäude umfasst.

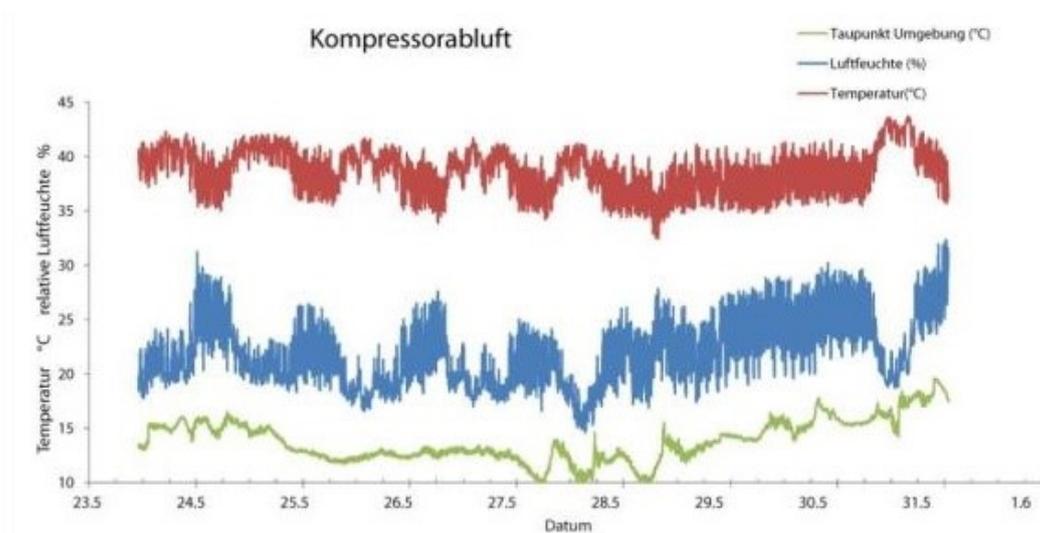


Abbildung 40 Abwärmepotenzial in der Abluft der Kühlung von Luftkompressoren

In Abbildung 40 ist der Verlauf der Temperatur und relativen Luftfeuchte sowie der Taupunkttemperatur in der Außenluft dargestellt. Wie zu erkennen ist, liegt das Temperaturniveau zwischen 35 °C und etwa 40 °C. Die relative Luftfeuchte ist die meiste Zeit unter 30 %. Nur an den Wochenenden (28./29.5.) und bei erhöhter Luftfeuchtigkeit in der Außenluft, liegen die Spitzen der Luftfeuchte bei 30 %. In Phasen, in denen die Kompressorstation auf einer höheren Stufe läuft, erhöht sich die Temperatur und es sinkt die relative Feuchte der Abluft.

Als weiteres Abwärmepotenzial wurde die Abluft der Kältemaschinen untersucht. Dazu wurden die Temperaturen und relativen Luftfeuchten an den Rückkühlwerken gemessen. Das Rückkühlwerk einer vorhandenen Kältemaschine besteht aus bis zu 18 Ventilatoren und zugehörigen Wärmetauschereinheiten, welche verschiedenen Betriebsstufen der Kältemaschine zugeordnet sind. Im Teillastbetrieb kommt es zu einem regelmäßigen Wechsel dieser Stufen wie es in Abbildung 41 am Temperaturverlauf der Ventilatoren zu erkennen ist.

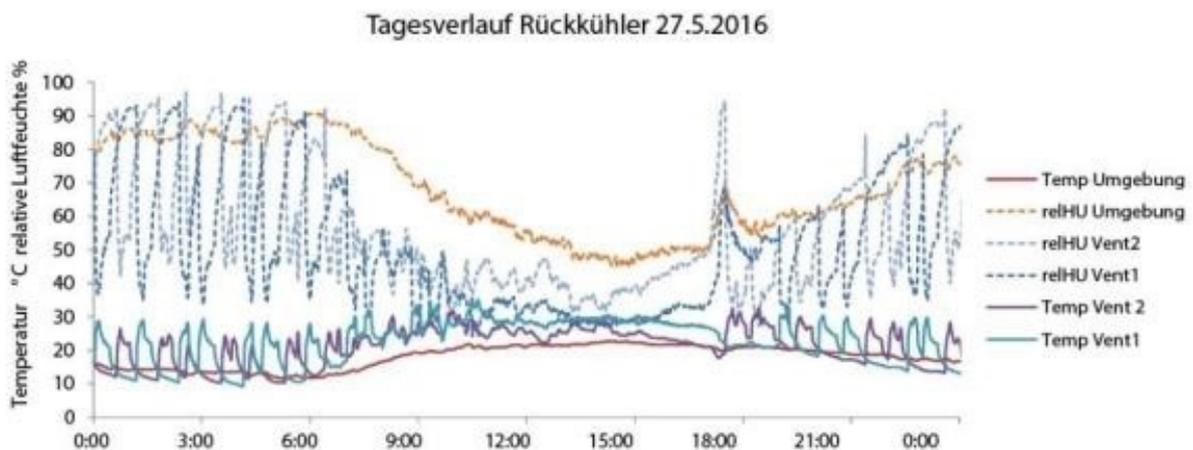


Abbildung 41 Abwärmepotenzial am Rückkühlwerk der Kältemaschinen am Standort 3

Während in der Nacht, also im Teillastbetrieb, immer nur Ventilator 1 bzw. Ventilator 2 in Betrieb ist, kommt es am Tag bei höherer Last zu einer kontinuierlichen Temperaturerhöhung in der Abluft der Ventilatoren. Diese Temperaturerhöhung führt entsprechend zu einer Verringerung der relativen Luftfeuchte. Am Ventilator 1 erreicht die relative Luftfeuchte Werte um die 30 %.

Somit stellen die Kompressorstation wie auch das Rückkühlwerk der Kälteanlagen geeignete Abwärmequellen zur Soleregeneration dar. Erste Messungen zeigten ein höheres Potenzial bei der Kompressorstation, da hier durch kontinuierlich höhere Ablufttemperaturen niedrigere relative Feuchten erreicht wurden. Bei den Rückkühlwerken der Kältemaschinen ist eine Regeneration wahrscheinlich nur im Laufe des Tages bei höherer Auslastung der Kältemaschinen möglich.

Die Bauplanung für den Pavillon erfolgte auf Basis des Vergleichs zweier geeigneter Grundstücke, die in Abstimmung mit dem Grundstückseigentümer WISTA diskutiert

und gegeneinander abgewägt wurden. Für den Pavillon wurde letztlich, durch die Nähe zur Regeneratoreinheit (Abwärmequellen) als wesentliches Standortmerkmal, das Grundstück direkt an der Friedrich-Wöhlert-Straße 2 ausgewählt. Baurechtlich wurde von Seiten der Bauverwaltung des Bezirks Köpenick auf ein Genehmigungsverfahren verzichtet und die Aufstellung im Rahmen einer Duldung durchgeführt. Lediglich eine Abstimmung mit der Denkmalbehörde wegen in der Nachbarschaft befindlicher Baudenkmäler wurde durchgeführt.

4.2.3.2 Integration von Liegenschaften in den Soleverbund unter Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse

Das ZTG hat als Teil der Arbeit zur Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse am Standort Adlershof gemeinsam mit den anderen Fachgebieten der TUB und Watery GmbH einen Flyer zum Thema „Urbanes Solenetz“ erstellt, da es zu diesem Thema bislang vergleichsweise wenig verfügbare Informationen gibt. In dem Flyer werden die Funktionsweise sowie die typischen Nutzungsmöglichkeiten für Soleanwendungen erläutert. Der Flyer richtet sich insbesondere an potenziell interessierte Akteure, die für eine Integration in den Soleverbund angesprochen werden sollen.



Abbildung 42 Flyer „Urbanes Solenetz“

4.2.3.3 Entwicklung Planungstool

METHODIK

Bei der Entwicklung des Planungstools stand zunächst die Modellierung der einzelnen Prozesse im Vordergrund. Der Fokus lag dabei in der Simulation von offenen Absorptions- und Desorptionsprozessen an flüssigen Sorptionsmedien. Dazu erfolgte eine Abstimmung mit der Watery GmbH, um eine Auswahl an möglichen Prozessvarianten und Medien zu treffen.

Da der Absorptionsprozess im Wesentlichen von den verwendeten Stoffen abhängt, wurde damit begonnen, exakte Stoffdatenmodelle für die häufig eingesetzten flüssigen Absorbentien Lithiumchlorid (LiCl) und Lithiumbromid (LiBr) zu erstellen. Diese beiden Stoffe wurden in den letzten Jahrzehnten umfassend untersucht, weshalb eine große Menge an Daten in der Literatur verfügbar ist. Somit war es möglich sehr exakte thermodynamische Modelle auf Grundlage von Zustandsgleichungen zu modellieren, die eine Gültigkeit über einen weiten Temperatur- und Konzentrationsbereich aufweisen. Die hohe Genauigkeit ist erforderlich, da sie einen maßgeblichen Einfluss auf die Qualität der berechneten Simulationsergebnisse des Sorptionsprozesses hat. Geplant sind weitere Stoffdatenmodelle, vor allem für die für Solenetze aufgrund der deutlich geringeren Kosten interessanten Stoffe Calciumchlorid (CaCl_2) und eventuell Magnesiumchlorid (MgCl_2). Allerdings ist die Datenlage für diese beiden Stoffe deutlich schlechter als bei den beiden zuvor genannten Absorbentien.

Die bestehenden Stoffdatenmodelle wurden mit realen Messdaten aus der Literatur validiert. Die berechneten Werte stimmen mit den Referenzdaten nahezu perfekt überein, wodurch Modellierungsfehler in Bezug auf die Stoffdaten ausgeschlossen werden können.

Der Einsatz von Modelica als Modellierungssprache erlaubt es, allgemeingültige Modelle mit Teilmodellen zu erstellen. Die Teilmodelle lassen sich auf der graphischen Benutzeroberfläche über ein spezielles Menü austauschen, wodurch es möglich wird viele verschiedene Korrelationsgleichungen für die unterschiedlichen geometrischen Konfigurationen und Strömungssituationen zu hinterlegen oder zwischen unterschiedlichen Stoffdatenmodellen auszuwählen. Man ist also in der Lage verschiedene Modellierungsansätze für dasselbe physikalische Problem zu implementieren.

Da es bei diesem Modell vor allem um die Potenzialabschätzung oder auch Auslegung von Solenetzen geht, sind viele spezielle Informationen über den Absorber/Regenerator meist nicht bekannt. Insbesondere Details über den Wärme- und Stoffübergang sind im Allgemeinen unbekannt. Der Anwender kann nur geometrische Daten über die Anlage liefern und das sollte bei der mathematischen Beschreibung berücksichtigt werden. Daher wurde zur Beschreibung der Absorptions- und Regenerationsprozesse ein detailliertes, adiabatisches Absorptionsmodell entwickelt, welches auf Korrelationsgleichungen zurückgreift. Hierbei wurde auf maximale Flexibilität geachtet, da es viele verschiedene technische Ansätze gibt Absorptionseinheiten zu konstruieren und das Modell in der Lage sein soll möglichst viele Konfigurationen zu erfassen. Zum Einsatz kam die Finite-Volumen-Methode, wobei im Gleich- und Gegenstrom eindimensional und im Kreuzstrom zweidimensional diskretisiert wurde.

Korrelationen für die gekoppelte Wärme- und Stoffübertragung bei adiabatischen Absorbentien werden von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern weltweit

untersucht. Der Stoffübergangskoeffizient hängt stark vom verwendeten Trocknungsmittel ab. Daher existieren keine universellen Gleichungen zur mathematischen Beschreibung und es müssen empirische Studien durchgeführt werden. Für verschiedene Trocknungsmittel und Strömungskonfigurationen wurden Korrelationen zusammengetragen und im Absorbermodell hinterlegt.

ERGEBNISSE

Die Strömung der feuchten Luft und des Trocknungsmittels wird durch eindimensionale Strömungsmodelle abgebildet. Dabei wird von einer homogenen Konzentrations- und Temperaturverteilung innerhalb eines Kontrollvolumens ausgegangen. Die Luft- und Trocknungsmittel-Kontrollvolumen werden durch dasselbe Modell repräsentiert und die Erhaltungsgleichungen sind unabhängig vom Fluid formuliert. Abbildung 43 zeigt die Energie- und Massenbilanz in einem adiabatischen Absorber. Die auftretenden partiellen Ableitungen nach dem Strömungsweg y werden mit der Finite-Volumen-Methode gelöst. Daher erfolgt eine Diskretisierung in n gleich großen Kontrollvolumina. Die partiellen Ableitungen werden in algebraische Ausdrücke überführt und für jedes Fluidsegment einzeln gelöst.

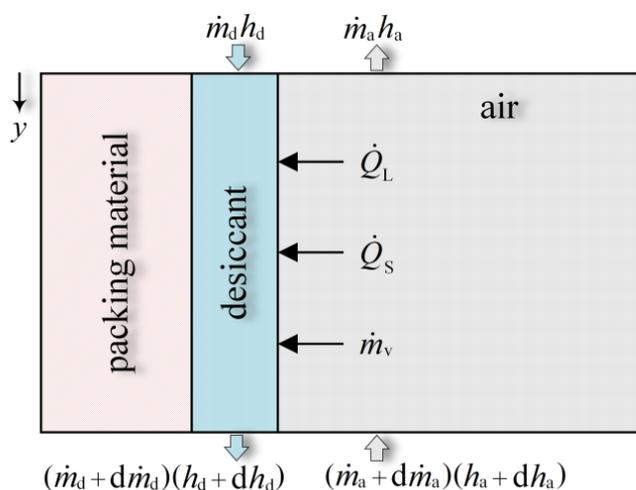


Abbildung 43 Energie- und Massenbilanz innerhalb eines Kontrollvolumens

Die Erstellung des finalen Absorbermodells erfordert mehrere Instanzen dieser Strömungsmodelle, die miteinander entsprechend der Strömungssituation verschaltet werden.

In Abbildung 44 ist die Verschaltung für den Gleich- und Gegenstrom beispielhaft dargestellt. Es wird je ein Strömungsmodell für die Luft und ein Strömungsmodell für das Trocknungsmodell gleich diskretisiert und parallel geschaltet. Anschließend werden die Kontrollvolumina entsprechend der Darstellung miteinander verbunden,

um den Wärme- und Stoffübergang zu realisieren. Das entstehende Absorbermodell ist eindimensional.

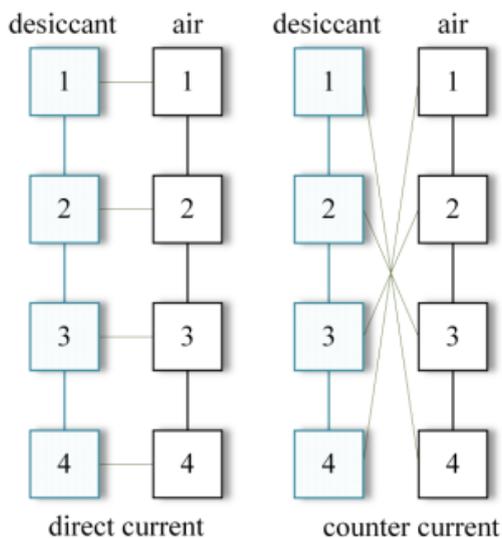


Abbildung 44 Verschaltung der Strömungsmodelle bei Gleich- und Gegenstrom

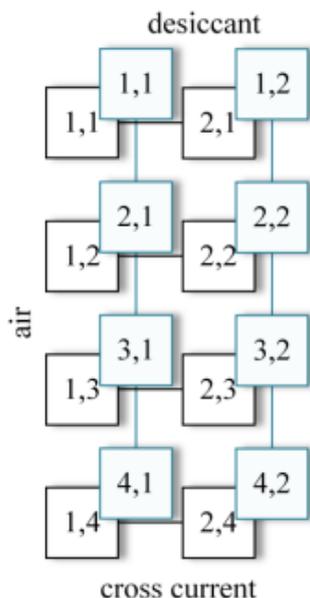


Abbildung 45 Verschaltung der Strömungsmodelle bei Kreuzstrom

In Abbildung 45 ist die Verschaltung für den Kreuzstrom dargestellt. In diesem Fall ist eine zweidimensionale Diskretisierung erforderlich und es werden mehrere gleiche Strömungsmodelle parallelgeschaltet. Im konkreten Fall: Zwei Strömungsmodelle für das Trocknungsmodell werden in vier Kontrollvolumina zerlegt und mit vier Strömungsmodellen, die in zwei Kontrollvolumina diskretisiert werden, über Kreuz verbunden.

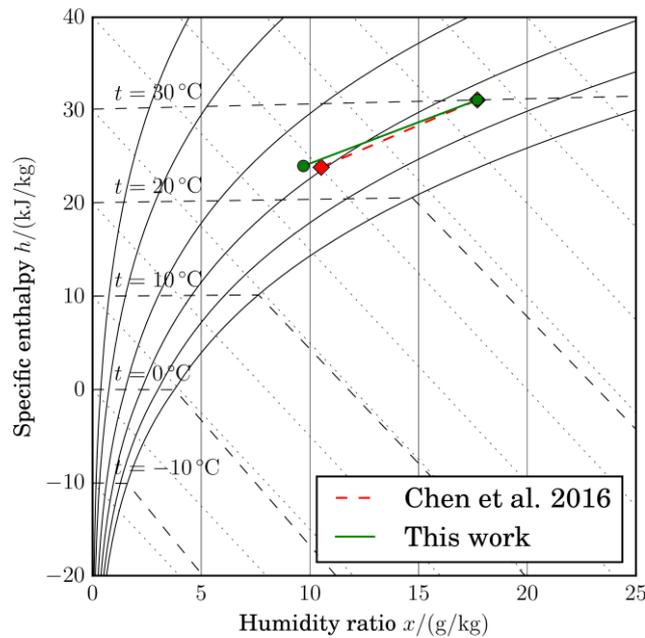


Abbildung 46 Validierung des Absorbermodells mit den maximalen Abweichungen

Das fertige Absorbermodell wurde abschließend mit Daten aus der Literatur validiert. Hierfür wurde eine Validierungsumgebung aufgebaut und das Modell mit den realen geometrischen Daten parametrisiert und die korrekten Korrelationen für den Wärme- und Stoffübergang ausgewählt. Als Trocknungsmittel kommt Lithiumchlorid zum Einsatz. Insgesamt wurden 15 Fälle simuliert. In Abbildung 46 sind die Simulationsergebnisse in einem Mollier-Diagramm dargestellt, die die maximalen Abweichungen in Bezug auf die Referenzdaten aus der Literatur aufweisen

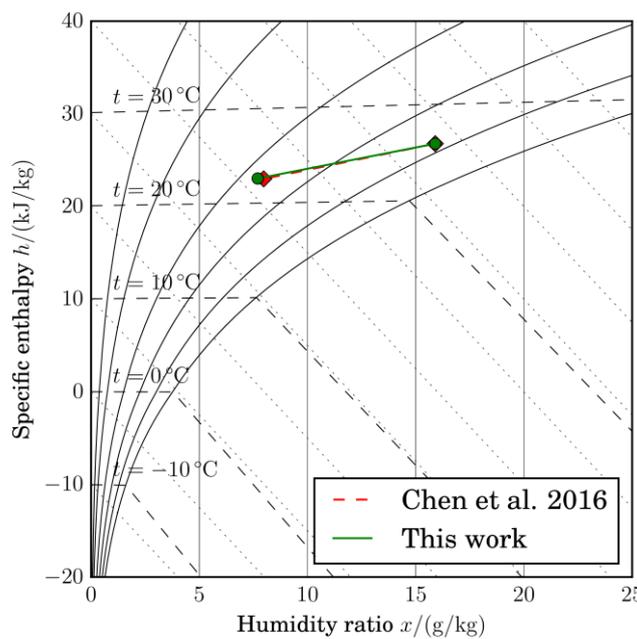


Abbildung 47 Validierung des Absorbermodells mit den minimalen Abweichungen

Abbildung 47 stellt analog die minimale Abweichung dar. Der grüne Kreis auf den rechten Seiten charakterisiert den Lufteintrittszustand. Der linke grüne Kreis zeigt den berechneten Austrittszustand und die rote Raute den gemessenen Luftaustrittszustand aus der Literatur.

Die Validierung zeigt, dass das entwickelte Modell die verwendeten Literaturdaten sehr gut vorhersagen kann.

Das Modell sowie die Modellierungsergebnisse wurden im September 2016 auf der BauSIM in Dresden vorgestellt².

In der weiteren Bearbeitung ist eine Validierung des entwickelten Sorptionsmodells mit Messwerten aus dem Labor angestrebt. Für das finale Planungstool ist zu untersuchen, ob die detaillierten Modelle zugunsten von Rechenzeit zu vereinfachen und Parameter herauszuarbeiten sind, welche die Teilprozesse Absorption und Desorption ausreichend genau beschreiben. Gemeinsam mit zusätzlichen Standardkomponenten wie Rohrleitungen und Speichern ist dann die Gesamtsimulation des Solenetzes aufzubauen.

4.2.3.4 Laboruntersuchung Wäschetrocknung

METHODIK

Zur Vorbereitung der Laboruntersuchung zur Wäschetrocknung wurden zunächst die gängigen Verfahren der Wäschetrocknung untersucht. Die derzeit effizientesten Wäschetrockner benutzen die Wärmepumpentechnologie. Allerdings kommt diese meist nur in Haushaltsgeräten zum Einsatz. In industriellen Wäschetrocknern wird vorwiegend das Abluftprinzip verwendet. Als Energieeinsparmaßnahme setzt sich hier immer mehr die Verwendung von sensiblen Wärmerückgewinnungssystemen durch. Im Mittelpunkt der Untersuchung steht der Einsatz der sorptiven Trocknung, für die das Trocknungspotenzial durch das Solekonzentrat eingebracht wird und nicht durch primärenergierelevante Energiequellen wie Strom oder Gas. Das Solekonzentrat wiederum wird auf der Grundlage der benachbarten Abwärmequellen regeneriert und nutzt somit keine Primärenergie, mit Ausnahme des Soletransports.

Für den Test im Labormaßstab sollte daher ein handelsüblicher Abluftwäschetrockner als Referenz verwendet werden, welcher später mit dem Sole-Lufttrocknungsgerät gekoppelt wird. Eine herkömmliche

² Yannick Fürst & Martin Kriegel: **Adiabatic Absorber Model for the Liquid Desiccant Distribution Network at the Technologypark Berlin Adlershof Using Modelica**. Paper presented at the BauSIM 2016, Dresden.

Wärmerückgewinnungseinheit sollte alternativ im normalen Trocknungsprozess sowie bei der Wäschetrocknung mit integrierter Solenutzung zum Einsatz kommen, um mögliche Potenziale oder Einschränkungen der Kombination von verschiedenen Energiespartechnologien aufzuzeigen.

Ein Soleaustrag mit dem Luftstrom aus dem Absorber (carry over) kann nicht ausgeschlossen werden. Daher müssen die eingesetzten Sensoren zur Überwachung der Temperatur und Feuchte im System eine gewisse Resistenz gegenüber dieser Verunreinigung aufweisen. Um die Funktionsfähigkeit der Sensoren zu überprüfen, wurden regelmäßige Kontrollmessungen mit einem Temperatur- und einem Feuchtekalibrator durchgeführt.

Der Teststand ermöglicht eine flexible Verschaltung der Absorptionskolonne mit den sensiblen Wärmerückgewinnungseinheiten. Dabei wurde untersucht, inwieweit sich durch die Verwendung von klassischer Wärmerückgewinnung und sorptiver Trocknung die Energieeffizienz verbessern lässt.



Abbildung 48 Absorberkolonne (links) mit Soleverteilung (rechts)

Für reine Trocknungsanwendungen ist ein sehr geringer Solestrom – ein sogenannter „Lowflow-Modus“ – nötig, um die Sole effizient zu nutzen und möglichst wenig Energie im Trocknungsprozess zu verlieren. Ein geringer Solevolumenstrom limitiert jedoch die Stoffübertragung. Daher muss die Sole möglichst gleichförmig auf eine große Übertragerfläche verteilt werden. Gleichzeitig muss ein Austrag von Sole unterbunden werden.

Um eine Variation der Übertragungsfläche in Länge und Querschnitt untersuchen zu können, besteht der Absorber des Teststands aus zwei Kammern, welche wahlweise parallel oder seriell betrieben werden können.

Unterschiedliche Messungen wurden am Referenzsystem durchgeführt. Dabei wurden Temperatur, relative Luftfeuchte sowie die daraus abgeleitete Taupunkttemperatur in der Trocknungstrommel während eines Trocknungsvorganges gemessen. Zusätzlich wurden auch die Umgebungsbedingungen sowie der Stromverbrauch des Trockners bestimmt.

Bei den Labormessungen werden im Wäschetrockner handelsübliche Handtücher mit einer Trockenmasse von 1,5 kg verwendet. Diese werden mit 1,5 kg Wasser versetzt.

ERGEBNISSE

Der benutzte Ablufttrockner kann bei zwei unterschiedlichen Temperaturstufen arbeiten. Bei der normalen (hohen) Temperaturstufe benötigt der Trockner 2,53 kWh und etwa 70 Minuten. Mit der abgesenkten Temperaturstufe liegt der Verbrauch bei 2,17 kWh und die Trocknungszeit verlängert sich auf etwa 90 Minuten.

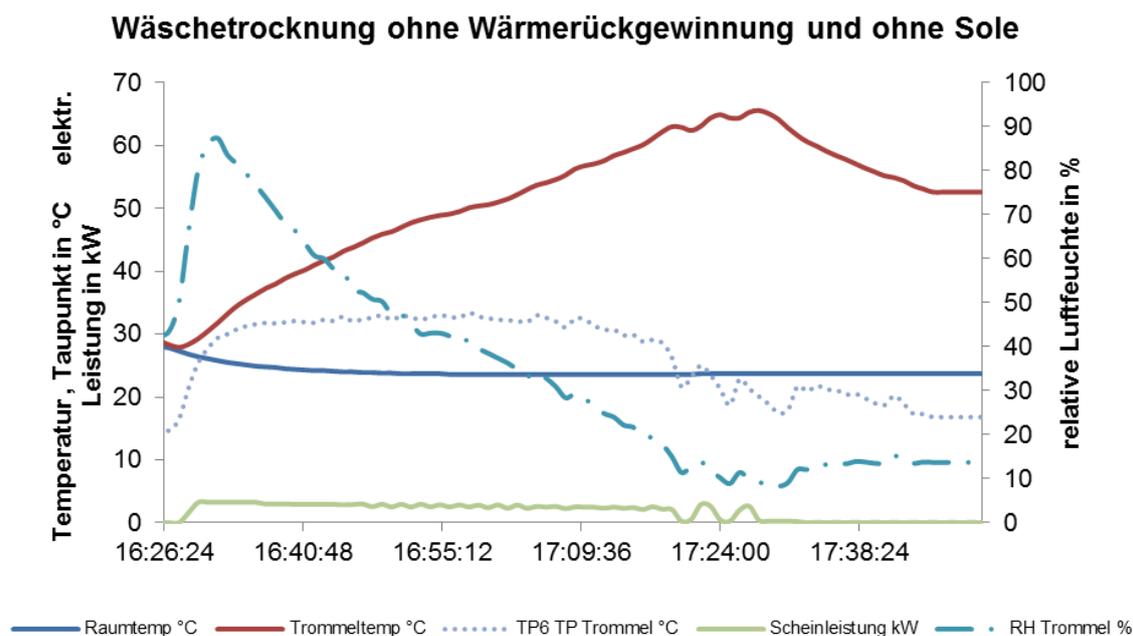


Abbildung 49 Messung des Referenzfalls zur Wäschetrocknung mit einem Ablufttrockner bei Normaltemperatur

In Abbildung 49 sind die Messdaten des Trocknungsprozesses bei Normaltemperatur abgebildet. In der ersten Phase erwärmt sich die Wäsche im Trockner bis zu einer Maximaltemperatur von etwa 65 °C. Ab dieser Temperatur beginnt der Heizer des Trockners zu takten. Zu diesem Zeitpunkt ist schon ein deutlicher Abfall der Taupunkttemperatur in der Trocknertrommel zu beobachten. Das bedeutet, dass die Restfeuchte in der Wäsche deutlich abgenommen hat und die Luft nur noch reduziert mit Feuchte beladen werden kann.

In weiteren Referenzmessungen wurde der Trocknungsprozess durch eine klassische Wärmerückgewinnung mit einem Plattenwärmeübertrager erweitert, bei dem die sensible Wärme der warmen Abluft auf die Zuluft übertragen werden kann. Die Messdaten zu diesem Versuch sind in dem folgenden Diagramm (Abbildung 50) dargestellt. Die Temperatur und Luftfeuchte am Ausgang des Trockners hat ähnliche Werte wie bei der Messung ohne Wärmerückgewinnung. Da die Abluft im Plattenwärmeübertrager jedoch stark abgekühlt wird, steigt die Luftfeuchte bis nahe 100 % am Ausgang des Wärmeübertragers an und es kommt teilweise zur Kondensation von Wasser im Wärmeübertrager. So kann mindestens 50 % der sensiblen Wärme aus der Abluft zurückgewonnen werden. Der Energieverbrauch sinkt jedoch nur um etwa 13 % auf 2,2 kWh pro Trocknungsgang im Normaltemperaturprogramm. Das liegt daran, dass die Abwärme in der Abluft aus dem Trockner etwa zur Hälfte latent und zur anderen Hälfte sensibel vorliegt. In der Wärmerückgewinnung wird nur teilweise der Taupunkt erreicht. Hier zeigt sich das Potenzial der sorptiven Trocknung, da die Kondensationstemperatur im Vergleich zum Taupunkt erhöht wird. Somit ist es möglich einen deutlich größeren Anteil an latenter Wärme zurückzugewinnen und im Trocknungsprozess wieder zu benutzen.

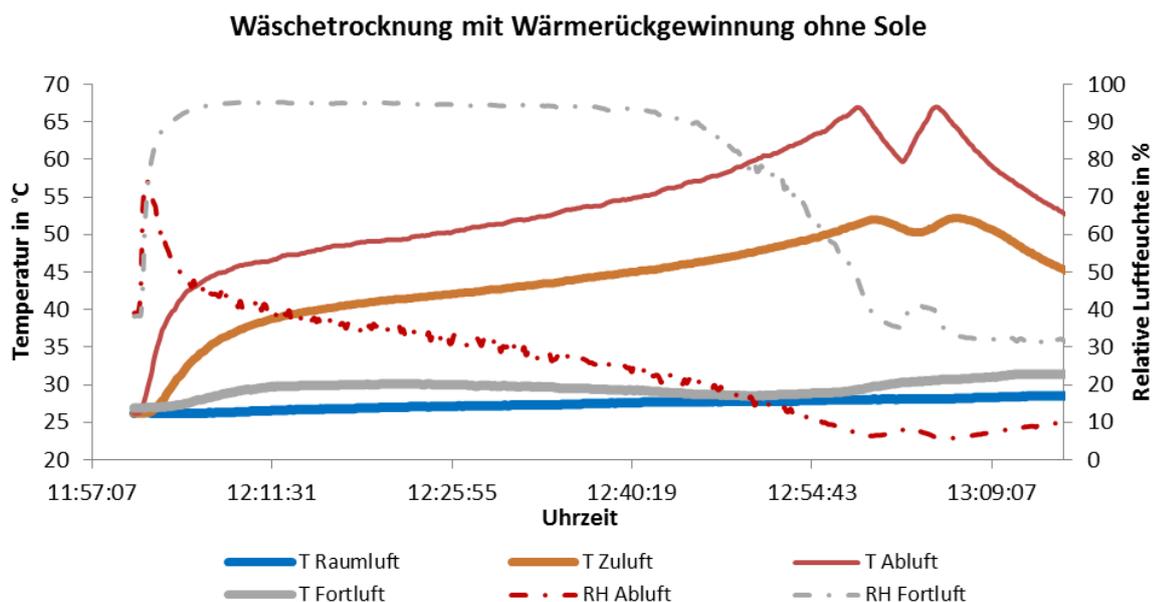


Abbildung 50 Messung der Wäschetrocknung mit sensibler Wärmerückgewinnung

In Abbildung 51 Schematische Darstellung der latenten und sensiblen Wärmeströme im Trocknungsprozess sind die Wärmeströme schematisch dargestellt.

Von den 2,5 kW elektrischer Leistung wird im Wäschetrockner die Zuluft erwärmt. 0,5 kW gehen in etwa über die Oberflächen des Wäschetrockners verloren. Die restliche zugefügte Wärmeleistung (2 kW) steckt in der Abluft. In der ersten Stufe der Wärmerückgewinnung können etwa 50 % der sensiblen Wärme zurückgewonnen werden (0,5 kW) und dienen der Erwärmung der Zuluft. Bei der adiabaten sorptiven Trocknung wird die latente Wärme der Abluft in sensible Wärme umgewandelt. Diese kann nun in einer weiteren Wärmerückgewinnungseinheit zurückgewonnen werden.

Eine direkte Rückführung der getrockneten und sensibel erwärmten Abluft in den Trocknungsprozess ist jedoch auch möglich. Somit kann bis zu 1 kW Wärme für den Trocknungsprozess zurückgewonnen werden. Die gesamten Einsparungen summieren sich dann auf etwa 50 % gegenüber dem ursprünglichen Trocknungsprozess ohne Wärmerückgewinnung und ohne sorptiver Trocknung.

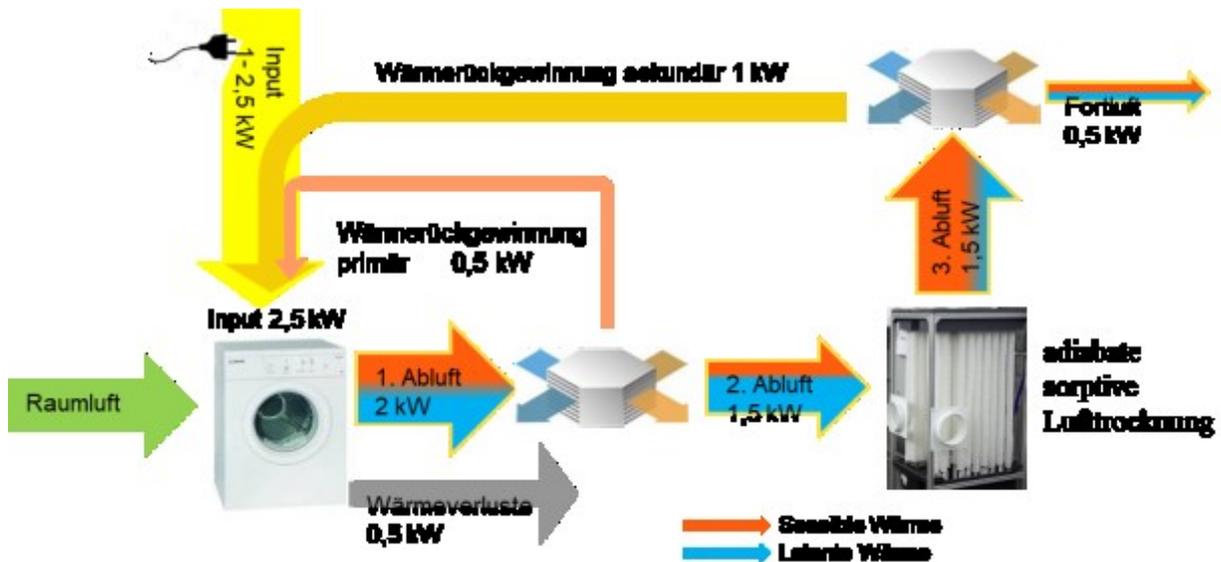


Abbildung 51 Schematische Darstellung der latenten und sensiblen Wärmeströme im Trocknungsprozess

In weiteren Versuchen wurde der Trocknungsprozess nun durch einen solebasierten Sorptionsprozess erweitert. Der Trocknungsvorgang erfolgt dabei in mehreren zeitlichen Abschnitten. Im ersten Abschnitt tritt die Luft aus dem Wäschetrockner aufgrund der noch sehr nassen Wäsche mit sehr hoher Feuchte in den Absorber ein. Die Trocknung kann so vollständig auf Basis der Absorption in einem geschlossenen Umluftkreislauf erfolgen. Da die Wäsche zunehmend trockener wird, sinkt die Luftfeuchte am Austritt des Wäschetrockners kontinuierlich und die Differenz zur Gleichgewichtsfeuchte der Sole wird geringer, wodurch die Trocknungsleistung sinkt. Ab einem bestimmten Punkt wird deshalb ein zweiter Zeitabschnitt mit Zusatzheizung und einem nur teilgeschlossenen Luftkreislauf eingeleitet. Die Luft wird durch den Heizstab des Trockners nun vorgewärmt und die Abluft aus dem Trockenkammer wird vor der Weitergabe an den Absorber über zwei Luft/Luft Wärmetauscher gegen die Abluft und dann gegen die (kalte) Zuluft abgekühlt. Die Wärme wird somit im System gehalten und die relative Luftfeuchte der Absorberzuluft wird durch die Abkühlung stark angehoben, wodurch wieder eine erhöhte Luftentfeuchtung möglich wird.

Die Optimierung dieser Vorgänge wird durch die Regulierung der unterschiedlichen Luft- und Solevolumenströme, die Steuerung der Heiztemperatur sowie die Länge der einzelnen Trocknungsphasen optimiert. Hierin liegt der Hauptschwerpunkt weiterer Untersuchungen.

Es kann bereits gesagt werden, dass durch die Sole ein erheblich reduzierter Energiebedarf für die Trocknung erreicht werden kann. Genauere Informationen sind auch für die Einschätzung der Trocknungsdauer und der damit zusammenhängenden Produktivität bzw. des erhöhten Komforts notwendig.

Die Wasserbeladung der Wäsche und die Wäschemenge wurden für die Versuche konstant gehalten und nur der Einsatz der sorptiven Trocknung und der Wärmeübertrager variiert. Auf diese Weise können genaue Aussagen über die jeweilige Auswirkung der einzelnen Komponenten in der gewählten Verschaltung getroffen werden.

Als Referenzwert, um eine Quantifizierung der Energieeinsparmaßnahmen vorzunehmen, werden die Stromdaten des reinen Wäschetrockners ohne Wärmerückgewinnung und sorptiver Trocknung herangezogen. Im Laufe der Laborarbeit wurden sowohl verschiedene Verschaltungen der Wärmerückgewinnung und sorptiven Trocknungskolonnen vermessen sowie eine Variation der Soletemperatur und des Solevolumenstroms vorgenommen.

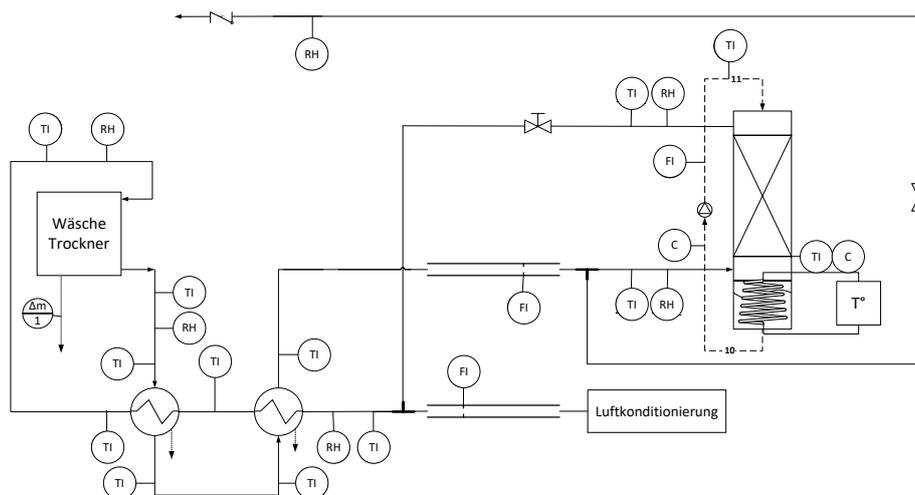


Abbildung 52 Schema des varierten Versuchsaufbaus zur Wäschetrocknung

Ausgehend von dem in Abbildung 52 dargestellten Schema wurde die Reihenfolge der Wärmeübertrager variiert, um die Verschaltung mit höchstmöglicher Wärmerückgewinnung zu ermitteln. Das Resultat aus den Messungen zeigt, dass es am effizientesten ist, die sehr warme Abluft aus dem Trockner zunächst mit der schon vorgewärmten Zuluft zu kühlen und in einem zweiten Wärmeübertrager die Frischluft mit der im ersten Wärmeübertrager gekühlten Abluft vorzuwärmen. Die auf diese Weise eingesparte Leistung liegt derzeit in einer Größenordnung von ca. 380 W für die Programmstufen Extratrocken und Schranktrocken+ (siehe Abbildung 53); das entspricht einer Energieersparnis von ca. 220 Wh.

Hierbei sollte berücksichtigt werden, dass die Umgebungstemperatur zum Zeitpunkt der Messphase bei knapp 30 °C lag. Es ist zu erwarten, dass die Energieeinsparung im Winter verglichen mit einer Referenzmessung noch erheblich größer ist.

Neben den Wärmeübertragern wurden zudem die Volumenströme der Sole und der Luft variiert, um eine möglichst gute Trocknung der Luft zu erzielen und die Umwandlung von latenter in sensible Wärme zu maximieren. Die Ergebnisse hierbei zeigen, dass die Trocknungsrate bei höheren Volumenströmen der Sole größer ist als im Lowflow. Da der Luftvolumenstrom durch den Ventilator des Trockners fest vorgegeben ist, kann hier eine Variation nur durch eine Bypass-Führung erfolgen, d. h. einem Mischbetrieb aus Frischluft und Umluft. Die über den Bypass geführte Luft wird aufgrund ihres hohen Feuchtegehalts in die Umgebung und nicht zurück in den Wäschetrockner geblasen.

Die bisher besten Ergebnisse bezüglich der Energieeffizienz lieferte eine Prozessführung, bei der eine Mischung von Frisch- und Umluft vorgenommen wurde. In diesem Aufbau wird nur ein Teil der Luft aus dem Wäschetrockner durch die Kolonnen geleitet und im Umluft-Kreislauf der Frischluft wieder zugeführt. Der Rest der Abluft aus dem Trockner wird im Anschluss an die Wärmeübertrager aus dem Kreislauf geführt. Der Grund für diese nur zum Teil in Umluft gefahrene Variante liegt in der Dimension der Kolonnen im Verhältnis zum fest vorgegebenen Volumenstrom des Wäschetrockners. In dieser Variante erreicht die Sole eine Trocknung der Luft von ca. 27 g/m³ auf ca. 15 g/m³.

In Abbildung 53 ist zudem zu erkennen, dass die Einsparung der Leistung bei einer Prozessführung mit 100 % Umluft theoretisch noch etwas höher ist, als im Mischluftbetrieb. Es kommt jedoch zu einer Verlängerung des Trocknungsprozesses, der dadurch hervorgerufen wird, dass die Feuchtigkeit dem System lediglich über die Sole entzogen wird. Die Trocknungsrate liegt zwar bei ca. 15 g/m³ und ist damit höher als in der Mischluft-Variante, die Eingangparameter der Luftfeuchtigkeit für den Trockner liegen aber trotz Lufttrocknung noch über 25 g/m³. Als Vergleich dazu: Die absolute Feuchte der Raumluft liegt während der Versuche unter 9 g/m³.

Die Reduzierung der Leistung im vollständigen Umluftprozess lässt sich über die Wandlung latenter in sensible Wärme erklären. Im zuvor beschriebenen Mischluftbetrieb wird die Hälfte des Luftvolumenstroms aus dem Wäschetrockner nach der Wärmerückgewinnung in die Abluft geblasen. Da diese Luft aus dem Wäschetrockner über einen sehr hohen Feuchtegehalt verfügt, geht der darin gespeicherte Energiegehalt ungenutzt über die Abluft verloren.

Um für die Wäschetrocknung das Potenzial der Sole möglichst gut zu nutzen und das Eintreten der Regeneration möglichst ans Ende der Programmstufe eins oder zwei zu verschieben, wurden verschieden Varianten der Solebereitstellung untersucht. Anfangs wurden Versuche mit ca. 4-5 Liter zirkulierender, hochkonzentrierter Sole gefahren. In dieser Variante zeigte sich jedoch, dass die Konzentration der Sole

durch die große Wassermenge aus der Wäsche relativ schnell sinkt und zudem die Temperatur steigt. Das hat eine deutliche Reduzierung der Trocknungsrate und eine frühzeitig eintretende Regeneration der Sole zur Folge. Die Energieeinsparpotenziale sind demnach auf eine kurze Phase begrenzt und damit vernachlässigbar klein.

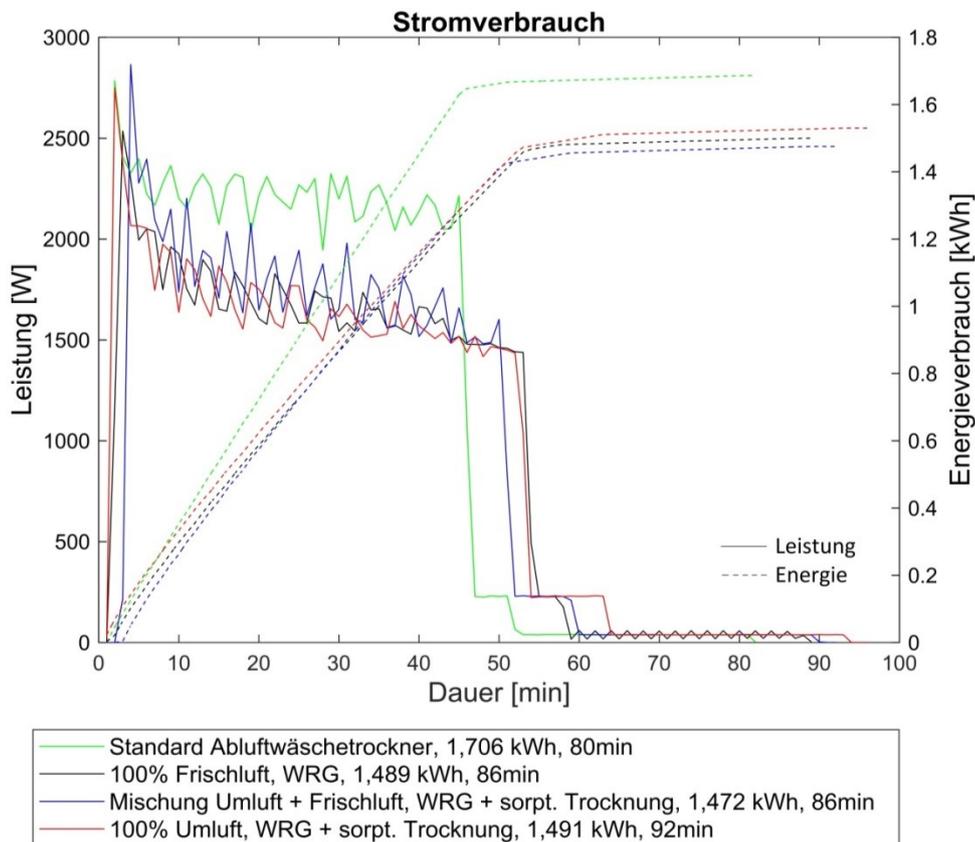


Abbildung 53 Stromverbrauch des Wäschetrockners beim Einsatz von WRG im Vergleich zum herkömmlichen Abluftwäschetrockner sowie beim Einsatz von WRG kombiniert mit sorptiver Trocknung in Umluft- und Mischluftführung

Daraufhin wurden Vorratsbehälter mit einem Volumen von ca. 30 Liter für die Sole bereitgestellt, aus denen für nachfolgende Messungen die Sole gepumpt wurde. Die Verdünnung der hochkonzentrierten Sole fällt auf diese Weise deutlich geringer aus und eine Erwärmung der Sole konnte durch die Vergrößerung des Volumens auf ca. 6 K reduziert werden. Der Beginn der Regenerationsphase verschiebt sich durch diese Maßnahme an das Ende der Programmstufe „Extratrocken“ und tritt ca. 45 Minuten nach Programmstart ein.

Die derzeitige Limitierung der Energieeinsparung ist durch die begrenzte Kontaktfläche zwischen Sole und Luft in den Kolonnen begründet. Die Flächen sind für die vom Ventilator des Trockners erzeugten Volumenströme zu gering, um eine ausreichende Trocknung zu ermöglichen. Mit einer höheren Trocknungsrate und einer Unterschreitung der absoluten Feuchte von 10 g/m³ ist anzunehmen, dass eine

erheblich größere Energieeinsparung verglichen zur reinen Wärmerückgewinnung zu ermöglichen wäre.

Eine Vergrößerung der Kontaktzeit zwischen Sole und Luft durch Reihenschaltung der Kolonnen konnte bisher nicht untersucht werden, da der Soleaustrag zu Problemen mit Temperatur- und Feuchtesensoren führt.

Ein Austrag von Sole an die Luft wurde vor allem beim Auftreten von fallenden Flüssigkeitstropfen beobachtet. Grund ist die Aerosolbildung beim Auftreffen und Zerplatzen der Flüssigkeitstropfen auf Oberflächen im Absorber.

Um diesen Austrag der Sole zu verhindern, wurde in Zusammenarbeit mit der Watergy GmbH ein neuartiger Absorber entwickelt, welcher durch textile Oberflächen bei einem sehr geringen Solestrom eine gleichmäßige Verteilung über eine große Oberfläche garantiert und die Bildung von fallenden Flüssigkeitstropfen unterbindet.

4.2.3.5 Entwicklung eines optimierten Soleabsorbers/ Soledesorbers

METHODIK

Für die Realisierung der Anlage zur Regeneration der Sole wurden verschiedene Abwärmequellen analysiert. Bei der Bestandsaufnahme hat sich gezeigt, dass sich das Gebäude mit dem günstigsten Abwärmepotenzial (Freikühlleistung Maschinenabwärme aus Gebäude 19.51) auch für die Einbindung des Aquiferspeichers anbietet. Bei der Planung der Einbindung des Aquifers wurden dabei mögliche Kopplungen mit der Soleregeneration berücksichtigt. So ist etwa eine kombinierte Nutzung eines Freikühlers für die Beladung des Untergrundspeichers sowie gleichzeitig für die Soleregeneration möglich. Wie aus der Abbildung 38 zu entnehmen ist, kann gerade in den Wintermonaten die Regeneration der Sole mit Temperaturen von teilweise unter 10 °C erfolgen und somit die Abführung von Wärme aus der Maschinenkühlung auch zur Regeneration von Sole genutzt werden.

Um auch im Sommer die Soleregeneration sicherstellen zu können, ist ein Temperaturniveau von mindestens 35 °C bis 40 °C notwendig. Das Temperaturniveau der Gerätekühlung reicht dementsprechend nicht aus. In der Bestandsanalyse wurden daraufhin weitere Abwärmepotenziale untersucht. Die Abwärme von Kompressorstationen sowie die Abwärme der Kälteanlagen haben ein ausreichendes Temperaturniveau, um auch in den Sommermonaten die Regeneration von Sole zu garantieren. Im weiteren Projektverlauf wurde geprüft, welcher Standort am besten für eine technische Umsetzung einer Regenerationseinheit geeignet ist. Dazu wurde mit den Anlagenbetreibern geklärt, inwieweit für die Einbindung ein Eingriff in die bestehende Anlagentechnik möglich ist.

Im Bereich der Kompressorstation des Gebäude 19.51 muss, wie in Abbildung 39 zu erkennen ist, lediglich ein Abgang vom Abluftstrang geschaffen werden. Allerdings ist der Platz für zusätzliche Installationen neben der Kompressorstation begrenzt. Ausreichend Platz steht bei den ebenerdig aufgestellten Kälteanlagen am Standort 1 zur Verfügung.

Nach Abwägung der Umsetzbarkeit der verschiedenen Regenerationsstandorte wurde die Umsetzung einer Regenerationseinheit an der Rückkühlung der Kälteanlagen am Standort 1 vorgesehen. Die unmittelbare Nähe zum Demonstrationspavillon ermöglicht eine Pipelineverbindung zwischen Regenerator und Soleverbraucher Gewächshaus/Pavillon. Somit konnten erste praktische Erfahrungen mit dem Soletransport durch Leitungen gesammelt werden. Eine weitergehende Forschungsfrage ist dabei der Einfluss von Viskosität in einem hydraulischen Netz in Abhängigkeit von Temperatur und Konzentration der Sole.

ERGEBNISSE

Für die Soleregeneration wurde nach Prüfung der Standortbedingungen die warme Abluft aus den Rückkühlwerken genutzt. Um den Eingriff in den Anlagenprozess zu minimieren, wurde ein Teilstrom der warmen Abluft durch eine Absaugvorrichtung über dem Rückkühlwerk realisiert. Um die Wartung der Kälteanlage jederzeit garantieren zu können, wurde die Regeneratoreinheit mobil auf einen befahrbaren Untergrund realisiert. Dadurch kann diese flexibel über verschiedene Abluftventilatoren in Position gebracht werden oder während Wartungsarbeiten an der Kältemaschine aus dem Arbeitsbereich entfernt werden. Die Bestandsanalyse hatte gezeigt, dass das Temperaturniveau der Rückkühlwerkabwärme nur ausreichend ist, wenn die Kältemaschinen entsprechend ausgelastet sind, da die Kältemaschinen in einer Kaskade verschiedene Leistungsstufen durchfahren können, bei denen unterschiedliche Rückkühlventilatoren zugeschaltet werden. Diese variablen Betriebszustände können dazu führen, dass der Regenerationsprozess nicht kontinuierlich durchgeführt werden kann. Die Kältemaschine zur Beladung des Eisspeichers wurde daher als bestmögliche Anwendung für den Regenerationsbetrieb ausgewählt, da hier für mehrere Stunden eine relativ konstante Leistung bereitgestellt wird.

Ziel der Weiterentwicklung des Soleab- und desorbers war es, eine erhöhte Absorptionsleistung sowie eine Verringerung des Salzaustrages über den Luftstrom zu realisieren.

Wenn Teile der bereitgestellten Oberfläche nicht von der Flüssigkeit benetzt werden, bleiben sie wirkungslos, was die Absorbereffizienz verringert. Zuvor getestete Verteilersysteme, wie perforierte Rohre, Sprühdüsen und Dreharmverteiler führten zu einer nicht ausreichenden Benetzung und waren nur in höheren Volumenstrombereichen effektiv. Bei sehr kleinen Flüssigkeitsvolumenströmen

versagen demnach viele Verteilersysteme und Absorberstrukturen. Neben einer schlechten Verteilung werden zudem Tropfen gebildet, was zum Austrag von Flüssigkeit und somit von Salz führt und unter anderem Korrosionsprobleme verursacht. Im Projekt wurden Methoden für eine bessere und gleichmäßigere Soleverteilung weiterentwickelt. Hierbei wurde erstmals ein Verteilungssystem mit einem Behälter und darin angeordneten Überlaufrohren getestet. Textilelemente dienen als Kontaktfläche zwischen Sole und Luft. Das Textilelement wird über die Überlaufrohre geführt und die Sole wird direkt im Behälter aufgenommen. Für sehr geringe Volumenströme wird der Füllstand im Behälter abgesenkt, so dass der Strom zunächst über Kapillarkräfte nach oben und erst am Überlauf nach unten weiter fließt. Durch den Füllstand kann so der Volumenstrom sehr genau eingestellt werden.

Im Gegensatz zu geschütteten Füllkörpern können die textilen Oberflächenelemente als Austauschmatrix eine gleichmäßigere und vollständige Benetzung der Oberflächen erreichen. Das Konzept der Schüttungen wird hauptsächlich in Luftwäschern und offenen Verdunstungskühlern verwendet und kann wegen der unterschiedlichen Volumenströme und dem Problem des Salzaustrags nicht einfach auf Solesysteme übertragen werden. Absorberelemente für Salzlösungen sind auf dem Markt noch nicht erhältlich.

Die neuen Absorberkolonnen wurden gemeinsam von der TU Berlin sowie der Watergy GmbH entwickelt und im Rahmen der Projektarbeit gebaut. Der neu entwickelte Absorber kommt bei der Soleregeneration wie auch bei der Zuluftvorwärmung sowie bei der Zuluft-Feuchteregulierung und Abluftentfeuchtung im Demonstrationspavillon zum Einsatz. Die Textilelemente bilden die Austauschfläche zwischen Sole und Luft. Im Absorbersumpf befindet sich jeweils ein Kunststoffwärmeübertrager. Das neue Prinzip der Soleverteilung wurde vor dem Einsatz im Gebäudedemonstrator im Labor getestet.



Abbildung 54 *Neu entwickelter Absorber, Optimierung der Austauschfläche pro Absorbervolumen, Überlaufrohre mit optimierter und verstetigter Soleverteilung*

4.2.3.6 Zulufterwärmung und -feuchteregulierung, Abluftentfeuchtung und Integration eines Feuchtluft-Solarkollektors in den Soleverbund

METHODIK

Die Gebäudeklimatisierung mit Zuluft-Feuchteregulierung ist ein wichtiger Anwendungsbereich für das Solenetz. Da sich die Technik der sorptiven Lufttrocknung noch in der Entwicklung befindet, die Wirkung weiter untersucht werden muss und mehrere Details in der technischen Umsetzung geklärt werden mussten, wurde von einer Umsetzung dieses Systems in einer Liegenschaft abgesehen. Die Anforderungen von Seiten der Mieter an eine beeinträchtigungsfreie Versorgung sind sehr hoch und die Akzeptanz, eine neue Technologie bei der Versorgung auszuprobieren, gering. Insbesondere kann beim gegenwärtigen Stand der Technik nicht völlig ausgeschlossen werden, dass sich Salzpartikel aus dem Absorptionsprozess in den Luftstrom lösen und somit an die Raumluft weitergeführt werden. Dies könnte potenziell zu Korrosionsschäden in den Gebäuden führen.

Um die Technologie unter realen Bedingungen risikolos zu testen und die Akzeptanz gegenüber der neuen Technik zu vergrößern, wurden die Versuchsarbeiten im Rahmen der Zuluftvorwärmung im Demonstrationspavillon umgesetzt. Als Scale-up von Laborversuchen wurde somit zunächst die weitere Erprobung und Demonstration der Anwendungen am Gebäude-Gewächshaus-Prototypen mit integriertem Feuchtluftkollektor am Standort Adlershof vorgesehen. In einer späteren Phase sind jedoch auch weitere Anwendungen im Gebäudebestand denkbar, vorbehaltlich einer positiven Erprobungsphase des Prototypens im Rahmen des Monitoring Projekts.

ERGEBNISSE

Bei der Untersuchung des solaren Potenzials wurde festgestellt, dass eine nach Süden liegende Hangar-Halle das Gewächshaus etwa 3 Monate im Winter verschatten würde, wenn es direkt an der Straße aufgebaut würde. Daher wurde versucht, den Aufstellungsort so weit wie möglich nach Norden Richtung Kälteanlagen zu verschieben. Somit konnte die komplette Verschattung um mehr als einen Monat reduziert werden.

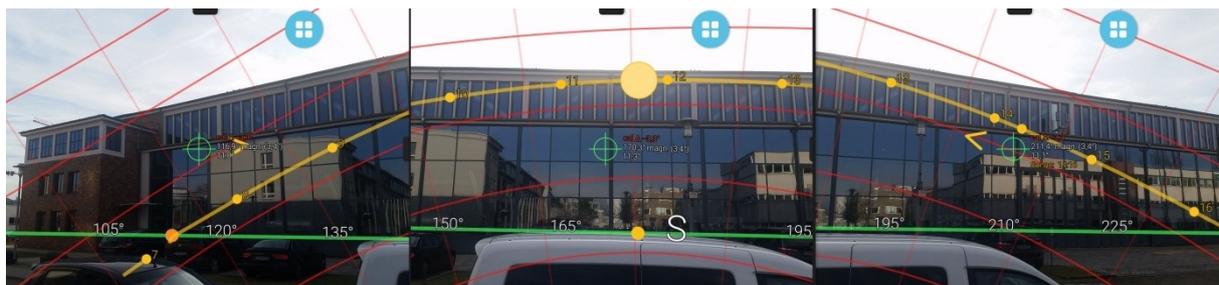


Abbildung 55 Sonnenstände für den Standort des Pavillons direkt an der Straße am 8. November

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand und wesentliches Anwendungsbeispiel ist die Lufttrocknung in Gewächshäusern und die Gewinnung von solarer Energie aus urbanen Fassaden- und Dachgewächshäusern oder Feuchtluft-Solarkollektoren, die etwa auch als Hybridkollektoren rückseitig von PV-Elementen eingesetzt werden können. Durch dieses Element wird aktiv Wärmeenergie in das Gebäudeenergiesystem geführt. Die Vorteile liegen insbesondere darin, dass die Kollektortemperatur durch Verdunstung von Wasser niedrig gehalten wird und somit Wärmeverluste gering bleiben bzw. der Kollektorwirkungsgrad erhöht wird. Wärmeenergie wird vielmehr latent über die Luft weitergegeben und erst im Gebäude beim Phasenwechsel von Wasserdampf zu Wasser innerhalb der Absorptionsanlage frei. Die Wärme kann ab einer Gewächshautemperatur von 15 °C direkt zur Zulufterwärmung bereitgestellt werden. Niedrigere Temperaturen können entsprechend mit einer integrierten Wärmepumpe angehoben werden.

Da eine weitere Versuchsvorrichtung bereits auf dem Gelände der TU Berlin installiert wurde, konnten dort Voruntersuchungen mit dem Betrieb des Systems durchgeführt werden. Dabei wurde zunächst der Winterbetrieb getestet. Im Fokus stand die Frage, inwieweit die Luftfeuchte in der Hülle kontrolliert werden kann. Außerdem wurden erste Erfahrungen bei der Regeneration der Sole gesammelt.



Abbildung 56 *Das Solekonzentrat wird von der Regenerationseinheit über eine Rohrleitung zum Versuchsgebäude geleitet. Die feuchte Luft im Fassadengewächshaus liefert bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen hohe Energiemengen durch latente Energieanteile der feuchten Luft.*

Es stellte sich heraus, dass das bestehende System zur Wärmeeinkopplung optimiert werden muss, um die Regeneration bei einer Temperatur von 25 °C im ausreichenden Maße zu bewerkstelligen. Weiterhin wurde eine verstärkte Schaumbildung beim Betrieb der Anlage beobachtet. Diese trat vor allem bei erhöhten Solemassenströmen auf. Die genauen Ursachen dafür konnten noch nicht ermittelt werden. Da diese Schaumbildung jedoch bei offenen Systemen durchaus problematisch sein kann, soll dieses Phänomen bei weiteren Laboruntersuchungen betrachtet werden.

Des Weiteren kam es bei Versuchen teilweise zur Kristallisation der Sole. Auch dieser Zustand ist für den kontinuierlichen Betrieb einer Anlage kritisch, da der Betrieb unterbrochen und die Kristalle aufwändig aufgelöst werden müssen. Dieses Problem tritt auf, wenn zu stark regenerierte Sole zu weit abgekühlt wird.



Abbildung 57 *Verstärkte Schaumbildung beim Ab- bzw. Desorptionsprozess (links), Kristallisation der Sole nach Abkühlung stark konzentrierter Sole (rechts)*

Die auf dem TU-Campus befindliche Versuchsvorrichtung wurde im Laufe der Sommermonate 2016 weiter untersucht. Im Fokus der Untersuchung stand dabei die Möglichkeit der Klimatisierung (Kühlung inklusive Trocknung von Raumluft) eines anliegenden Bürocontainers.

Die Kälte wurde dabei ausschließlich durch Verdunstungskühlung gewonnen. Diese alternative Kühlmethode hat einen deutlich reduzierten Energieaufwand im Vergleich zur maschinell erzeugten Kompressionskälte. Das Temperaturniveau der Verdunstungskälte ist jedoch stark von der Umgebungsluftfeuchte abhängig und generell höher als bei der Kompressionskälte. Wird die Verdunstungskälte bei der Zuluft jedoch mit einem offenen Sorptionsprozess gekoppelt, ist das Temperaturniveau prinzipiell ausreichend zur Klimatisierung. Allerdings sorgen die geringen treibenden Temperaturdifferenzen sowie die Verwendung von Kunststoffwärmetauschern für eine geringe Wärmeübertragung. Die Komponenten der Wärmeübertragung müssen daher noch weiterentwickelt und optimiert werden. Für die Anlage in Adlershof wurde deshalb zusätzlich der Einsatz einer Wärmepumpe zur Raumkühlung vorgesehen, welche die treibende Temperaturdifferenz erhöht und auch eine zumindest teilweise autarke Regeneration der Sole auf Basis der erzeugten Abwärme ermöglicht.

Da die Aufbereitung von Wasser für die Verdunstungskühlung recht aufwändig ist, wurde in der Konzeption der Demonstration auch eine Vorrichtung zur Gewinnung von Kondenswasser implementiert bei der die Gewächshausluft die Feuchtequelle ist. Dabei kommt ein Luft-Luft-Wärmeübertrager zum Einsatz. Das von den Pflanzen im Gewächshaus verdunstete Wasser wird dabei durch Außenluft so abgekühlt, dass der Taupunkt erreicht wird und die Luftfeuchte der Gewächshausluft kondensiert.

Dieses Kondenswasser kann anschließend in der Verdunstungskühlung verwendet werden.

Im Demopavillon wird die Luftkonditionierung unter Verwendung von Sole mit einer Wärmepumpe kombiniert. Dabei hat der Soleprozess primär die Aufgabe, den Feuchtegehalt der Luft zu regulieren. Die Wärmepumpe dient dazu, die benötigten Temperaturebenen für den Wärmeübergang zur Verfügung zu stellen.

Weiterhin wurde ein thermischer Speicher mit einem Volumen von rund 800 Liter auf Basis einer Wasser-Glykol-Mischung in das System integriert. Durch die Wärmepumpe kann wahlweise nutzbare Wärme oder Kälte erzeugt und im Speicher bevorratet werden. Durch die mögliche Temperaturspreizung der verschiedenen Temperaturebenen kann die Speicherkapazität deutlich erhöht werden, indem der mittlere Temperaturbereich als Energiequelle für die Wärmepumpe genutzt wird und wahlweise wärmere und kältere Temperaturen in den oberen bzw. unteren Speicherebenen eingelagert werden. In Abhängigkeit von der Nutzung des Gebäudes und den vorherrschenden Wetterbedingungen wird sich das Temperaturniveau dabei etwa zwischen -5 °C und 50 °C bewegen. Auch Temperaturen bis -15 °C sind durch das eingesetzte Glykol-Gemisch möglich. Durch die Speicherung von Wärme in unterschiedlichen Temperaturniveaus ist eine zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage möglich. Dadurch kann die Wärmepumpe als Hauptenergieverbraucher wie im Smart Grid zu Zeiten optimalen Stromangebotes betrieben werden.

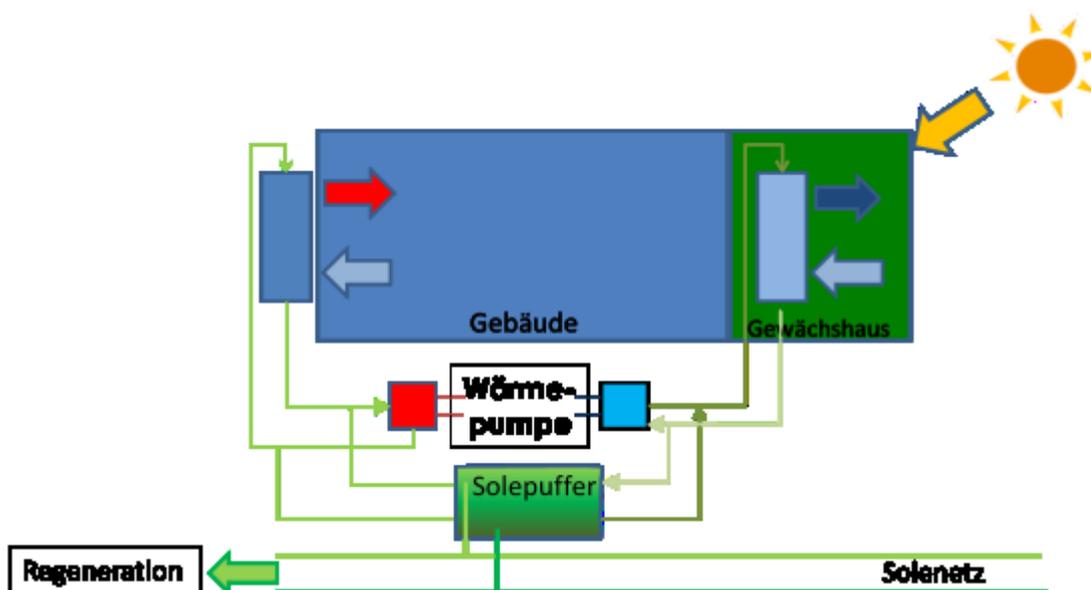


Abbildung 58 Schema der Anlagentechnik für den Heizfall im Demopavillon

Durch die Vielzahl der zu untersuchenden Betriebsbedingungen ist das Anlagensystem sehr komplex geplant und umgesetzt worden. Aus diesem Grund hat die Detailplanung einen signifikanten Anteil an der Projektarbeit eingenommen.

Das vorgesehene System zur Beheizung, Kühlung und Luftfeuchteregulierung wurde in Zusammenarbeit mit der Watergy GmbH angefertigt und im Demonstrationspavillon installiert.

Hierbei wurden folgende Komponenten gefertigt und angeliefert:

- zwei Absorptionskolonnen mit einem neuen, von der Firma Watergy patentierten System der Soleverteilung, welches die Steuerung auch von sehr geringen Solevolumenströmen ermöglicht. Diese erlauben die Übertragung von Wärme- und Feuchtepotenzialen zwischen dem hydraulischen System und der Raumluft, der Zu- und Abluft und der Gewächshausluft.
- eine Wärmepumpe mit 1.500 W Leistung (elektrisch) zur Abgabe und Aufnahme von Wärmepotenzialen aus den Absorptionseinheiten.
- ein geschichteter Wärmespeicher zur Aufnahme und Abgabe von Kälte und Wärme aus dem Gebäude, aus dem Gewächshaus und aus der Wärmepumpe.
- ein hydraulisches System zum Transport von Wärme und Kälte zwischen den Funktionseinheiten Speicher und Wärmepumpe bzw. Speicher und Sorptionssystem.
- ein Lüftungssystem zum Austausch von Luftvolumina im Umluftbetrieb und zwischen Innenraum, Gewächshaus und Außenraum.



Abbildung 59 Innenbereich des Pavillons mit eingebauter Klimatisierungstechnik

Der Prozess der Lufttrocknung wurde in den folgenden Bereichen erprobt:

- Umluftentfeuchtung und -reinigung: Anstatt einer permanent laufenden Lüftungsanlage wird ein phasenweiser Umluftbetrieb vorgesehen, in dem die Innenraumluft kontinuierlich getrocknet wird. Wasserdampf aus internen Feuchtequellen, also etwa aus der Atemluft der Gebäudenutzer, wird mit Hilfe der Sole entfernt. Durch den Phasenwechsel von Dampf zu Wasser entsteht Wärme, welche die Gebäudebeheizung unterstützt. Zudem werden Aerosole und Geruchsstoffe durch den direkten Kontakt zwischen Luft und Sole entfernt bzw. neutralisiert.
- Innerhalb von Lüftungsphasen wird die im Wasserdampf der Abluft enthaltene, latente Wärme aufgenommen und zurückgewonnen.
- Im Sommer wurde die Möglichkeit der Zulufttrocknung im Zusammenhang mit der Gebäudekühlung untersucht.
- Im Winterbetrieb wurden erste Messungen des Feuchtluftkollektorsystems durchgeführt.

Die Installation des Gesamtnetzwerkes beinhaltet die Regeneratoreinheit am Standort des Rückkühlwerks, das Solenetz mit zwei Leitungssträngen zum Transport von Solekonzentrat und verdünnter Sole sowie die Absorbereinheiten im Demonstrationspavillon.

Das Solenetzwerk zeigt unter den vorgegebenen Nutzungsbedingungen die Verwertung von sehr niedrigen Abwärmemetemperaturen. Diese liegen bei rund 25 °C im Winter bei direkter Abgabe von Maschinenabwärme des anliegenden Gebäudes. Im Sommer liegt hier Abwärme der Kälteanlage an, die aus der Gebäudekühlung und wiederum aus der Maschinenkühlung stammt. Im folgenden Monitoring Projekt wird überprüft, inwieweit die Abwärme jederzeit auf einem ausreichenden Temperaturniveau liegt, um ausreichend Sole zu regenerieren. Diese wird für die Klimatisierung von Gebäuden eingesetzt, um so den Einsatz von Primärenergie zu verringern.

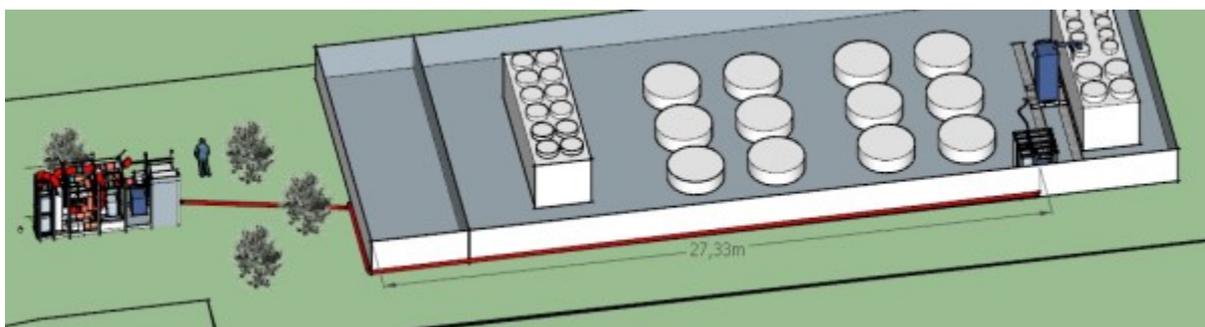


Abbildung 60 Schema des Solenetzwerkes am Demonstrationspavillon

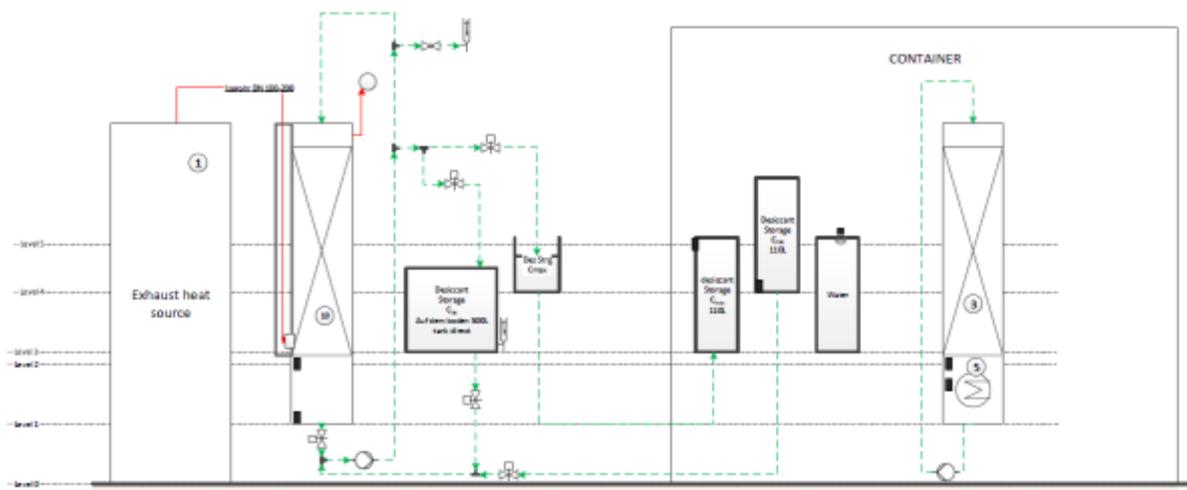


Abbildung 61 Fließschema des Netzwerkes mit Zwischenspeicherung von Konzentrat und verdünnter Sole

Das Netzwerk besteht aus zwei etwa 60 m langen Leitungen für Solekonzentrat und verdünnte Sole. Es wurde teils in einem Schacht und teils überirdisch entlang einer Grundstückseinfriedung verlegt. Zur erhöhten Sicherheit wurden die Rohre in einem wasserdichten Hüllrohr verlegt. Im Falle einer Leckage fließt die Sole entlang eines Gefälles zu einem Kontrollschacht. Von dort aus lässt sich die Sole abpumpen. Bei der Verarbeitung wurde erhöhter Wert auf Dichtheit der Leitungsverbindungen sowie auf die Verwendung von ausschließlich korrosionsfreien Materialien gelegt.

Die Regeneratoreinheit nutzt die im Abluftstrom gebundene Abwärme der Kältemaschinen zur Soleregeneration. Zur Anbindung an verschiedene Sektoren des Rückkühlers wird die Regeneratoreinheit auf Rollen montiert. Somit kann sie an verschiedene Luftauslässe angebunden werden.

Am Standort der Regeneratoreinheit sind auch ein Solespeicher sowie eine Steuereinheit für einen automatisierten Ablauf der Regeneration und für das Monitoring der Regenerationsabläufe montiert. Hierbei werden Zuluft- und Ablufttemperaturen und Luftfeuchten gemessen sowie auch die Temperatur des Solevorlaufs und -rücklaufs.

Die Regeneratoreinheit wurde in Zusammenarbeit mit dem Unterauftragsnehmer Watery GmbH im Labor weiterentwickelt und vorgeprüft. Im Mittelpunkt steht insbesondere eine Verringerung des Stromverbrauchs von Pumpen und Ventilatoren. Die Einheit ist für die variable Beschickung von Sole bis hin zu sehr kleinen Volumenströmen von unter 1 Liter/Minute optimiert. Hierbei ist die gleichmäßige Verteilung von Sole auf die verschiedenen Verdunstungszylinder eine Herausforderung. Die Verteileinheit wurde in zahlreichen Schritten entwickelt und erlaubt nun eine genaue Verteilfunktion.

Eine weitere Herausforderung ist die Verringerung des Druckverlusts des Luftvolumenstroms. Hierbei wurde eine Lösung mit einer optimierten Oberfläche und gleichzeitig geringen Luftwiderstandswerten durch parallel gehängte und auf Kunststoffspiralen montierte Textilzylinder entwickelt. Da der Stromverbrauch von Pumpen und Ventilatoren den Primärenergieverbrauch der Anlage bestimmen, ist eine Optimierung in diesen Bereichen am wichtigsten.

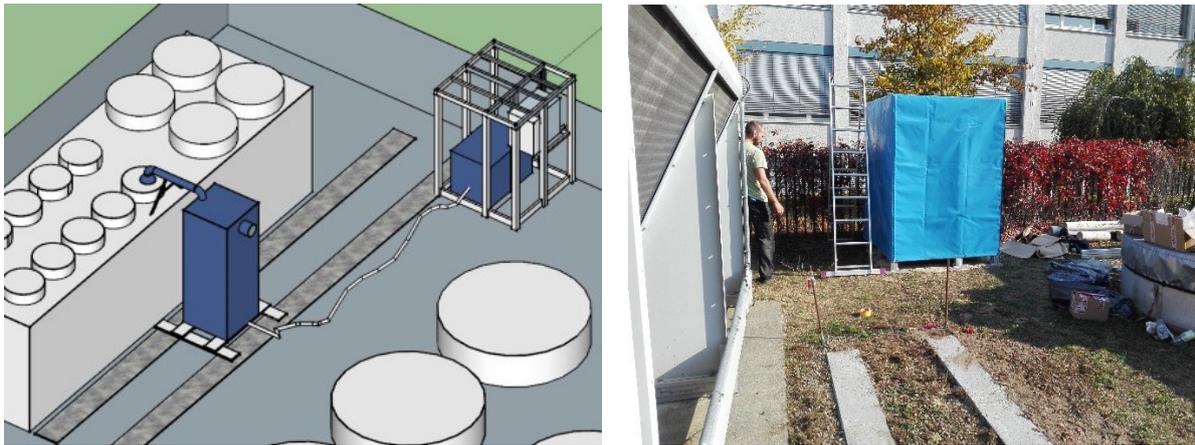


Abbildung 62 3D-Zeichnung Konzept der Regeneratorkolonne, Abwärmequelle des Demonstrationspavillons mit Fahrweg für die Desorbereinheit, Solespeicher des Gesamtnetzes



Abbildung 63 Regeneratorkolonnen im Solenetzwerk, Verteileinheit mit Test zur gleichmäßigen Beschickung von Sole auch bei sehr kleinen Volumenströmen

4.3 Maßnahme 2 - „Smart Grid Allianz“

Die variierende erneuerbare Stromerzeugung aus Sonne und Wind geht mit einem höheren Bedarf an Energiespeichern und flexiblen Lasten einher. Ein Smart Grid kann mittels Informations- und Kommunikationstechnologien die Abstimmung von Erzeugern, Verbrauchern und Energiespeichern unterstützen. Das übergeordnete Ziel dieser Maßnahme war die Erforschung und Planung eines energiemedium-übergreifenden Smart Grid.

Im Fokus stand dabei die nachhaltige Bereitstellung von Kälte zur Klimatisierung und Prozesskühlung im Zentrum für Photonik und Optik (ZPO). Bei einem Überangebot an erneuerbarer Energie kann Kälte in einem Eisspeicher zwischengespeichert werden. Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien zur Kälteerzeugung soll Primärenergie eingespart werden. Der optimale Einsatz der einzelnen Kältemaschinen und des Eisspeichers werden von einem Energiemanagementsystem (EMS) geplant.

In dieser Maßnahme wurden eine systemische Struktur und das grundlegende Design des EMS erstellt. Mit der Installation von Zählern und der Erstellung eines Messkonzepts wurde eine wichtige Voraussetzung für das EMS im ZPO geschaffen. Eine weitere wichtige Voraussetzung war die Entwicklung von Modellen für Kältemaschinen und Eisspeicher. Neben dem ZPO wurden auch weitere Flexibilitätspotenziale und Speicherkapazitäten in Adlershof untersucht.

Das prototypische Kältenetz mit Eisspeicher im Smart Grid Labor der TU Berlin ermöglicht die Untersuchung des EMS und der Komponenten des Kältenetzes unabhängig vom laufenden Betrieb am ZPO. Mit der entwickelten Smart.Grid App kann das komplexe Thema „Smart Grid“ anschaulich und interaktiv demonstriert werden.

4.3.1 AP 2.1 - Systemdesign für Energiemanagement

ZIELSETZUNG

Stellvertretend für den Campus Adlershof wurde für das Zentrum für Photonik und Optik (ZPO) ein Energiemanagementsystem (EMS) zum Betrieb des dort vorhandenen Kältenetzes konzipiert.

Das ZPO stellt mit seiner Kälteversorgungsstruktur ein ideales Reallabor für die Erprobung von Synergieeffekten und Einsparmöglichkeiten durch eine zentrale Steuerung der Versorgung dar.

Durch die Bündelung von Kältebedarfen in einem gemeinsamen Kältenetz und die Integration eines Kältespeichers kann eine für die Bereitstellung der Kälteleistung optimale Betriebsführung der Kältemaschinen gewählt werden. Über diese effizienz-

bezogenen Aspekte hinaus ermöglicht der Einsatz eines Energiemanagementsystems die Flexibilisierung der Kälteerzeugung auch hinsichtlich weiterer Zielgrößen, wie z. B. einer kosteneffizienten Betriebsweise bei der Einbeziehung flexibler oder dynamischer Strompreise oder aber einer Verlagerung der Kälteerzeugung in Zeiten mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.

Im Projektumfang waren das Systemdesign des EMS und die Entwicklung der Logik des EMS enthalten. Auf Basis von Day-Ahead-Prognosen für Kältebedarf, Preis- oder CO₂-Kurven für den Strombezug und Wetterdaten wird künftig vom EMS ein Betriebsfahrplan für den Folgetag generiert, der vom Liegenschaftsbetreiber manuell umgesetzt werden kann. Im Folgeprojekt soll das EMS im Rahmen eines Online-Managements die Steuerung des Standorts automatisch übernehmen. Die hierfür erforderlichen Schnittstellen wurden im Rahmen des vorliegenden Projektes mitgeplant.

Dieses erste Arbeitspaket befasste sich mit der Erstellung einer systemischen Struktur und dem grundlegenden Design für das Energiemanagement in Adlershof. Dies umfasste den strukturellen Aufbau des EMS, seiner Funktionalität sowie die Einbindung des EMS in die bestehende Gebäudeautomatisation.

Als ein wichtiger Aspekt für die Akzeptanz der Steuerung des Kältenetzes durch ein EMS wurde die Einbeziehung der zukünftigen Systemanwender in die Planungs- und Umsetzungsphase erachtet.

Tiefergehende Details und Funktionen zu Zählerinstallation, Kältespeicher-einbindung, Logik des Energiemanagements und Verwertung wurden in weiteren APs betrachtet und in das Systemdesign aus AP 2.1 eingepasst.

Hinsichtlich der Übertragbarkeit des Ansatzes wurden weitere Liegenschaften am Campus Adlershof bezüglich ihres Lastverschiebungspotenzials und ihrer Energieeinsparmöglichkeiten untersucht. Ziel war die Bildung eines Interessenpools für das im Rahmen des Projektes aufgebaute Smart Grid oder weiterer Smart Grid-Inseln am Standort Adlershof.

Weiterhin wurde eruiert, inwieweit erneuerbare Energieträger perspektivisch direkt vor Ort verfügbar gemacht werden können, da hierdurch eine unmittelbare Reduzierung des Primärenergiefaktors bewirkt werden könnte.

Außerdem wurde untersucht, welche weiteren Energieeffizienzpotenziale am ZPO unabhängig von der Kälteerzeugung gehoben werden könnten.

AUFGABEN

- Kommunikation zwischen Designern und zukünftigen Systemanwendern
- Modellbildung des EMS (Planung EMS Software)
- Konzeption des EMS und Schnittstellen-Definition
- Planung Energiemanager-Informationssystem
- Aufbau Smart Grid Allianz, Informations- und Abstimmungsmaßnahmen
- Analyse weiterer Energieeinsparpotenziale am ZPO
- Potenzialermittlung von CO₂-armen Energien am ZPO

4.3.1.1 Kommunikation zwischen Designern und zukünftigen Systemanwendern

METHODIK

Zu Beginn des Projektes wurden in einem Workshop mit Vertretern von WISTA, AFM, Siemens AG und TU Berlin die Ziele und Erwartungen an das Energiemanagementsystem des Reallabors am Zentrum für Photonik und Optik definiert. In dem Workshop wurde die Metaplan-Methode angewandt – eine partizipative Methode, die sich besonders gut zur Ideensammlung, Strukturierung und Visualisierung eignet. Die fortlaufende Kommunikation zu Zielen und deren Umsetzung wurde durch einen monatlichen Austausch mit dem Liegenschaftsbetreiber und die Einbeziehung eines Vertreters des Facility-Managements im 14-tägigen Turnus sichergestellt.

ERGEBNISSE

Die Kommunikation zwischen den Entwicklern und den zukünftigen Systemanwendern stellte eine wesentliche Säule für die Entwicklung eines intelligenten EMS am ZPO dar. Als wesentliche Zielerfordernisse wurden innerhalb des Eingangs-Workshops vom Liegenschaftsbetreiber WISTA folgende Kriterien genannt:

- (Nennenswerter) Beitrag zur Primärenergieeinsparung für den Gesamtstandort
- Ermöglichung der Analyse von Energieströmen mit Reaktionsmöglichkeiten
- (Nachhaltiges) Smart Grid, d. h. ein dauerhaftes System ohne zusätzliche Kosten, das übersichtlich, beherrschbar und kontrollierbar ist (ohne Abhängigkeit von Dritten)
- Der Einsatz eines EMS stellt für die WISTA einen Marketingaspekt dar, durch den sie sich eine Attraktivitätssteigerung des Standortes verspricht.

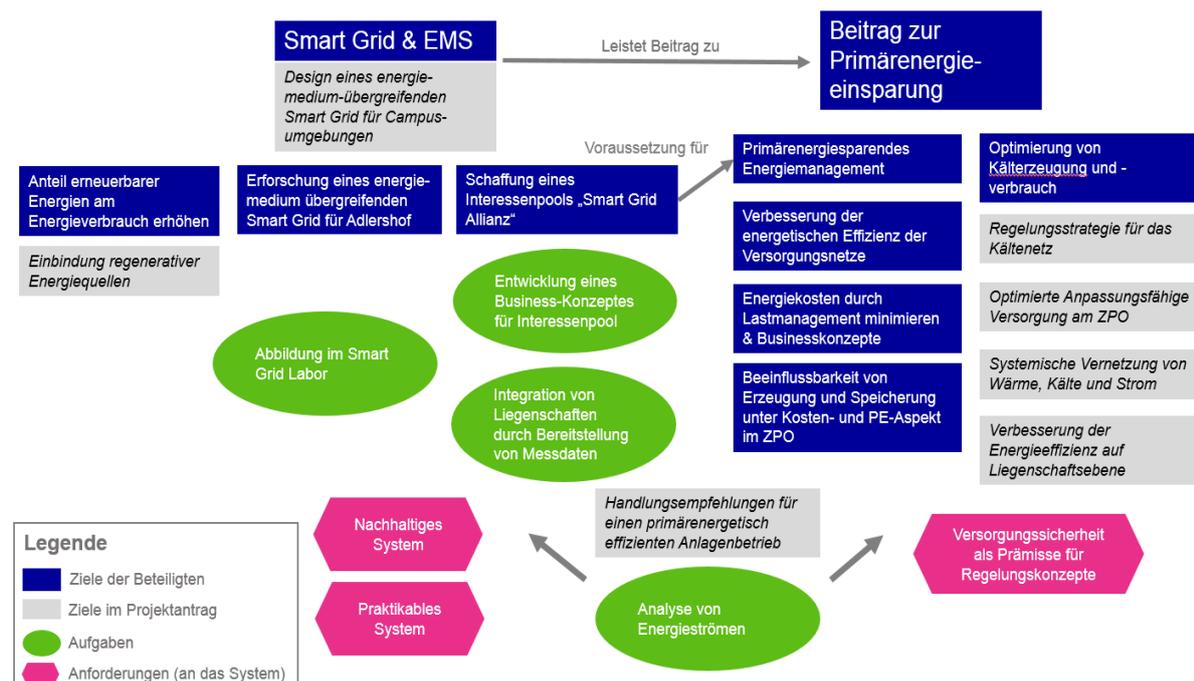


Abbildung 64 Zusammenfassung der Workshop-Ergebnisse

Für die Entwickler von Siemens standen folgende Aspekte im Vordergrund:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Kälteversorgung
- Kostensenkung für den Anwender
- Transparenz des Energieverlaufs bis zur Abnahme

Ein wichtiges Kriterium für den Systemanwender war, dass das EMS über das Projektende hinaus weiter nutzbar bleiben sollte. Da es sich jedoch nicht um ein Produkt, sondern um einen Prototypen handelt, kann von den Projektpartnern eine Systempflege über das Projektende hinaus nicht zugesichert werden, auch wenn das entwickelte EMS vor Ort und weiterhin nutzbar bleibt.

4.3.1.2 Modellbildung des EMS (Planung EMS Software)

METHODIK

Das in Abschnitt 4.2.1 beschriebene erweiterte Kältenetz vernetzt die Kälteerzeuger und -verbraucher am ZPO. Ziel war es, einen energieeffizienten Betrieb des Kältenetzes zu ermöglichen und durch den Einsatz eines Eisspeichers, Lastverschiebungspotenziale zu nutzen, die einen kostenoptimierten oder durch Variation der Kostenfunktion, einen primärenergetisch optimierten Betrieb der Anlagen erlauben.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurde ein EMS entwickelt, das die multimodale Verknüpfung der zu betrachtenden Energieströme (Kälte und Strom) ermöglicht. Als Basis diente ein prototypisches EMS, das in vorangegangenen Forschungsprojekten

von Siemens Corporate Technology entwickelt wurde, um zum Beispiel intelligente Gebäudesteuerungen, Wärmepumpen, Solaranlagen oder elektrische Speicher eigenverbrauchs- und kostenoptimiert zu steuern. Den Kern des vorhandenen EMS stellte die automatische Aussteuerung von Komponenten basierend auf Bedarfsprognosen und flexiblen Stromtarifen dar, die unter Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen einen systemeffizienten Betrieb eines Gebäudes ermöglicht.

Für den Einsatz am ZPO musste die bestehende Logik des EMS um die Logik des energieeffizienten Betriebs des Kältenetzes, insbesondere der Außentemperaturabhängigkeit der Effizienz der Kälteerzeuger und der Berücksichtigung von Verlusten im Verteilnetz, erweitert werden. Die dazu erforderlichen Modelle für das Kältenetz, die Kältemaschinen und den Eisspeicher wurden von der TU Berlin im Rahmen des AP 2.4 entwickelt und zur Verfügung gestellt. Für den Einsatz im EMS wurden die Modelle angepasst und optimiert.

Basierend auf den im Workshop ermittelten Anwenderanforderungen sowie den Ergebnissen der Bestandsaufnahme wurde die Struktur des EMS konzipiert und dessen Funktionalitäten festgelegt.

Voraussetzung für die Erstellung des Systemdesigns des EMS als auch des zugehörigen Messkonzeptes war die detaillierte Aufnahme des Pilotstandortes hinsichtlich der vorhandenen Kältekreisläufe, einschließlich Kälteerzeuger und Kälteverbraucher.

Wesentlich für das Systemdesign waren hier vor allem

- Parameter und Randbedingungen für den Betrieb des Kältenetzes
- Schnittstellen zu der bestehenden Gebäudeautomation

Exemplarisch für bestehende Randbedingungen sei hier die Einschränkung genannt, dass der Kältebedarf der Raumluftechnik in Gebäude 19.05 aus hydraulischen Gründen zwingend durch einen der Kälteerzeuger am Standort 3 gedeckt werden muss. Dies schränkt die Auswahlmöglichkeiten des EMS hinsichtlich der optimalen Ansteuerung der Kälteerzeuger ein.

Parameter für den Betrieb stellten beispielsweise folgende Werte dar:

- Sollwerte für Vorlauftemperaturen
- Warnwerte für Rücklauftemperaturen
- Umschaltzeiten für Kältenetze und Kältemaschinen
- Mindestlaufzeiten für Kältemaschinen
- Leistungskurven für Kältemaschinen
- Netzverluste
- Speicherverluste

Während Sollwerte oder Mindestlaufzeiten für Kältemaschinen bereits im existierenden Betrieb definiert waren, können andere Werte, wie z. B. Umschaltzeiten oder Netzverluste, erst im Rahmen eines Folgeprojektes und nach Inbetriebnahme des Smart Grids ermittelt werden, da diese bislang aufgrund fehlender Messstellen nicht bestimmt werden konnten. Auch zu den temperaturabhängigen Leistungszahlen der Kältemaschinen existierten nur rudimentäre Herstellerinformationen. Diese müssen daher im laufenden Betrieb sukzessive erfasst und in die Modellbildung integriert werden.

ERGEBNISSE

Für die Anbindung des EMS waren folgende Maßnahmen umzusetzen und die erforderlichen Schnittstellen zu schaffen:

- Installation von Messequipment an relevanten Stellen
- Zeitgestempelte Lastverläufe für Analyse und Modellbildung (Vorhersage)
- Kommunikationstechnische Anbindung an zentrale Gebäudeautomation für Mess- und Steuergrößen
- Steuerung der 4 KM über zentrale Steuerung mittels Gebäudeleittechnik (nur Freigaberegulierung, ansonsten bedarfsorientierte Eigensteuerung der KM)
- Ansteuerung einer KM mit Eisspeicher
- Messung Gebäudegrundlast
- Berücksichtigung Preise und Wetter → Anbindung externer Dienste

Abbildung 65 zeigt die Einbindung des EMS in die Messinfrastruktur am ZPO.

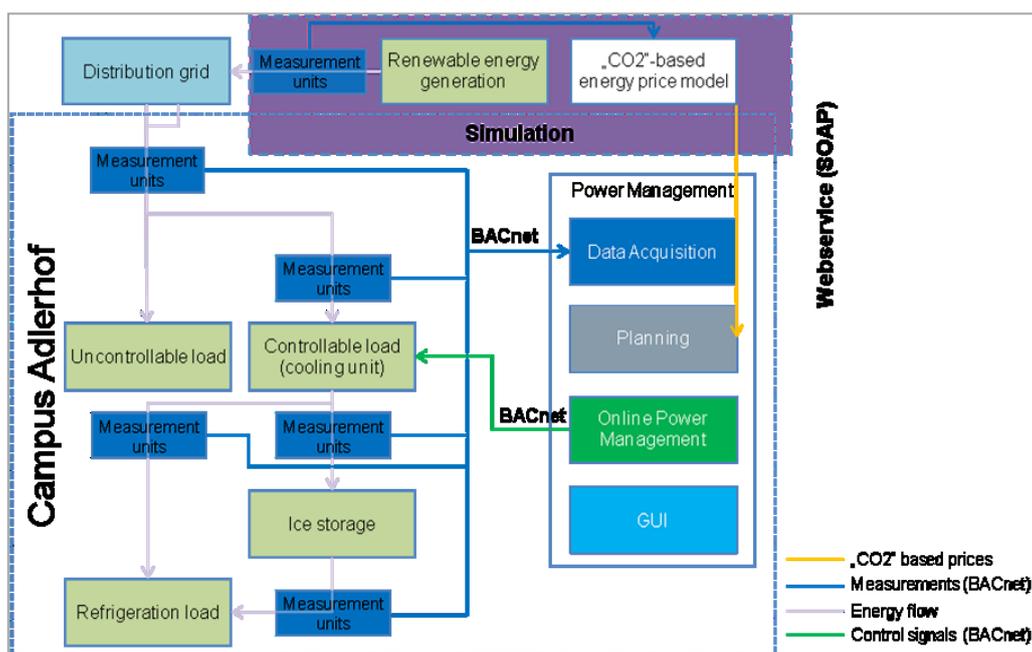


Abbildung 65 EMS-Einbindung am Standort ZPO

Die Kompressionskältemaschinen, der Eisspeicher und das thermische Netz wurden als neue Komponenten im EMS abgebildet. Um ein späteres Engineering bei Produkteinsatz zu erleichtern, wurden parametrierbare Modelle gewählt, deren Parameter eine physikalische Bedeutung haben und dem Datenblatt der Komponenten entnommen werden können.

Da aufgrund der prototypischen Umsetzung des EMS keine direkte Ansteuerung der Kältemaschinen, des Eisspeichers sowie der Pumpen, Klappen und Ventile vorgesehen war, wurde ein Konzept dafür erarbeitet, wie die (logische) Schnittstelle zu diesen Komponenten realisiert werden kann. Dieses ist in Abbildung 66 grafisch dargestellt.

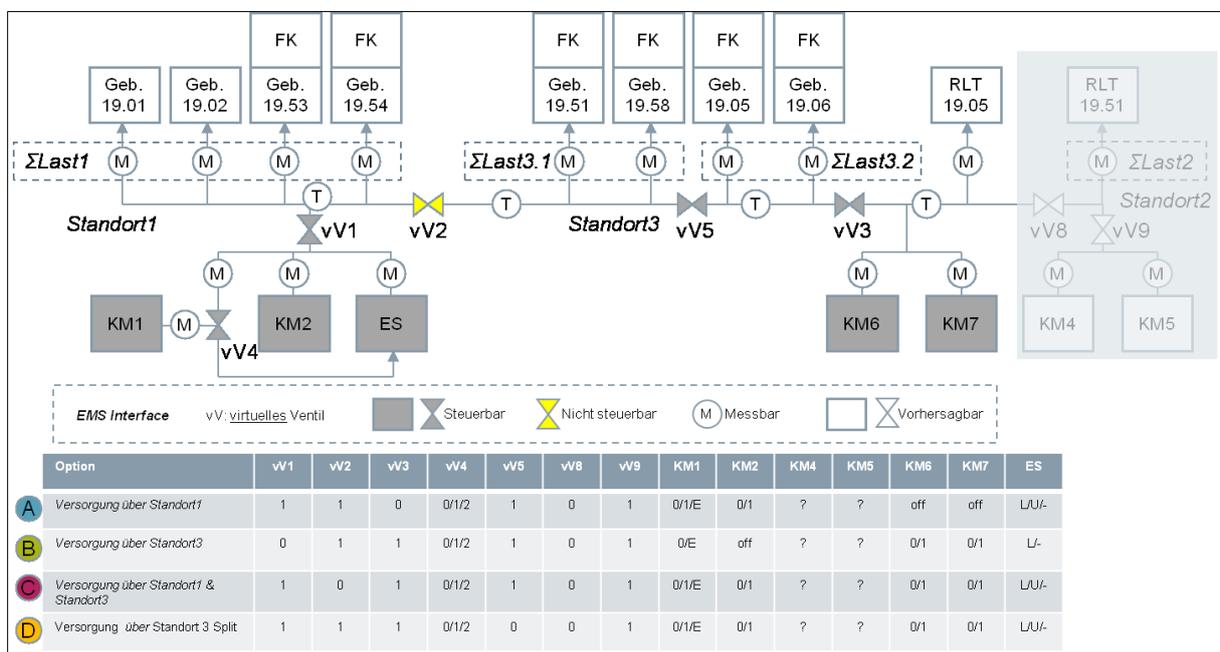


Abbildung 66 Logische Realisierung eines thermischen Netzwerks für den standortübergreifenden Betrieb

Diese Darstellung erlaubt darüber hinaus auch die mathematische Formulierung des Optimierungsproblems. Die (summierten) Lasten an den einzelnen Gebäuden der Standorte 1 und 3 (Standort 2 wird vom EMS derzeit nicht betrachtet) werden – z. B. basierend auf den historischen Lastgangdaten und einer Wettervorhersage – 24 h im Voraus vorhergesagt. Auf Basis der vorhergesagten thermischen Lastprofile und der Strompreisinformation kann eine Optimierung des Stromeinkaufs durchgeführt werden. Bei gleichbleibendem Strompreis ist dies gleichbedeutend mit einer Maximierung der Energieeffizienz, da möglichst wenig Strom verbraucht wird. Über eine Gewichtung der Preisfunktion mit einem Faktor – basierend auf einem Energiemix (PV, Wind, Primärenergie) – kann darüber hinaus die CO₂-Bilanz abgebildet und optimiert werden.

Das EMS soll, wie in Abbildung 66 dargestellt, in die Lage versetzt werden, die Kältemaschinen (an/aus), den Eisspeicher (an/aus) und die „virtuellen“ Ventile

(Durchgang/Sperren) anzusteuern. Die „virtuellen Ventile“ sind lediglich ein logisches Interface zur Gebäudeleittechnik. Diese sorgt dafür, dass die realen Pumpen, Klappen und Ventile entsprechend geschaltet werden.

Zunächst wird für den Betrieb von Standort 1 mit den Kältemaschinen KM1, KM2 und dem Eisspeicher vom EMS eine Planungsrechnung durchgeführt und diese auf Plausibilität getestet. Sobald die erweiterte Gebäudeleittechnik (GLT) eine Ansteuerung der Komponenten durch das EMS zulässt, kann der automatisierte Betrieb getestet werden. Die standortübergreifende Betriebsführung folgt dann im Anschluss.

Für die Vorhersage der Kältelasten wurden auto-regressive Modelle mit externen Eingängen, sogenannte ARX-Modell-basierte Verfahren, im EMS so erweitert, dass die historischen Daten in Abhängigkeit von der Außentemperatur und beliebigen anderen externen Eingängen für eine automatisierte Parameterbestimmung der Modelle genutzt werden können. Die aggregierten Kältelastmesswerte in Abbildung 66 (Summenlast 1, 2, 3.1, 3.2) werden zur Vorhersage herangezogen. Das Verfahren funktioniert mit Trainingsdaten anderer Standorte bereits.

Folgende Anwendungsfälle werden vom EMS betrachtet:

Fall 1 betrachtet einen optimierten Betrieb der Anlage unter der Voraussetzung, dass vom Energieversorger keine flexiblen Tarife bereitgestellt werden.

In *Fall 2* berücksichtigt das EMS flexible Tarife des Energienetzbetreibers. Mit diesem Use-Case soll das Potenzial dieser Tarife im Hinblick auf den Energieeinkauf gezeigt werden. Alternativ kann als Kostenfunktion auch ein prognostizierter CO₂-Emissionswert als Preis angenommen werden.

Die Anwendungsfälle betrachten sowohl die elektrische wie auch die thermische Energie (multimodale Optimierung).

Fall 1:

Das EMS hat das Ziel, das Kältenetz so zu betreiben, dass für die Versorgung des Standorts möglichst wenig Energie aufgewendet wird.

Basierend auf einer externen Wettervorhersage verwendet das EMS modellbasierte Vorhersage-Algorithmen, um die thermische Erzeugung und das Lastprofil der Verbraucher vorherzusagen (EMS Planung).

Im Rahmen des im Folgeprojekt umgesetzten Online-Managements soll später zum Zeitpunkt des Energiebezugs versucht werden, diese Planung einzuhalten. Die Abweichungen von der EMS Planung – welche sich z. B. durch eine ungenaue Temperaturvorhersage ergeben – werden durch das Lastverschiebungspotenzial des an das Kältenetz angeschlossenen Eisspeichers ausgeglichen.

In Kombination mit weiteren technischen Parametern dienen diese Vorhersagen als Eingabedaten für eine modellbasierte Optimierung, welche den energieeffizientesten Betrieb der steuerbaren Komponenten errechnet.

Dieser Use-Case zeigt, dass sich durch den energieeffizienten Betrieb des Kältenetzes inklusive der Kältemaschinen die Gesamtlast am Netzanschlusspunkt und damit auch die Energiekosten bei Festpreistarifen reduzieren lassen.

Fall 2:

Dieser Use Case demonstriert die Fähigkeit des EMS, die elektrothermischen und thermischen Komponenten der Netzinfrastruktur (Kältemaschinen und Eisspeicher) so anzusteuern, dass die Energiebezugskosten bzw. die prognostizierten CO₂-Emissionen des Strombezugs minimal sind.

Das Ziel ist, die Energiebezugskosten bei gegebenen variablen Energietarifen zu minimieren. Wettervorhersagen, Energie-/CO₂-Preise und Vorhersagen der Grundlast im Kältenetz werden über eine bestimmte Zeitspanne betrachtet, um das Netz optimal zu betreiben. Modelle der Netzinfrastruktur, kombiniert mit Prognosen, ermöglichen eine Vorhersage des erforderlichen Energiebezugs am elektrischen Netzanschlusspunkt der Liegenschaft (abrechnungsrelevanter Zähler des Netzbetreibers). Die Flexibilität der Netzinfrastruktur wird genutzt, um die Energiebezugskosten für das Kälteversorgungssystem zu minimieren.

Der Energielieferant übermittelt zeitlich variierende Energiepreise für die folgende Periode (24 h im Voraus, stündlich aktualisiert). Optional kann dem Energielieferanten/Verteilnetzbetreiber auch die Vorhersage der bezogenen Energie am Netzanschlusspunkt übermittelt werden (Ersatz für Standardlastprofile).

Können vom Energieversorger flexible Tarife nicht zur Verfügung gestellt werden, werden alternativ variable Preise aus am Markt verfügbaren Verträgen abgeleitet (Tag/Nacht-Tarif oder Bandtarif).

4.3.1.3 Konzeption des EMS und Schnittstellen-Definition

METHODIK

Es wurde festgelegt, dass das EMS als optionale Steuerungsoption des Kältenetzes seine Befehle über eine übergeordnete Steuerung im Kältenetz an die zu steuernden Komponenten weitergibt. Hierbei ist durch das EMS nur eine Festlegung der Versorgungsstandorte sowie die Freigabe einzelner Kälteerzeuger (Kältemaschinen bzw. Eisspeicher) vorgesehen. Die Umsetzung der hiermit verbundenen Umschaltungen im Kältenetz (Pumpen und Klappen) verbleibt bei den Standortsteuerungen.

Voraussetzung für eine funktionierende Datenübermittlung aus dem Smart Grid an das EMS sowie später vom EMS an die Gebäudeleittechnik ist die Festlegung von Kommunikations-Standards.

Hieraus folgt, dass dort, wo die bestehende Infrastruktur diesen Standard nicht zur Verfügung stellt, entsprechend aufgerüstet werden musste. Dies betrifft auch die Kommunikation zwischen dem EMS und der vorhandenen Gebäudeleittechnik, sofern hier eine Datenübergabe erforderlich ist.

Die Schnittstellen wurden so definiert, dass alternativ ein Betrieb mit oder ohne Steuerung durch das EMS möglich ist. Zusätzlich wurde ein Konzept entworfen, wie auf Störungen reagiert und Fehlerbehandlungen durchgeführt werden sollen.

ERGEBNISSE

Für die Kommunikation des EMS mit der Messinfrastruktur wurde als Standard BACnet festgelegt. Sämtliche Messprotokolle müssen in diesem Standard zur Verfügung gestellt werden, um von der EMS-Software verarbeitet werden zu können.

Es wurde festgelegt, dass aus dem EMS nur Handlungsempfehlungen in Form von BACnet-Signalen an die vorhandene Steuerung übergeben werden können. Dabei wurde die Anforderung beachtet, dass die Steuerung ohne das EMS weiterfunktionieren muss.

In AP 1.1 wurde ein Konzept für ein Betriebsmodell entwickelt, auf dessen Basis eine übergeordnete Steuerung für das Kälteversorgungssystem am ZPO implementiert wurde. Durch die übergeordnete Steuerung sollen die vorhandenen standortbezogenen Steuerungen derart miteinander verknüpft werden, dass

- eine Versorgung mehrerer Standorte durch Kälteerzeuger an einem Standort möglich ist.
- die im Eisspeicher gespeicherte Kälte zur Versorgung aller Standorte eingesetzt werden kann.
- die standortübergeordnete Regelung die Freigabe (Erteilung sowie Entzug) der Kältemaschinen anhand von
 - Anforderungen/Meldungen aus dem installierten EMS umsetzt
 - oder alternativ, d. h. wenn das EMS nicht verfügbar ist oder aus Fehlersituationen heraus die Steuerung des Kältenetzes durch das EMS deaktiviert wurde: anhand von im standortübergreifenden Regelungssystem hinterlegten Abläufen, die einen energieeffizienten Betrieb des Kältenetzes, basierend z. B. auf den COP-Werten der installierten Kältemaschinen, ermöglicht und automatisch umsetzt.

- in der standortübergeordneten Regelung die Umschaltung der Versorgung in Abhängigkeit von der Freigabe- und Versorgungssituation von einem auf den anderen Standort automatisiert wird.
- in der standortübergeordneten Regelung Regelungskonzepte, die für den Fehlerfall (Ausfall einzelner Aggregate, Temperaturüberschreitungen, etc.) hinterlegt sind, im Fehlerfall automatisch ablaufen.

Die übergeordnete Steuerungsfunktion wurde in der GLT integriert, da hier bereits die steuerungsrelevanten Messdaten und Informationen von allen Kältestandorten zusammenlaufen. Die berechneten Werte zum Betrieb von Kältemaschinen, Eisspeicher und Kältenetz können entweder vom prototypischen EMS (Siemens, projektbezogen) oder alternativ durch eine übergeordnete regelbasierte Standortlogik vorgegeben werden. Die regelbasierte Standortlogik wird mit Standardmitteln implementiert und kann auch nach Projektende weiter gewartet und betrieben werden.

Die Standortsteuerung gewährleistet, dass bei Erteilung der Freigabe einer Kältemaschine die erforderlichen Pumpen, Ventile und Klappen geschaltet bzw. gesteuert werden und maschinenrelevante Kriterien, wie zum Beispiel Mindestlaufzeiten, eingehalten werden, soweit diese in den vorhandenen Betriebsfällen der jeweiligen Standortsteuerung enthalten sind.

Bevor die vom EMS errechneten Schaltbefehle durchgeführt werden, erfolgt aus Sicherheitsgründen eine Plausibilitätsprüfung durch die erweiterte GLT (übergeordnete Steuerung bzw. Standortsteuerung). Beispielsweise wird geprüft, ob die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen der Kältemaschinen innerhalb bestimmter Toleranzen liegen. Ist z. B. die Vorlauftemperatur im Kältenetz zu hoch, wird das ggf. vom EMS übermittelte „Aus“-Signal einer Kältemaschine ignoriert und die Kältemaschine trotzdem angeschaltet, bis die Vorlauftemperatur wieder im vorgegebenen Toleranzband liegt.

Neben diversen Status- und Fehlerinformationen stehen dem EMS über BACnet Datenpunkte ein Betriebsartenschalter (Tabelle 5), ein Anlagenschalter für Erzeugerstandort 1 und ein Anlagenschalter für Erzeugerstandort 2/3 zur Verfügung. Über diese Datenpunkte kann das EMS Steuerinformationen an die übergeordnete Steuerung (ÜGS) senden. Im Fehlerfall oder wenn die Kälteversorgung nicht gewährleistet ist, werden die vom EMS gesendeten Steuerinformationen ignoriert und das System in einen Standard-Modus geschaltet (Betriebsfall 13i, Freigabe aller Kältemaschinen).

In Tabelle 6 und Tabelle 7 sind die Zustände der Anlagenschalter dargestellt. Wird der Anlagenschalter vom EMS beispielsweise auf „1“ gesetzt, wird zunächst der Eisspeicher entladen. Die lokalen Standort-Steuerungen überwachen dabei die Vorlauftemperatur. Ist diese zu hoch, wird automatisch (ohne Einflussmöglichkeit des

EMS) KM2 aktiviert. Sollte die Vorlauftemperatur immer noch zu hoch sein, wird dann KM1 gestartet (Prioritätsregelung mit Erzeugerfolge, siehe dazu Abschnitt 4.2.1.5).

Tabelle 5 *BACnet Datenpunkt Betriebsartenschalter zur Umschaltung des Kältenetzes*

| Schalter- position | Betriebsart | Erläuterung |
|-----------------------|-------------|------------------|
| 1 | BF 1 | Betriebsfall 1 |
| 2 | BF 13i | Betriebsfall 13i |
| 3 | BF 13 | Betriebsfall 13 |
| 4 | BF 3 | Betriebsfall 3 |

Tabelle 6 *BACnet Datenpunkt Anlagenschalter Standort 1*

| Schalter- position | Anlagenschalter | Erläuterung Prioritätsfolge |
|-----------------------|---------------------|--|
| 1 | EspEntl / KM2 / KM1 | Eisspeicher entladen Wenn $\vartheta_{VL} > \vartheta_{VL,g}$, dann Freigabe KM2 Wenn $\vartheta_{VL} > \vartheta_{VL,g}$, dann Freigabe KM1 |
| 2 | EspLad / KM1 / KM2 | Eisspeicher laden Wenn $\vartheta_{VL} > \vartheta_{VL,g}$, dann Freigabe KM2 |
| 3 | KM2 / KM1 | Freigabe KM2 Wenn $\vartheta_{VL} > \vartheta_{VL,g}$, dann Freigabe KM1 |
| 4 | EspLad / KM1 | Eisspeicher laden |
| 5 | KM1 | Freigabe KM1 |
| 6 | KM2 | Freigabe KM2 |
| 7 | Aus | Alle Freigaben zurücksetzen – Standort deaktiviert |

Tabelle 7 *BACnet Datenpunkt Anlagenschalter Standort 2/3*

| Schalter- position | Anlagenschalter | Erläuterung Prioritätsfolge |
|-----------------------|-----------------|--|
| 1 | KM6 / KM7 | Freigabe KM6 Wenn $\vartheta_{VL} > \vartheta_{VL,g}$, dann Freigabe KM7 |
| 2 | KM7 / KM6 | Freigabe KM7 Wenn $\vartheta_{VL} > \vartheta_{VL,g}$, dann Freigabe KM6 |
| 3 | Aus | Alle Freigaben zurücksetzen – Standort deaktiviert |

Durch diese Vorgehensweise ist die Kälteversorgung der Mieter stets gesichert. Für die modellbasierte Implementierung des EMS könnte es aber zur Herausforderung werden, wenn die Regelung der Kältemaschinen nicht im Modell abgebildet und vorhergesagt werden kann. Da das EMS keine direkte Möglichkeit hat die Kältemaschinen einzuschalten, muss im Folgeprojekt untersucht werden, inwieweit dies die optimierte Ansteuerung des Gesamtsystems beeinträchtigt.

4.3.1.4 Planung Energiemanager-Informationssystem

METHODIK

Zur Darstellung und Aufbereitung der in das EMS einfließenden Messdaten wurde eine bestehende Softwarelösung gewählt, die bereits während des Projektablaufs einen Zugriff auf die erhobenen Messwerte ermöglicht und nach Projektende den Energiemanager vor Ort in die Lage versetzt, die Systemleistung des Kältenetzes, den Energiebedarf sowie die Energieversorgung wirtschaftlich und effizient zu überwachen.

ERGEBNISSE

Als Oberfläche für die Datenausgabe der im Smart Grid erfassten Messwerte wird das webbasierte Tool Navigator 7.5 von Siemens eingesetzt. Hierbei handelt es sich um eine am Markt verfügbare umfassende Energie- und Betriebsleistungsplattform aus dem Gebäudesektor, die sowohl Analysen zur Energieversorgung als auch zum Energiebedarf beinhaltet.

Folgende Funktionen und Anwendungen werden von Navigator 7.5 unterstützt:

- Anlegen und bearbeiten von Zählern und Knoten
- Zählerablesungen eintragen
- Anlegen von Medienpreisen, -eigenschaften und Budgets
- Verwalten von Leseberechtigungen
- Erstellen von Berichten

Die Analyse bietet als Bestandteil des Dashboards eine frei konfigurierbare Oberfläche, in der sämtliche Zähler und Datenpunkte ausgewertet werden können. Der Fokus liegt hierbei auf der Auswertung von Datenpunkten, mit deren Hilfe Anlagenzustände oder Betriebsweisen dargestellt und analysiert werden können.

Über diese Funktionalitäten kann die erzielte Performance des Energienetzes vom Energiemanager sowohl auf einzelner Verbrauchsstelle (Zählerebene) wie auch auf Knotenebene, in der mehrere Zähler zusammengefasst werden, ausgewertet werden.

4.3.1.5 Aufbau Smart Grid Allianz, Informations- und Abstimmungsmaßnahmen

METHODIK

Um die Voraussetzungen für die mittelfristige Umsetzung eines liegenschaftsübergreifenden Smart Grid zu schaffen, sollten im Rahmen der Smart Grid Allianz Unternehmen und andere Institutionen auf dem Campus Adlershof dazu motiviert werden, eine Untersuchung ihrer Flexibilitätspotenziale zu ermöglichen. Im Rahmen der Aktivitäten zum Aufbau der Smart Grid Allianz wurde vom Zentrum Technik und Gesellschaft (ZTG) u. a. ermittelt wovon die Kooperationsbereitschaft der Akteure abhängt und welche Bedürfnisse die potenziellen Teilnehmenden haben. Aus dem Vorprojekt war bereits bekannt, dass die besondere Herausforderung in diesem Projekt darin liegt, dass es auf dem Campus Adlershof sehr heterogene Verbraucher gibt und deshalb entsprechende Potenziale nur durch detaillierte Energiedaten und Gespräche mit den Akteuren zu ermitteln sind. Die potenziellen TeilnehmerInnen des Smart Grid müssen zustimmen, dass diese Messungen durchgeführt und die gewonnenen Daten genutzt werden dürfen. Ein wesentliches Thema für die Gespräche mit potenziellen Smart-Grid-Teilnehmenden war außerdem die Frage, inwieweit ein flexibler Stromtarif für die Unternehmen sinnvoll und nutzbar wäre.

Zunächst wurden im Rahmen einer Literaturanalyse und -auswertung die Treiber und Hemmnisse für die Integration von Unternehmen in die Planung und den Aufbau eines Smart Grid analysiert, um diese Erkenntnisse in die Ausgestaltung der Smart Grid Allianz und die Gespräche mit potenziellen Interessierten einfließen zu lassen. Dazu wurden Daten aus anderen Pilotprojekten (insbesondere den Pilotprojekten der E-Energy Initiative) sowie Ergebnisse aus verschiedenen Studien (siehe unten) analysiert und explorative Experteninterviews [40] geführt. Ziel der Untersuchungen war es, zu analysieren was aus bisherigen Smart Grid Projekten gelernt werden konnte insbesondere hinsichtlich des Einbezugs und der Mobilisierung von Teilnehmenden für das Smart Grid, der Schaffung von Anreizen und möglicher Bedenken und Befürchtungen der Beteiligten.

Um die Akteure in Adlershof über die Smart Grid Allianz und deren Zielsetzungen zu informieren, wurde ein Flyer für die Smart Grid Allianz entwickelt. Denn ein wichtiges Ziel war die Informations- und Wissensvermittlung, um Hemmnisse zum Thema Lastmanagement abzubauen und durch den Aufbau eines Vertrauensverhältnisses zu den Unternehmen die Motivation für eine Teilnahme an der Smart Grid Allianz zu erhöhen. Darüber hinaus wurde eine Website für das gesamte Projekt erstellt (www.energienetz-berlin-adlershof.de).

Die Erstellung eines Konzeptes für die Ausgestaltung der Smart Grid Allianz diene darüber hinaus als Grundlage für die Gespräche mit den Unternehmen. In dem

Konzept wurden die Ziele, der Nutzen sowie der Aufwand der angestrebten Smart Grid Allianz für die jeweiligen Akteursgruppen ausgearbeitet. Darüber hinaus wurden Ideen für Beteiligungsmöglichkeiten der Unternehmen an der Smart Grid Allianz entwickelt sowie mögliche Ansprechpartner in den Unternehmen benannt. Um eine strukturierte Ansprache von relevanten Unternehmen für die Smart Grid Allianz zu ermöglichen, wurden unter anderem unter Rückgriff auf Strombedarfsdichtekarten von Adlershof jene Unternehmen und Einrichtungen auf dem Campus Adlershof identifiziert, die einen hohen Strombedarf haben und in einem eigenen Gebäude ansässig sind. Für alle interessanten Unternehmen wurden Unternehmenssteckbriefe erstellt, in denen bereits vorhandene Informationen zum Energieverbrauch (u. a. aus dem Vorprojekt), mögliche Ansatzpunkte für Lastmanagement sowie Informationen zum Stellenwert des Themas „Energie“ in der Unternehmenspolitik zusammengetragen wurden. Mit den so identifizierten 20 Unternehmen wurde versucht ein persönliches Gespräch für den Aufbau der Smart Grid Allianz zu führen. Darüber hinaus wurde im November 2016 eine Vernetzungsveranstaltung zum Thema „Intelligent vernetzt für die Energieversorgung der Zukunft“ durchgeführt. In der Diskussionsveranstaltung wurde die Methode des World Café verwendet [41]. Diese Methode ermöglicht es den Teilnehmenden, die sich für ein Thema interessieren, sich auszutauschen und zu diskutieren. Ziel war es dabei, Wissen und Erfahrungen zusammenzuführen, zu vernetzen und in einem vielschichtigen Dialog weiter zu entwickeln.

ERGEBNISSE

1. *Hemmnisse und Erfolgsfaktoren für Lastmanagement im Smart Grid*

Basierend auf der Analyse der Pilotprojekte, der Studien zum Thema Lastmanagement bei gewerblichen Verbrauchern [42] - [46] und der Experteninterviews, wurden die bei der Ansprache der Liegenschaften zu berücksichtigenden Hemmnisse zusammengetragen. Die potenziell hemmenden Einflussfaktoren wurden unterteilt in:

- Technische Hemmnisse
- Regulative Hemmnisse
- Ökonomische Hemmnisse
- Organisationale, verhaltensbezogene & wissensbezogene Hemmnisse

Als wesentliche Hemmnisse für Lastmanagement in gewerblichen Unternehmen wurden Faktoren wie fehlendes Wissen, die Ungewissheit über die mit Lastmanagement verbundenen Vorteile, das wahrgenommene Risiko der Beeinträchtigung der Produktionsprozesse und Unsicherheit bezüglich regulatorischer Rahmenbedingungen ermittelt (siehe Tabelle 8).

Als Vorteile und fördernde Faktoren für die Unternehmen und Institutionen wurde im Vorprojekt bereits die Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen identifiziert. Durch die angestrebten Messungen könnten diese möglicherweise erschlossen und durch eine Veränderung der Fahrweise von Anlagen oder Verhaltensänderungen gehoben werden. Dies bestätigt sich durch Erfahrungen in anderen Projekten.

Tabelle 8 **Hemmnisse für Lastverschiebung aus Unternehmenssicht**

| Kategorie | |
|--|---|
| Technische Hemmnisse | Eigentum und Zugang zu Daten |
| | Sicherheit der Daten |
| | Cybersecurity |
| | Fehlende Kenntnis der technischen Maßnahmen |
| | Komplexität der Prozesstechnik |
| | Technische Unmöglichkeit den Stromabrufl zu reduzieren |
| | Befürchtung von Störung von Produktionsprozessen |
| | Befürchtung von Einbußen bei der Produktqualität |
| | Unternehmensgeheimnisse |
| Interoperabilität & Standards | |
| Regulative Hemmnisse | Rechte & Pflichten nicht reguliert, Zukunft ungewiss |
| | kein Anreiz für Lastmanagement |
| | komplexe u. restriktive Geschäftsmodelle |
| | Standardsetzung |
| Ökonomische Hemmnisse | Einsparungen unbekannt/gering |
| | fehlender ökonomischer Anreiz (geringer Strompreis, keine flexiblen Tarife) |
| | Investitionskosten |
| | Kosten des Betriebs |
| | Arbeitsaufwand |
| | Zugang zu Kapital intern/extern |
| Organisationale, verhaltens- und wissensbezogene Hemmnisse | Information Ungewissheit der Kosten-Nutzen-Relation |
| | Glaubwürdigkeit der Informationsquelle |
| | Motivation Keine Managementpriorität |
| | andere Ziele |
| Kompetenzen Mitarbeiter nicht geschult | |
| Vertrauen fehlendes Vertrauen zu Initiatoren (Akteure und ihr „Ansehen“) | |
| Erwartungserfüllung(z. B. Kosteneinsparung beim Verbraucher muss auch eintreten, wenn verändertes Verhalten) | |

Die explorativen Experteninterviews haben darüber hinaus ergeben, dass Unternehmen mit dem Thema Lastmanagement häufig die Bereitstellung von Regelenergie verbinden. Denn bis dato wird Lastmanagement überwiegend im Bereich Regelenergie durchgeführt und es ist für Unternehmen derzeit die einzige Möglichkeit, ihre Flexibilitäten auch auf dem Energiemarkt zu Verfügung zu stellen. Dies beinhaltet jedoch große Hemmnisse für Unternehmen, da für die Teilnahme am Regelenergiemarkt eine Präqualifizierung nötig ist. Ein wichtiger Aspekt für die Unternehmen ist dementsprechend Kenntnisse über die Vermarktung der Flexibilitäten zu erlangen. Denn in der Regel gibt es in den Unternehmen weder die Kapazitäten noch das Wissen, um ihre Flexibilitäten an den Markt zu bringen. Hier ist es für die Unternehmen wichtig, andere Beispiele zu kennen und auch konkrete Angebote zu erhalten.

Aufgrund der großen Heterogenität der Unternehmen in Adlershof kann der Aufwand für die Ausschöpfung von Lastverschiebungspotenzialen sehr unterschiedlich sein und auch der Grad der möglichen Automatisierung für die Nutzung von Flexibilitäten wurde in den Experteninterviews unterschiedlich bewertet. Hier ist eine Unterscheidung zwischen Industrieprozessen und sogenannten Querschnittstechnologien sinnvoll. Industrieprozesse sind die Prozesse, die direkt mit der Produktion verknüpft sind und bei denen die Hemmnisse für ihre Verschiebung aufgrund von Produktionsausfällen oder Ähnlichem als sehr hoch einzuschätzen sind. Bei Querschnittstechnologien, wie z. B. Wärme- und Kälteversorgung oder Lüftungsanlagen, ist eine automatisierte Lösung eher denkbar, weil es mehr Freiheitsgrade gibt.

Um Unternehmen zum Lastmanagement zu motivieren, ist es daher wichtig ihnen Best-Practice-Beispiele zu zeigen und deutlich zu machen, dass es sich bei der Nutzung eines flexiblen Tarifes um ein freiwilliges Lastmanagement handelt, bei dem niemand von außen in irgendeiner Form Einfluss nimmt. Unternehmen können dann selbst entscheiden oder ihrem Energiemanagementsystem überlassen, wann sie energieintensive Prozesse verschieben oder nicht. In anderen Projekten wurde die Erfahrung gemacht, dass die Bewertung von Lastverschiebungen positiv ausfällt, sobald Unternehmen den Nutzen der Hebung ihrer Flexibilitäten verstehen [47].

Um diese Form des Lastmanagements zu veranschaulichen wurde ein Praxisbeispiel identifiziert und durch Gespräche mit der Bierfabrik Berlin die Vorgehensweise beim Lastmanagement ermittelt. Dies wurde als Beispiel für die Ansprache der potenziellen Interessenten verwendet.

2. Lastverschiebungspotenziale, Kooperationsaktivitäten und Beteiligungsbereitschaft

Aus organisatorischer Perspektive stellt die Schaffung des Interessenpools „Smart Grid Allianz“ zunächst eine Vernetzung von Akteuren dar, die mittel- bis langfristig dazu bereit sind, sich am Aufbau eines Smart Grid in Adlershof zu beteiligen. Dazu gehören neben dem Energieversorger (und hier insbesondere dem Vertrieb) vor allem die Unternehmen und Institutionen auf dem Campus Adlershof, die sich für die Integration in ein Smart Grid eignen.

Zunächst wurde im Juni 2016 ein Gespräch mit dem Energieversorger BTB geführt, um die Möglichkeiten der Schaffung eines flexiblen Tarifes am Standort Adlershof auszuloten. Grundsätzlich signalisierte die BTB zunächst eine Offenheit im Hinblick auf die Zusammenarbeit. Allerdings wurde angemerkt, dass man bei der BTB der Ansicht ist, dass die energiemarktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Moment keinen besonders großen Spielraum für flexible Tarife hergäben. Die Marktbedingungen für Flexibilität seien sehr schlecht und selbst die Differenz zwischen Tagtarif und Nachttarif sei stark geschrumpft. In einem weiteren Gespräch wurde schließlich mit der BTB besprochen inwieweit Interesse besteht im Rahmen des Projektes Modelle zur Flexibilisierung des Stromtarifes zu erarbeiten.

Für die Potenzialanalyse und die Ermittlung der Beteiligungsbereitschaft im Rahmen der Smart Grid Allianz wurden basierend auf Informationen der Unternehmenssteckbriefe individualisierte Anschreiben verfasst und insgesamt 20 Unternehmen angesprochen. Einige Unternehmen reagierten positiv auf die Anfrage, bei anderen musste nochmals nachgehakt werden und andere waren nicht an dem Thema interessiert. Insgesamt konnten mit acht Unternehmen bzw. wissenschaftlichen Einrichtungen z. T. sehr ausführliche Gespräche im Rahmen der Smart Grid Allianz geführt werden. Die Gespräche hatten einen Umfang von 1,5 – 5 h und waren zum Teil mit einer Führung durch die Liegenschaft verbunden.

In den Gesprächen ging es unter anderem um die Beteiligungsbereitschaft zur Nutzung eines zeitvariablen Tarifes und um mögliche Lastverschiebungs- und Speicherpotenziale. Auch der Aspekt der liegenschaftsübergreifenden Vernetzung, im Sinne der gemeinsamen Nutzung von Energiestrukturen, wurde in einigen Gesprächen thematisiert. Die Gespräche erfolgten auf der Basis eines Leitfadens, der im Vorfeld entwickelt wurde. Die Gespräche wurden in der Regel mit technischen Leitern bzw. Verantwortlichen und/oder Produktionsverantwortlichen und Geschäftsleitungen geführt.

Aufgrund der fehlenden vorhandenen Anreizsituation (kein Angebot zeitlich variabler Tarife) ist bei den Unternehmen wenig Motivation vorhanden, sich mit der zeitlichen Verschiebung von Lasten zu befassen. Auch sinkende Strompreise sowie fehlende Anreize zur Energieeinsparung seitens der Geschäftsführung (insbesondere bei Forschungseinrichtungen) wurden als Hinderungsgründe für weitergehendes Lastmanagement genannt. So stellte der technische Leiter einer Forschungseinrichtung beispielsweise dar, dass das BHKW in Adlershof so günstig Strom liefert, dass es sich nicht amortisiert in Speichertechnik zu investieren.

Deshalb investiert man lieber in LED oder eine Solaranlage und setzt zunächst alle kleinen Maßnahmen um, die einfach und ohne Unterbrechung der Versorgung umzusetzen sind.

In vielen Unternehmen wird ein Spitzenlastmanagement zur Reduktion des Leistungspreises betrieben. Während bei einigen Unternehmen das Energiemonitoring (z. B. durch die Beauftragung eines Contractors) schon recht weit fortgeschritten ist, gibt es bei anderen Unternehmen kein systematisches Monitoring. So war beispielsweise ein Unternehmen nicht in der Lage, seine Spitzenlasten durch eigene Messungen einzelnen Prozessen zuzuordnen. Bei diesem Unternehmen bestand Interesse, die Monitoringprozesse durch Messungen der TUB zu verbessern.

Ansatzpunkte für zeitliche Flexibilitäten konnten nur bei wenigen Unternehmen identifiziert werden. So gab beispielweise der Geschäftsführer eines produzierenden Unternehmens an, dass man zwar in der normalen Produktion nichts verschieben könne, aber geplant sei Teststände aufzubauen und die Tests durchzuführen, wenn niemand da ist, weil diese mit Lärmbelastung verbunden sind. Wann genau diese Tests durchgeführt werden, sei jedoch flexibel. Wenn also die Differenz des Strompreises groß genug wäre, dann würden sie auch in Betracht ziehen, diese Tests in Zeiten mit günstigem Strompreis zu verschieben. Hier ist das pilothafte Angebot eines flexiblen Tarifes als wichtiger Anreiz anzusehen, um die Identifikation und Nutzung von Flexibilitäten attraktiv zu machen.

Diese und weitere Ansätze wurden auch auf der Dialogveranstaltung „Intelligent vernetzt für die Energieversorgung der Zukunft“ die im Rahmen der Smart Grid Allianz Adlershof durchgeführt wurde diskutiert. Auf der Veranstaltung gab es Vorträge zu folgenden Themen:

- Projektvorstellung und Ziele der Smart Grid Allianz
- Anwendungsbeispiele und Konzepte zur Flexibilisierung des Energieverbrauchs in gewerblichen Gebäuden
- Veränderungen auf dem Energiemarkt und zukünftige Einsatzfelder von Energiemanagementsystemen
- Herausforderungen der zukünftigen bidirektionalen, hochvolatilen Stromnetzarchitektur

An vier Thementischen wurde anschließend zu den Themen Lastmanagement, flexible Tarife, Eigenverbrauchsoptimierung und kooperative Nutzung von Energiestrukturen diskutiert. Als Hindernisse für Lastverschiebung wurden beispielsweise hohe Investitionskosten und lange Amortisationszeiten genannt. Es wurde auch die Idee geäußert, dass das Notstromaggregat für die Lastverschiebung genutzt werden könnte. Allerdings müsste die Versorgungssicherheit immer gegeben sein, sonst wäre die Nutzung des Notstromaggregats nicht verantwortbar. Die Eigenverbrauchsoptimierung war für die Teilnehmenden bisher keine Option, denn

die Amortisationszeiten für Solaranlagen seien lang und bei dem niedrigen Strompreis in Adlershof rechne sich diese Investition nicht. In Bezug auf flexible Strompreisangebote wurde diskutiert, dass Stromkosteneinsparungen prinzipiell zwar gewünscht sind, aber nicht höchste Priorität haben, da Versorgungssicherheit und Kundenwünsche Vorrang haben. Darüber hinaus wurde die Frage gestellt, inwieweit sich der Einstieg in flexible Tarife noch lohnt, wenn bald viele Marktteilnehmer davon profitieren wollen und es dadurch keine Preisschwankungen mehr gibt. In Bezug auf die kooperative Nutzung von Energiestrukturen wurde ein hohes Potenzial identifiziert, worauf im nächsten Kapitel näher eingegangen wird.

Insgesamt ist die Beteiligungsbereitschaft der ausgewählten Liegenschaften an flexiblen Strompreisangeboten in Adlershof als eher gering einzuschätzen. Der vergleichsweise geringe Strompreis in Adlershof und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen setzen bislang wenige Anreize für Unternehmen, sich mit Lastverschiebungspotenzialen zu beschäftigen. Es ist zu erwarten, dass sich dies künftig ändert u. a. durch neue EU-weite Regeln für den europäischen Strommarkt, nach denen es in allen EU-Ländern künftig dynamische Tarifmodelle geben soll (Europäische Kommission 2017). Auch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und der damit verbundene Rollout intelligenter Messsysteme sowie damit verbundene Veränderungen der Rahmenbedingungen werden vermutlich mittelfristig dazu führen, dass mehr Unternehmen sich mit dem Thema der Flexibilisierung des Energieverbrauches beschäftigen. Bei den betrachteten Unternehmen sehen allerdings nur sehr wenige überhaupt Potenziale zur Lastverschiebung. Auch zeigt der hohe Akquiseaufwand und die geringe Rücklaufquote in Bezug auf die Gespräche, dass viele der energieintensiven Unternehmen mit dem Thema Smart Grid bislang wenige Berührungspunkte haben und daher das Interesse vergleichsweise gering ist.

Eine hohe Beteiligungsbereitschaft hat sich allerdings für die Nutzung von vernetzten Energiestrukturen, entweder innerhalb der eigenen Liegenschaft oder auch in Kooperation mit anderen Einrichtungen, gezeigt. Dieser Aspekt wird daher im Folgenden etwas genauer beleuchtet.

3. Potenzial für vernetzte Energiestrukturen in Adlershof

Im Rahmen der Untersuchungen zu Lastverschiebungspotenzialen und zur Beteiligungsbereitschaft wurde mit den Unternehmen auch erörtert, inwieweit die gemeinsame Nutzung von Energiestrukturen (z. B. Speicher, Kältenetz, etc.) für Unternehmen sinnvoll erscheint. Dabei wurde ein großes Interesse an der Nutzung vernetzter Energiestrukturen seitens der Unternehmen signalisiert.

Von mehreren Unternehmen aus unterschiedlichen Branchen wurde angegeben, dass es recht große Abwärmepotenziale gibt, die man bspw. benachbarten Liegenschaften zur Verfügung stellen könnte. Dies erfordert natürlich Eingriffe in die bestehende Infrastruktur, die mit einem gewissen Aufwand verbunden wären. Auch

die Entwicklung eines vernetzten Kältesystems wie es am ZPO entstanden ist, wurde als sehr interessante Option zur Verbesserung der Energieeffizienz angesehen, da man deutlich weniger Kapazitäten vorhalten müsste. Hier würde man sogar auf ein Fernkältenetz zugreifen, sofern es zur Verfügung stehen würde. Auch ein Unternehmen aus dem Bereich der Materialprüfung würde den Anschluss an ein benachbartes oder zentrales Kältenetz bevorzugen, da man nur selten hohe Kältebedarfe hat. Wenn diese Bedarfe allerdings auftreten, müssen sie gedeckt werden, sonst können bestimmte Tests nicht durchgeführt werden. Daher muss man verhältnismäßig viele Kapazitäten vorhalten, die man aber nicht ständig benötigt.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Nutzung von Druckluft in dem Unternehmen. Hier könnte man sich gut vorstellen Teil eines Druckluftverbundnetzes zu sein, weil es nur ab und zu hohe Bedarfe gibt.

Ein anderes Beispiel ist ein Forschungsinstitut, das durchaus Interesse hätte, den im Projekt reaktivierten Eisspeicher am ZPO mit zu nutzen und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Dies wäre grundsätzlich auch für ein weiteres Unternehmen interessant, ist aber aufgrund der großen räumlichen Distanz deutlich schwieriger zu realisieren.

Aus Sicht der Unternehmen ist es hier wünschenswert eine stärkere Vernetzung der Energiestrukturen in Adlershof voranzutreiben. Die Erfahrungen aus dem Projekt könnten dafür ein wichtiger Impuls sein und bei der Planung weiterer Umsetzungsmaßnahmen wäre es beispielsweise erstrebenswert, mit konkreten Vorschlägen auf die angesprochenen Unternehmen und Einrichtungen zuzugehen.

4.3.1.6 Analyse weiterer Energieeinsparpotenziale am ZPO

METHODIK

Neben dem Einsatz eines EMS könnten weitere Maßnahmen zu einer Senkung des (fossilen) Primärenergiebedarfs am ZPO beitragen. Es wurde untersucht, welche weiteren Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz am Standort umgesetzt werden könnten bzw. ob Potenziale zur direkten Nutzung erneuerbarer Energien am ZPO bestehen. Hierzu wurden gemeinsam mit dem Leiter des Technologiezentrums mögliche Maßnahmen diskutiert und bewertet.

Tabelle 9 **Mögliche weitere Maßnahmen zur Energieeinsparung und -effizienz am ZPO**

| Energieeffizienzpotenziale | Potenzialabschätzung/Realisierungsaufwand |
|---|---|
| Gemeinsame und vernetzte Gebäudeautomatisierung, die gleichzeitiges Heizen und Kühlen verhindert (Gebäude 19.01/19.02) | Mittleres Potenzial, da gleichzeitiges Heizen und Kühlen durch überlagerte Steuerung automatisch vermieden wird, was bisher manuell geschieht. Hoher Implementierungsaufwand für eine neue Gebäudeautomatisierung. |
| Ersatz der verschlissenen und technisch überholten RLТ-Anlagen aus dem Jahr 1997 in den Gebäuden 19.52 und 19.53 | Mittlere Einsparung von Strom und Wärme durch effizientere und bedarfsgesteuerte Lüftungen. Der Aufwand zum Austausch wird als mittelmäßig bewertet und wird derzeit genauer geprüft. |
| Adiabate Abluftkühlung zur Reduktion des Kompressionskältebedarfs | Großes Potenzial, da durch die Verdunstungskälte von Wasser der Kompressionskältebedarf für die Frischluftkühlung deutlich vermindert werden kann. Hoher Aufwand, da die Neuinstallation einer Weichwasseraufbereitung sowie einer adiabaten Kühlung in das bestehende Lüftungssystem notwendig ist. |
| Anhebung der Kältevorlauftemperatur von derzeit 6 °C auf 10 °C (derzeit vertraglich festgelegt, Bedarf bei den Mietern für 6 °C ist unklar) | Großes Potenzial: Durch Vorlauftemperaturanhebung von 6 °C auf 10 °C verbessert sich der COP der Kältemaschine um ca. 5 %, womit auch eine Stromeinsparung in gleicher Höhe einhergeht. Zudem würden Leitungsverluste durch die geringe Temperaturdifferenz zwischen Kühlmedium und Umgebung abnehmen. Weiterhin wäre ein vergrößerter Freikühlbereich möglich. Mittlerer Aufwand: Bedarfsfeststellung durch Mieterbefragung und wenn möglich: Vertragsanpassung sowie, falls möglich, eine Sollwertanpassung. |
| Verschattung der Fassade zur Reduktion der Kältelast | Zur Reduktion des Wärmeeintrages an Gebäuden Begrünung zur Verschattung pflanzen oder PV-Module installieren. (Beispiel UTZ oder Lise-Meitner-Haus) |
| Verschattung des Eisspeichers und der Rückkühlwerke der Kältemaschinen | Mittleres Einsparpotenzial an Elektroenergie durch reduzierte Kälteverluste des ab mittags sonnig gelegenen aber wärmeisolierten Eisspeichers. Mittleres Einsparpotenzial durch Verschattung der auf dem Dach ganztägig der Sonne ausgesetzten Rückkühlwerke, wobei jedoch nur die direkte Sonneneinstrahlung vermieden werden würde. Die Umgebungstemperatur, die durch den hohen Luftdurchsatz relevanter für den Rückkühlbetrieb ist, wird, wenn überhaupt, nur sehr gering gekühlt. Für die Verschattung könnten Photovoltaikanlagen verwendet werden, die gleichzeitig Strom erzeugen könnten. |

ERGEBNISSE

In der Vergangenheit wurden vom WISTA-Gebäudemanagement zahlreiche Maßnahmen zur Energieeinsparung und Erhöhung der Energieeffizienz umgesetzt. Hierzu zählen insbesondere

- der Austausch von Leuchtstoffröhren gegen LED Retrofit Leuchtmittel. Hierdurch verringert sich die Leistungsaufnahme um 50 % (gegenüber Leuchtstoffröhren) bis 80 % (gegenüber Halogen- und Glühlampen).
- der Austausch von ca. 90 % aller Umwälzpumpen für die Wärme- und Kälteversorgung gegen drehzahlgeregelte und hocheffiziente Pumpen.
- die Verminderung von Wärmeverteilverlusten durch die Umstellung der Warmwasserbereitung auf dezentrale elektrische Aufbereitung.
- die Reduktion des Wärmeeintrages durch begrünte Dächer, welche auch die Umgebung durch die Verdunstung von gespeichertem Regenwasser kühlen.

Neben den bereits umgesetzten Maßnahmen konnten aus dem Blickwinkel des Gebäudemanagements weitere Maßnahmen identifiziert werden, die ein mittleres bis großes Einsparpotenzial versprechen (Tabelle 9).

Der Implementierungsaufwand wird als hoch eingeschätzt, weshalb diese Maßnahmen bislang nicht umgesetzt wurden. Maßnahmen, die die Gebäudehülle betreffen, wurden hier nicht betrachtet.

4.3.1.7 Potenzialermittlung von CO₂-armen Energien am ZPO

METHODIK

Die Einbeziehung erneuerbarer Energien zur Deckung des Strombedarfs stellt neben der im Projekt adressierten Möglichkeit, den Strombedarf an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien im Stromnetz auszurichten, einen maßgeblichen Einflussfaktor zur Senkung des fossilen Primärenergiefaktors dar. Es wurde daher analysiert, welche CO₂-armen Energieträger am ZPO bereits genutzt werden. Mit dem Liegenschaftsbetreiber wurde diskutiert, inwieweit erneuerbare Energieträger zukünftig installiert werden könnten und ggf. für die Eigenbedarfsdeckung zur Verfügung stehen könnten.

ERGEBNISSE

Elektrizität wird ausschließlich aus dem öffentlichen Netz mit einem Primärenergiefaktor von 1,84 bezogen.

Als Wärmequelle dient Fernwärme der BTB. Diese hat einen Primärenergiefaktor von 0,24 und spezifischen CO₂-Emissionen von 49 kg/MWh veröffentlicht. Hiermit wird für den Bereich der Wärmeversorgung bereits ein niedriger Primärenergiefaktor erreicht.

Es befinden sich Photovoltaikanlagen auf dem Gelände der WISTA, welche jedoch zu 100 % nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) den Strom in das öffentliche Netz einspeisen. Perspektivisch könnte der erzeugte Strom dieser Anlagen selbst genutzt und durch ein Lastmanagement integriert werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die maximale Leistung der Photovoltaikanlagen kleiner als die Aufnahmeleistung der Gebäude ist und somit kein Überschuss vorhanden wäre. Zudem ist der Betreiber der Photovoltaikanlage nicht Betreiber der Kältemaschinen, sodass kein Eigenverbrauch des erzeugten Stromes stattfindet.

In Gesprächen mit den Verantwortlichen bei der WISTA Management GmbH im Sommer 2016 konnten unter den aktuellen Gegebenheiten keine zusätzlichen Standorte für die Installation erneuerbarer Energieträger identifiziert werden, da Denkmalschutz und Flächenbedarf dem entgegenstehen.

QUELLEN

- [40] Flick, Uwe; von Kardorff, Ernst; Steinke, Ines (2000): Qualitative Forschung, Ein Handbuch, Rowohlt, Hamburg.
- [41] Brown, Juanita; Isaacs (2004): The World Café, Shaping Our Futures Through Conversations that Matter, Berrett-Koehler Publishers, San Francisco
- [42] Giordano, Vincenzo; Meletiou, Alexis; Covrig, Felix Catalin; Mengolini, Anna; Ardelan, Mircea, Fulli, Gianluca (2013): Smart Grid Projects in Europe: Lessons Learned and current developments. European Commission, Joint Research Centre, Luxembourg.
- [43] Gangale, F.; Mengolini, A.; Onyeji, I. (2013): Consumer engagement: an insight from smart grid project in Europe. In: Energy Policy 60, S. 621-628.
- [44] Olsthoorn, Mark; Schleich, Joachim; Klobasa, Marian (2015): Barriers to electricity load shift in companies: A survey based exploration of the end user perspective. In: Energy Policy (76), S. 32 – 42.
- [45] Cagno, E.; Worrell, E.; Trianni, A.; Pugliese, G. (2013): A novel approach for barriers to industrial energy efficiency. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews (19), S. 290 – 308.
- [46] Klobasa, Marian; Angerer, Gerhard; Lüllmann, Arne; Schleich, Joachim; Buber, Tim; Gruber, Anna; Hünecke, Marie; von Roon, Serafin (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland.
- [47] Karg, Ludwig; Kleine-Hegermann, Kerstin; Wedler, Michael; Jahn, Christopher (2014): E-Energy Abschlussbericht Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M. Consult GmbH, München / Berlin.

4.3.2 AP 2.2 - Zählerinstallation und Auslesung

ZIELSETZUNG

Der Einsatz eines Energiemanagementsystems erfordert eine zeitaufgelöste Bereitstellung von Messgrößen zum Energieverbrauch, Lastwerten und Modellparametern, wie z. B. Außentemperatur oder Netztemperatur. Ausgehend von den im Systemdesign hinterlegten Anforderungen war ein Messkonzept zu erstellen und umzusetzen.

Für die Erstellung der Modelle für die Kälteerzeugung und Kältespeicherung sowie für die Simulation des Kältenetzes werden zeitaufgelöste Daten benötigt, aus denen die Energieflüsse in Abhängigkeit von den herrschenden Rahmenbedingungen abgeleitet werden können. Die Daten sollten allen Projektmitgliedern hochaufgelöst zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus sollte eine – wo möglich gebäudescharfe – Messung des Gesamtstrombedarfs der Liegenschaft vorgesehen werden. Diese ermöglicht zum einen die Bewertung des Strombedarfs der Kälteerzeugung im Vergleich zum Gesamtstrombedarf der Liegenschaft. Des Weiteren besteht hierdurch die Option, die Stromabnahme am Netzübergangspunkt durch das EMS auf eine gegenüber dem Netzbetreiber oder Energieversorger zugesagte Leistung einzuregeln.

Dieses Arbeitspaket beinhaltet ebenso die Planung und Vorbereitung des Gesamtmonitorings für alle technischen Umsetzungen (Kältenetz, Kältespeicher, Aquifer und Soleverbund). Mit der kontinuierlichen Erfassung der Messdaten soll eine Bewertung der durch das EMS erzielten Einsparungen in ökonomischer und ökologischer Hinsicht ermöglicht werden. Der Monitoringprozess ist nach Abschluss der dreijährigen Projektlaufzeit für drei weitere Jahre vorgesehen.

AUFGABEN

- Erstellung und Umsetzung des Messkonzepts
- Auswertung der Messdaten

4.3.2.1 Erstellung und Umsetzung des Messkonzeptes

METHODIK

Basierend auf der Bestandsanalyse wurde ermittelt, welche Messgrößen bereits vorhanden waren und welche Zähler zusätzlich installiert oder aufgerüstet werden müssen.

Auf Basis der Spezifikation wurde die Planung der relevanten Messstellen zur Erfassung des momentanen Zustands des Systems durchgeführt. Die Grundlage für das Messkonzept stellten die Informationsanforderungen des EMS hinsichtlich seiner Prognose- und Überwachungsfunktion.

Die zeitliche Auflösung der Messwerte sollte aus Sicht der Kälteversorgung mindestens 15 Minuten betragen. Bereits hierfür war die bestehende Messinfrastruktur nicht ausgelegt. Für das Energiemanagementsystem wurde die Anforderung an die zeitliche Auflösung auf 10 s bis 1 min heraufgesetzt. Messwerte müssen gleichzeitig sowohl für die Kälteerzeuger, Speicher und Freikühler als auch die Kälteabnehmer erfasst werden.

Ausgehend von den Anforderungen zu Messstellen für Kälteerzeugung, Kälteverbrauch und Strombedarf der Kältemaschinen erfolgten mehrere Vorort-Begehungen am ZPO, bei denen die technischen Rahmenbedingungen für das zu erstellende Messkonzept geklärt wurden, z. B. hinsichtlich

- Aktualität der vorhandenen Infrastrukturpläne,
- Funktionalität vorhandener Zähler,
- Aufrüstbarkeit vorhandener Zähler,
- Definition neuer Messpunkte,
- Ort des Einbaus erforderlicher neuer Zähler,
- Typ und Dimensionierung der vorgesehenen neuen Zähler,
- weiterer erforderlicher Hardware (z. B. Messwandler, Messleitungen, Sensoren, Energierechner und Übergabeschränke),
- Anbindung an EMS (z. B. Kommunikationsmodule, Busleitungen und Smart-Grid-Steuersysteme) und
- Installationsaufwand.

ERGEBNISSE

Im Rahmen des Einsatzes eines EMS wurden zusätzliche Zähler benötigt, die im bisherigen Betrieb nicht erforderlich waren. Insbesondere für die Kälteerzeuger gab es keine Messung der generierten Kältemengen. Lediglich der Kälteverbrauch wurde vor Projektbeginn bereits nutzerscharf ermittelt, da dies eine abrechnungsrelevante Größe darstellt, dies jedoch nicht kontinuierlich und zeitaufgelöst, sondern als monatliche Ablesung. Ebenso wurde der Strombedarf der Kälteerzeugung zwar bereits erfasst, jedoch existierte keine zeitaufgelöste kontinuierliche Erfassung. Der Gesamtstrombedarf in der Liegenschaft war ebenso nicht bekannt, da die Erfassung mieterseitig erfolgt.

Hieraus ergab sich die Anforderung der Installation neuer Zähler für

- Kältemengenmessungen an Kälteerzeugern,
- Kältemengenmessungen an Freikühler,
- Kältemengenmessungen an Kälteentnahmestellen,
- Strommessungen an Kälteerzeugern und
- Strommessungen am Liegenschaftsgebäude.

Für die Strommessung wurden PAC 3100 Messgeräte ausgewählt. Bei den Kältemengenzählern wurden in Abhängigkeit von Kälte-träger, Volumenfluss und Rohrdurchmesser entweder Ultraschallmessgeräte oder magnetisch-induktive Messgeräte verwendet. Die Verbrauchszähler wurden vom Liegenschaftsbetreiber gestellt. Diese Zähler arbeiten nach dem Woltmann-Prinzip.

Das Messstellennetz wurde sukzessive aufgebaut. Die ersten Zähler für die Kälteerzeugung an Standort 2 und Standort 3 wurden Ende 2015 installiert. Die Kältemengenzähler und Stromzähler für die Kältemaschinen von Standort 1 wurden im Rahmen der Umbaumaßnahmen des Kältenetzes im Frühjahr 2017 gesetzt. Als letztes wurden im Frühjahr 2018 die Kältemengenzähler für die Anbindung des Kältestandorts 3 an das Kältenetz in das Messstellennetz integriert.

Der Austausch der Verbrauchszähler erfolgte durch den Liegenschaftsbetreiber gebäudeweise im Rahmen des turnusmäßigen Zähleraustauschs zum Ablauf der Eichfrist im Zeitraum Mai 2016 bis Juli 2017. Die Verbrauchszähler wurden parallel zur Anbindung an die bestehende Gebäudeleittechnik jeweils über einen zweiten M-Bus-Ausgang in das sekundäre Messstellennetz des projektbezogenen Smart Grid integriert. Alle Verbrauchswerte des Gesamtsystems stehen seit Frühjahr 2018 zur Auswertung zur Verfügung.

Die Vielzahl der erforderlichen Messstellen verursachte einen hohen Implementierungsaufwand. Zur Reduzierung der Installationskosten wurden folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Ertüchtigung von Kälteverbrauchszähler, die bislang nur manuell abgelesen werden konnten, für die digitale Auslesung, anstelle des Setzens neuer Zähler. Für diese Zähler wurden in der Planung nur Rechenwerke und M-Bus-Module berücksichtigt, um sie für die kontinuierliche Datenerfassung und -übermittlung zu ertüchtigen.
- Messung der Kälteerzeugung der Freikühler durch Setzen von Temperaturfühlern für die Temperaturmessung und Nutzung der Volumenstrommessung der anliegenden Kältemaschine zur Berechnung der erzeugten Kältemenge des Freikühlers, anstelle des Setzens kompletter Ultraschall-Zähler für die Freikühler.
- Die Messstellen für die elektrische Grundlast der Gebäude wurden zum Teil in den Starkstrombereich verlagert, da aufgrund der Vielzahl an Stromsträngen pro Gebäude dort die Messung kostengünstiger durchgeführt werden kann.

- Integration der Zählerinstallation in die Umbaumaßnahmen am Kältenetz zur Vermeidung von Doppelaufwänden.

Insgesamt wurden 42 Kältemengenzähler und 12 Stromzähler installiert und in das Smart Grid integriert (Tabelle 10 und Tabelle 11).

Tabelle 10 Kältemengenzähler des Smart Grids am ZPO

| Anzahl | Rechenwerk | Volumenmessteil | Q _N [m ³] | D _N [mm] | Messprinzip | Medium | Anwendung |
|--------|------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|--------------------|-------------------------|---------------------------|
| 4 | UC50-00 | Sitrans | | 150 | magnetic inductive | Glykosol N, 34% (-20°C) | Kälteerzeuger |
| 2 | UC50-00 | Sitrans | | 150 | magnetic inductive | Pakasol 2000 | Eisspeicher |
| 1 | UC50-00 | Sitrans | | 150 | magnetic inductive | water | Kältenetz |
| 4 | UH50 | UH50 | 15 ... 40 | 40 ... 80 | ultrasonic | water | Kältenetz / Wärmetauscher |
| 2 | UH50 | Sensus | 15 | 50 | ultrasonic | water | Freikühler |
| 2 | UH50 | LG | 15 | 50 | ultrasonic | water | Freikühler |
| 2 | UC50-00 | Sensus | 60 ... 150 | 100 ... 150 | Woltman | Glykosol N, 34% (-20°C) | Kälteerzeuger |
| 1 | PoluTherm | Sensus | 150 | 150 | Woltman | Glykosol N, 34% (-20°C) | Verbrauch (RLT) |
| 24 | PoluTherm | Sensus | 6 ... 60 | 25 ... 125 | Woltman | water | Verbrauch |

Tabelle 11 Stromzähler des Smart Grids am ZPO

| Anzahl | Typ | Umrichter | Anwendung |
|--------|---------|-----------|---------------|
| 2 | PAC3100 | 600/5 | Kälteerzeuger |
| 2 | PAC3100 | 1500/5 | Gebäude |
| 4 | PAC3100 | | Kälteerzeuger |
| 4 | PAC3100 | | Gebäude |

In das Messstellennetz wurden darüber hinaus mehrere Temperatursensoren neu aufgenommen. Dies umfasst Sensoren zur Messung der Außentemperaturen an den 3 Standorten der Kälteerzeuger sowie zusätzliche Sensoren an den Wärmetauschern, die an den Einspeisepunkten die Rücklauftemperaturen aus dem Kältenetz messen.

Zur Erfassung des Füllstandes des Eisspeichers wurde in einem der Speicherbehälter ein Ultraschall-Sensor gesetzt, der anhand der sich aufgrund der durch Eisbildung induzierten Volumenänderung ändernden Füllstandshöhe des Speichermediums auf den Beladungsstand des Eisspeichers zurückschließen lässt.

Als Datensammelpunkte wurden 4 DESIGO PXC 100E Controller eingerichtet.

Die installierten Zähler verfügen alle über eine Datenschnittstelle, über die die Messdaten kontinuierlich ausgelesen werden können.

Abbildung 67 gibt einen schematischen Überblick über das Smart Grid am ZPO und seine Anbindung.

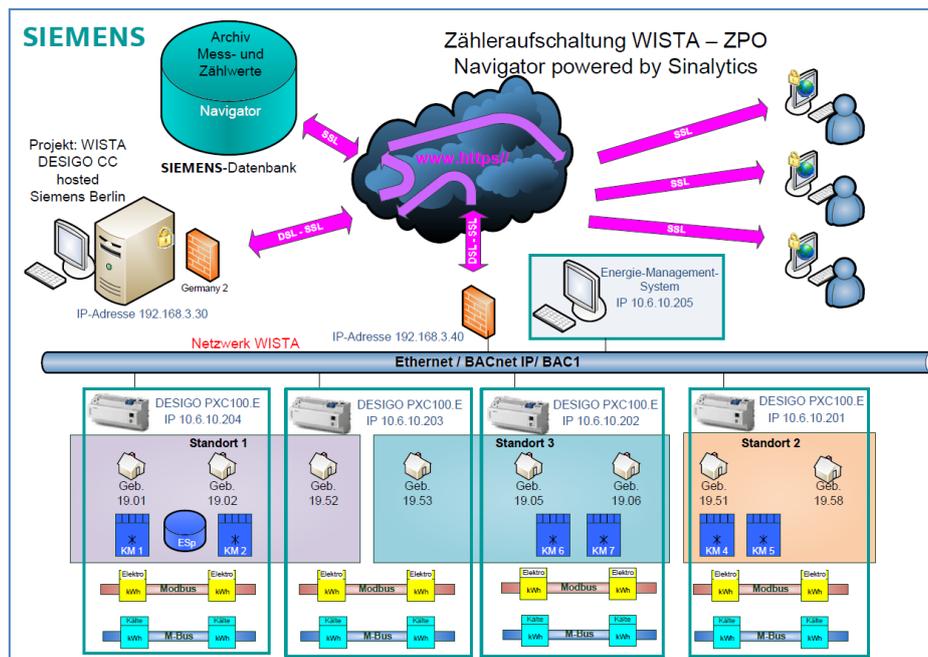


Abbildung 67 Schematischer Überblick über das Smart Grid am ZPO und dessen Anbindung an Navigator und EMS

4.3.2.2 Auswertung der Messdaten

METHODIK

Nach Installation und Integration der Messstellen in das Smart Grid wurden die Daten in die Navigator-Plattform, ein Cloud-basiertes Messdatenerfassungs- und Messdatenauswertungssystem der Siemens AG, überführt. Hier können sie unter verschiedenen Kriterien aggregiert und analysiert werden.

Ein wichtiger Arbeitsschritt war die Plausibilisierung der Messdaten, um z. B. Verwechslungen bei der Zuordnung der Messwerte oder Einheitenfehler ausschließen zu können.

Die Daten können entweder über einen Web-Browser interaktiv oder über eine webbasierte REST-Schnittstelle automatisiert ausgelesen werden. Dieses System gewährleistet die Datenbereitstellung für das Gesamtmonitoring über die Projektlaufzeit und die anschließende dreijährige Monitoringphase.

ERGEBNISSE

Die Messdatenerfassung erfolgt hochauflösend. Um die Datenmenge im Monitoring zu reduzieren, ist für die Messdaten im Navigator eine minimale Auflösung von einer Minute eingestellt, was für die Lastflussanalyse und die Prognosefunktionen des EMS ausreichend ist.

Abbildung 68 zeigt exemplarisch die Darstellung der Messdaten im Navigator.

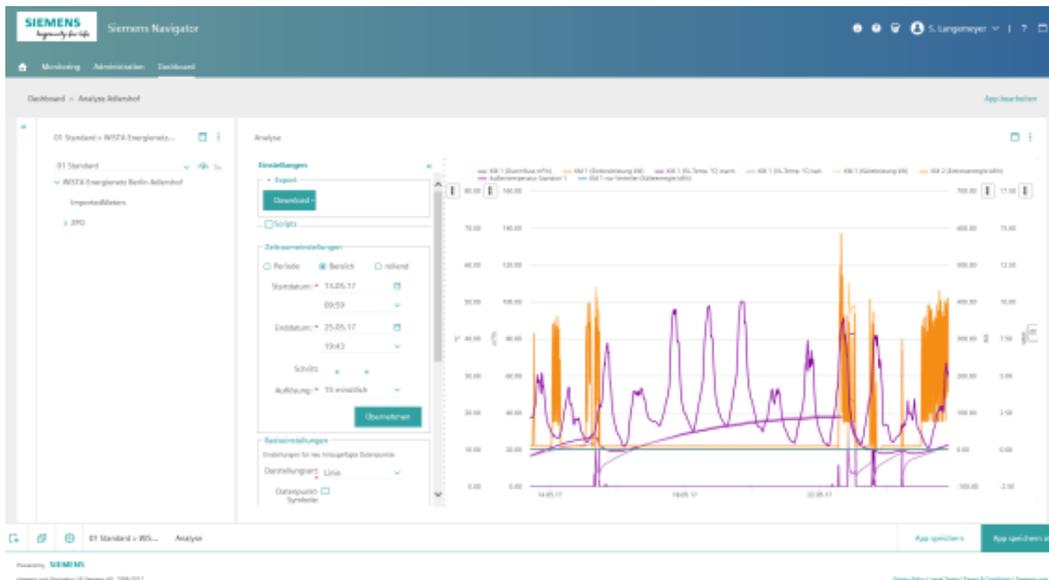


Abbildung 68 Darstellung der Messdaten im Navigator (Siemens AG)

Für tieferegehende Analysen zum Systemverhalten des EMS wurden zusätzlich alle Messdaten in 10 Sekunden-Auflösung lokal in einer MATLAB-Datei gespeichert.

Nachdem im Frühjahr 2018 auch die Lastzähler für das Kältenetz weitgehend installiert waren, konnten erste Analysen und Plausibilitätstests der Energiebilanzen durchgeführt werden. Durch den anschließenden Ausfall des Kälteerzeugers 1, der erst nach Projektende wieder in Betrieb genommen werden konnte, musste die weitergehende Validierung in das Anschlussprojekt verlagert werden.

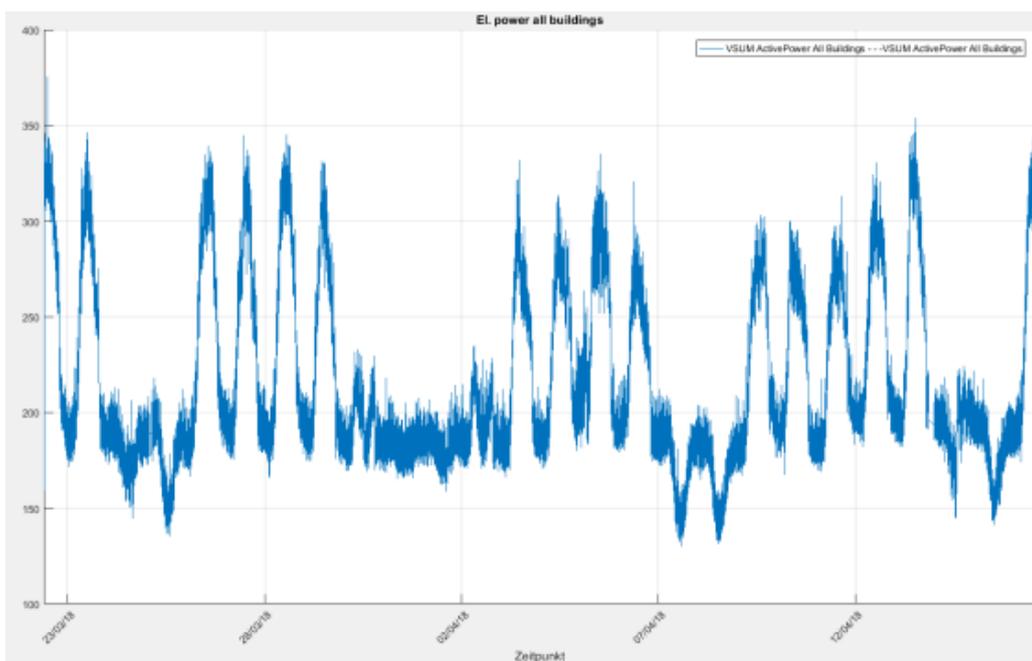


Abbildung 69 Elektrische Grundlast aller Gebäude (ohne Kältemaschinen)

Elektrische und thermische Lasten auf dem Campus sind mieterabhängig und können unterschiedlich stark schwanken. Abbildung 69 zeigt die summierte elektrische Grundlast aller Gebäude auf dem ZPO Campus im Zeitraum von 26 Tagen im März/April 2018. Arbeitstage und Wochenenden lassen sich aufgrund des elektrischen Verbrauchs eines einzelnen Mieters deutlich unterscheiden. Es ist erkennbar, dass eine Vorhersage der Last eine Herausforderung darstellt, da die Spitzenwerte an Wochentagen liegen, aber nicht an jedem Tag auftreten.

Abbildung 70 zeigt die Kälteerzeugung (rot) und den Kälteverbrauch (blau) auf dem Campus einschließlich des Eisspeicher-Ladezustands (gelb). Der Eisspeicher wird durch Kältemaschine KM1 mit ca. 600 kW bis 700 kW thermischer Leistung geladen. In Zeiten, in denen der Verbrauch höher ist als die Erzeugung, wird der Eisspeicher entladen, um den Bedarf zu decken.

Eine erste Analyse dieses Zeitraums zeigt, dass die mittlere thermische Kältebelastung höher ist (195,1 kW im Mittel über 26 Tage) als die Erzeugung (192,3 kW). Die Änderung des Eisspeicher-Ladezustands (+64,7 %) lässt auf eine zusätzliche thermische Energie von 4,77 MWh schließen, die nach 26 Tagen im Eisspeicher gespeichert ist. Alle Verluste (einschließlich des Kältenetzwerks und der Stillstandverluste des Eisspeichers) können somit abgeschätzt werden (3,1 MWh an 26 Tagen). Dies führt in diesem Zeitraum zu einem Verlust von ca. 2,5 % pro Tag (116 kWh/Tag).

Obwohl diese erste Abschätzung noch durch weitere Messungen im Folgeprojekt validiert werden muss, sehen die Bilanzen nach einer ersten Einschätzung plausibel aus.

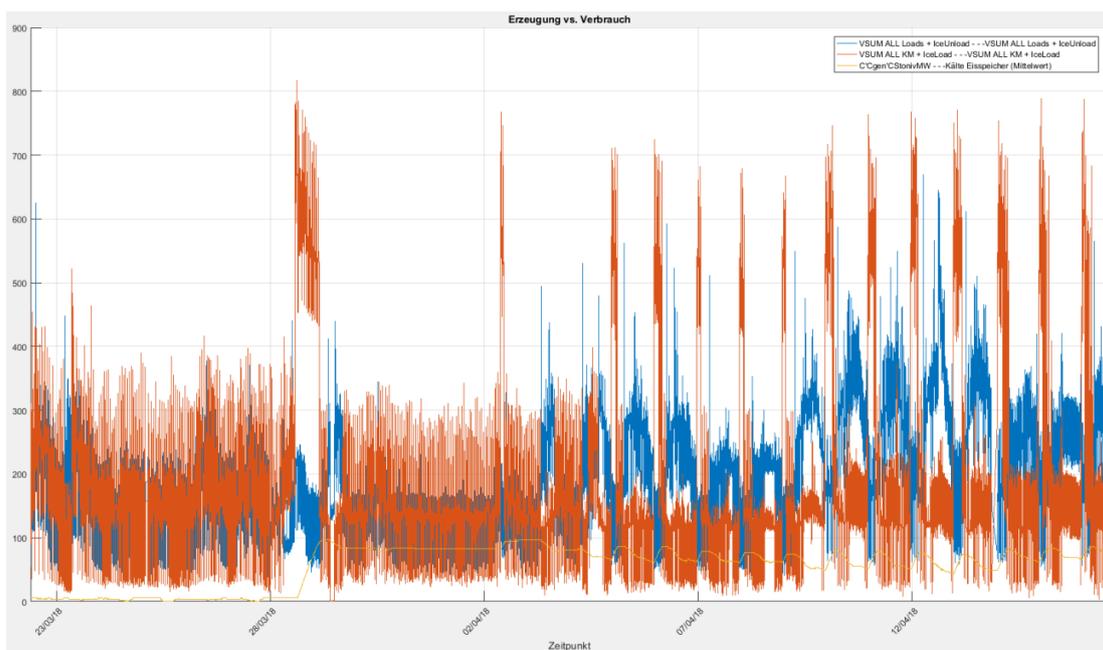


Abbildung 70 Vergleich Kälteerzeugung und Kälteverbrauch mit Berücksichtigung des Eisspeicherfüllstands

4.3.3 AP 2.3 - Kältespeicher

ZIELSETZUNG

Durch einen Kältespeicher kann der Kältebedarf von der Kälteerzeugung und damit vom Stromverbrauch entkoppelt werden. Damit ist der Kältespeicher zentral für das Flexibilitätspotenzial des ZPO und trägt zur Primärenergieeinsparung bei. Zu Beginn des Projekts war nicht klar, ob der vorhandene, stillgelegte Eisspeicher reaktiviert werden kann. Dies wurde in 4.2.1.3 untersucht. Deshalb sollte in diesem Arbeitspaket zunächst ein Kältespeicher dimensioniert werden, der ein signifikantes Flexibilitätspotenzial aufweist. Neben dem vorhandenen Eisspeicher wurde auch ein Kaltwasserspeicher untersucht.

Nachdem feststand, dass der vorhandene Eisspeicher reaktiviert wird, wurde in diesem Arbeitspaket das Verhalten des Eisspeichers analysiert, um ein Modell zu erstellen. Die Ergebnisse sind Eingangsdaten für das Arbeitspaket „Logik des Energiemanagements“ (s. Abschnitt 4.3.4).

Zur besseren Untersuchung des Verhaltens und der möglichen Einsatzfälle eines Eisspeichers in einem Smart Grid sollte ein prototypisches Kältenetz mit Eisspeicher in das SENSE Smart Grid Labor integriert werden. Damit sind Tests des Eisspeichers außerhalb des laufenden Betriebs am ZPO möglich.

AUFGABEN

- Dimensionierung
- Modellbildung
- Systemaufbau im Labor

4.3.3.1 Dimensionierung

METHODIK

Auf Basis der zu Projektbeginn vorhandenen Daten zum Kälteverbrauch und fehlender Kältelastgänge war eine verbrauchsbezogene Dimensionierung des Kältespeichers nicht möglich. Um einen Eindruck vom Verhältnis von Verbrauch zu Speicherkapazität zu erhalten, wurde eine Abschätzung des täglichen Kältebedarfs durchgeführt. Dazu wurden die monatlichen Kälteverbräuche aus dem Bezugsjahr 2012 herangezogen. Unter der Annahme von 22 Betriebstagen pro Monat konnte der tägliche Kältebedarf ermittelt werden. Dieser tägliche Kältebedarf wurde ins Verhältnis zur Kapazität der untersuchten Speicher gesetzt. Gemäß der Machbarkeitsstudie wurde für den vorhandenen Eisspeicher eine Kapazität von 8 MWh angenommen, für den potentiellen Kaltwasserspeicher 3,2 MWh.

ERGEBNISSE

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse der Berechnung für das Bezugsjahr 2012. Im Winter und in den Übergangsjahreszeiten könnte ein Eisspeicher mit einer Kapazität von 8 MWh mehr als den gesamten Tagesbedarf an Kälte decken. In den Sommermonaten von Mai bis September könnten immerhin noch 66 % bis 92 % des Tagesbedarfs gedeckt werden. Das bedeutet, dass die Kältelast am ZPO um mehr als 15 h verschoben werden kann. Damit kann der Eisspeicher signifikant zur Lastverschiebung in einem Smart Grid beitragen.

Der potenzielle Kaltwasserspeicher mit einer Kapazität von 3,2 MWh kann von Mai bis September nur noch 27 % bis 38 % des täglichen Kältebedarfs decken, im Winter maximal rund 90 %. Dies bedeutet, dass durch den Kaltwasserspeicher die Kältelast im Sommer zwar um immer noch 6 h pro Tag verschoben werden kann, dies ist allerdings ein deutlich geringerer Wert als beim Eisspeicher. Aus Sicht eines Smart Grid ist daher die Reaktivierung des Eisspeichers wünschenswert.

Tabelle 12 *Abschätzung des täglichen Kältebedarfs und Vergleich mit der Kapazität des vorhandenen Eisspeichers und des potenziellen Kaltwasserspeichers*

| 2012 | Jan | Feb | März | Apr | Mai | Juni | Juli | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez |
|--|------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| Kältebedarf pro Monat [MWh] | 79,9 | 84,1 | 109,2 | 99,1 | 184,0 | 213,1 | 256,5 | 244,6 | 192,3 | 143,8 | 103,4 | 76,2 |
| Kältebedarf pro Tag [MWh] | 3,6 | 3,8 | 5,0 | 4,5 | 8,4 | 9,7 | 11,7 | 11,1 | 8,7 | 6,5 | 4,7 | 3,5 |
| Deckungsanteil des Eisspeichers pro Tag | 212% | 201% | 155% | 171% | 92% | 80% | 66% | 69% | 88% | 118% | 164% | 222% |
| Deckungsanteil des Kaltwasserspeichers pro Tag | 89% | 84% | 64% | 71% | 38% | 33% | 27% | 29% | 37% | 49% | 68% | 91% |

4.3.3.2 Modellbildung

METHODIK

Für die Modellierung des Eisspeichers wurden Be- und Entladevorgänge analysiert, um das Verhalten des Eisspeichers in verschiedenen Situationen ermitteln zu können. Es wurden dabei neben der Betrachtung von Be- und Entladevorgängen während des regulären Betriebs auch gezielte Eisspeicherversuche mit einem vorher definierten Be- und Entladeprofil durchgeführt. Ziel ist die Bestimmung der Verluste, die beim Be- und Entladen sowie beim Stillstand des Eisspeichers auftreten.

Um den Speicherzustand des Eisspeichers abschätzen zu können, wurde in einem der zwölf Eisspeicherbehälter ein Füllstandsensoren (s. Abschnitt 4.3.2.1) installiert. Da Eis eine geringere Dichte als Wasser aufweist, ist der Füllstand des Eisspeichers höher je mehr Eis gebildet wurde. Der Füllstand des Eisspeichers ist damit proportional zur eingespeicherten latenten Energie. Über eine Umrechnungsformel kann der State-of-Charge (SOC) des Eisspeichers bestimmt werden.

Um die Genauigkeit des installierten Füllstandsensors des Eisspeichers zu ermitteln, wurden umfangreiche Datenauswertungen vorgenommen. Als Untersuchungszeitraum wurde der Zeitraum vom 31. Juli bis 4. September 2017 ausgewählt. In diesem Zeitraum wurden die Zeiten bestimmt zu denen der Eisspeicher be- und entladen wird. Anschließend wurde die in den bestimmten Zeiträumen be- bzw. entladene Energie über die entsprechenden Zählerdaten ermittelt. Diese Energiemenge wurde gegenübergestellt mit der Änderung des SOC, der auf den Messdaten des Füllstandsensors beruht. Teilt man die Energiemenge durch die Änderung des SOC, erhält man die theoretische Kapazität des Eisspeichers. Schließlich wurden die so berechneten Kapazitäten des Eisspeichers aller Lade- und Entladevorgänge im untersuchten Zeitraum miteinander verglichen.

ERGEBNISSE

Abbildung 71 zeigt beispielhaft den SOC des Eisspeichers gemäß den Messdaten des Füllstandsensors mit Markierung der Be- und Entladevorgänge im Zeitraum vom 31. Juli bis 4. September 2017.

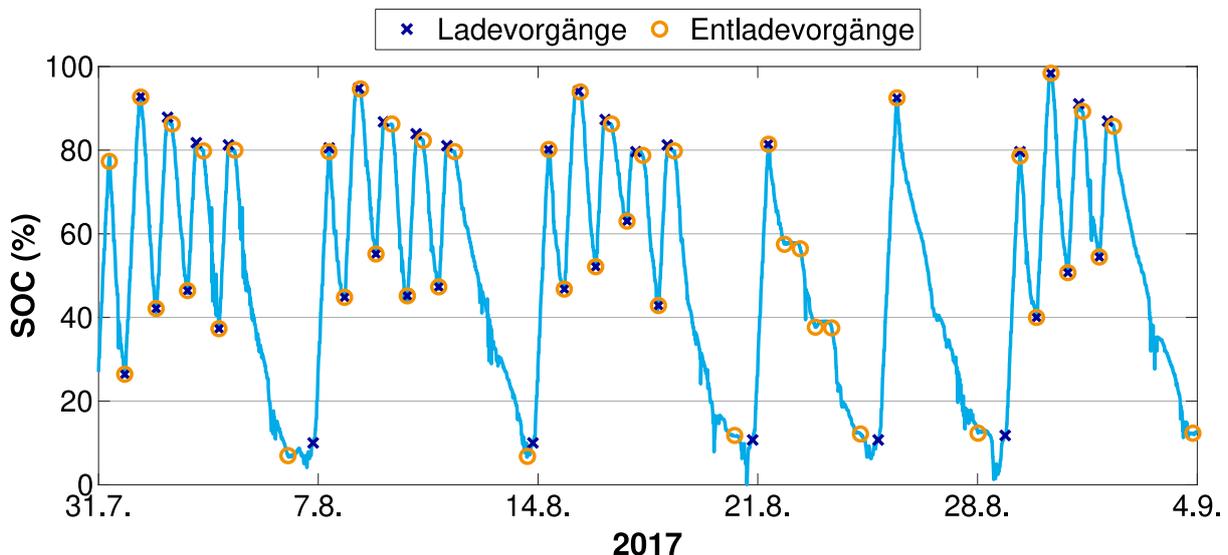


Abbildung 71 SOC des Eisspeichers gemäß den Messdaten des Füllstandsensors mit Markierung der Be- und Entladevorgänge

Abbildung 72 zeigt, dass Abweichungen von -20 % bis +35 % von der durchschnittlich berechneten Kapazität des Eisspeichers auftreten können. Die großen Abweichungen außerhalb von -15 % und +10 % treten allerdings in der Regel

bei Lade- bzw. Entladevorgängen auf, bei denen weniger als 2.000 kWh Kälteenergie be- bzw. entladen wird. Zudem liegt bei über 80 % der untersuchten Vorgänge die Abweichung zwischen -10 % und +10 %.

Dies bedeutet, dass der Füllstandsensoren vor allem bei Lade- bzw. Entladevorgängen mit wenig Energie teilweise hohe Abweichungen aufweist. Dies liegt vor allem daran, dass der Füllstand nur verzögert den SOC des Eisspeichers widerspiegelt. Bei zwei Eisspeicherversuchen wurde festgestellt, dass sich der Füllstand des Eisspeichers nach Beendigung des Lade- bzw. Entladevorgangs noch mehrere Stunden lang verändert. Beim Laden kann dies darauf zurückgeführt werden, dass an der Grenzschicht zwischen Eis und Wasser noch weiter Eis gebildet wird. Beim Entladen treten zwei Effekte auf. Zum einen befinden sich noch einzelne Eisstücke im Wasser, die erst später komplett schmelzen. Zum anderen bleiben beim vollständigen Entladen noch kleine Eisplatten auf den Wärmetauscherschlangen des Eisspeichers liegen und schmelzen erst mit Verzögerung.

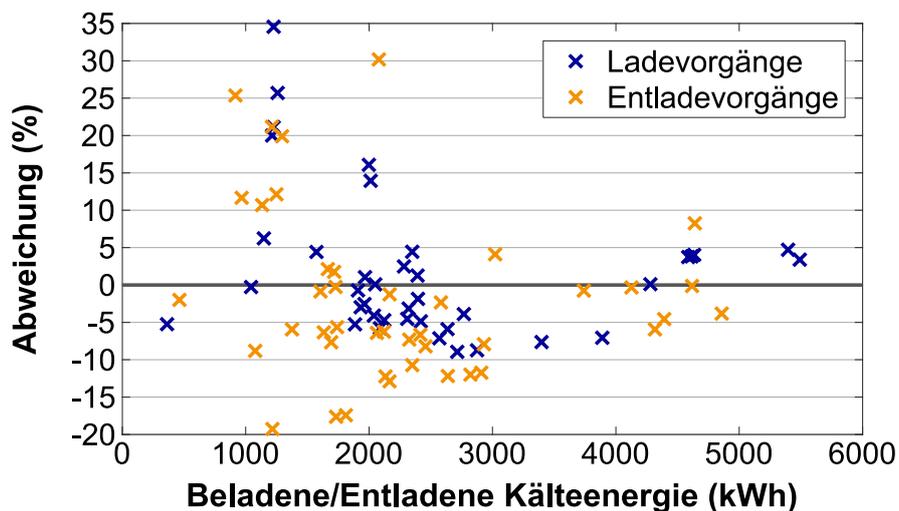


Abbildung 72 Abweichung des Füllstandsensors bei verschiedenen Lade- bzw. Entladevorgängen in Abhängigkeit der be- bzw. entladenen Kälteenergie

Nichtsdestoweniger ist der Füllstandsensoren ein wichtiger Indikator für den aktuellen Beladezustand des Eisspeichers. Die auftretenden Effekte sind bekannt und können berücksichtigt werden.

Mit den Messwerten aus dem regulären Betrieb sowie den gezielten Eisspeicherversuchen konnten die Verluste, die beim Be- und Entladen sowie beim Stillstand des Eisspeichers auftreten, bestimmt werden. Dazu wurde der kumulierte SOC, der sich aus der Summe der be- und entladenen Kälteenergie ergibt, mit dem SOC gemäß Füllstandsensoren verglichen. Abbildung 73 zeigt, dass der kumulierte SOC nach einigen Tagen deutlich vom SOC gemäß Füllstandsensoren abweicht. Werden Verluste beim Laden, Entladen und bei Stillstand berücksichtigt, ergibt sich die grüne Kurve, die nur noch geringe Abweichungen zum SOC gemäß Füllstandsensoren aufweist.

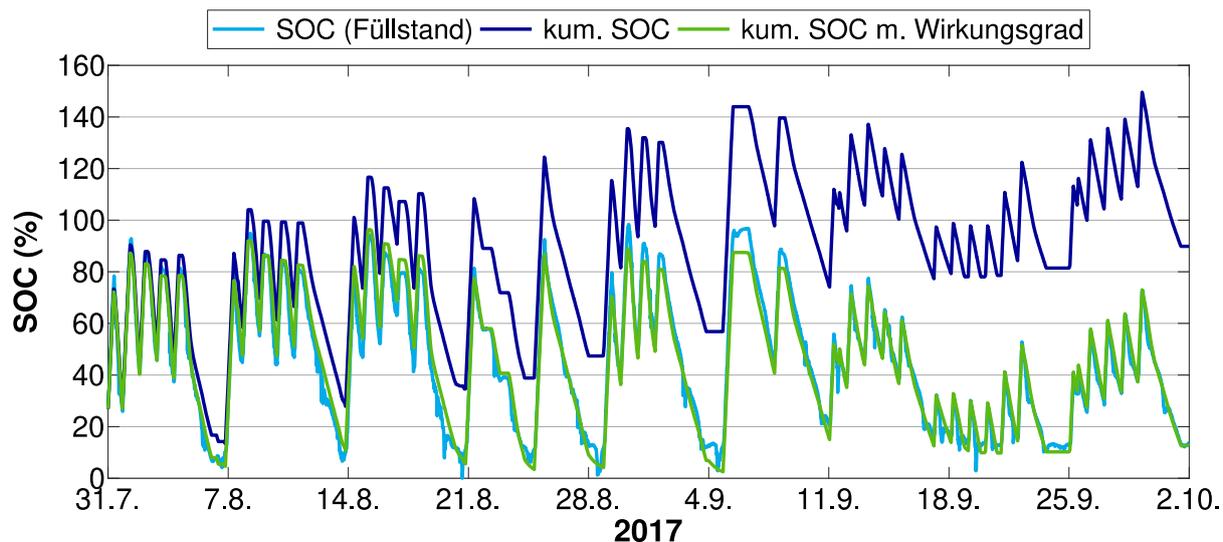


Abbildung 73 SOC des Eisspeichers gemäß Füllstandsensoren im Vergleich mit dem kumulierten SOC aus be- und entladener Kälteenergie

4.3.3.3 Systemaufbau im Labor

METHODIK

Im SENSE Smart Grid Labor der TU Berlin existiert bereits ein elektrisches Ringnetz mit mehreren Abgängen. Bisher sind dort Komponenten wie Windkraftsimulator, PV-Simulator, Haushalts- und Gewerbelasten, Ladestationen für Elektrofahrzeuge sowie ein elektrischer Speicher angebunden. Dieses bestehende Labornetz soll um thermische Komponenten erweitert werden. Ziel ist es, sowohl die Kälteerzeugung als auch die Kältelast variabel testen zu können. Weiterhin soll ein Kältespeicher die Flexibilität des ZPO abbilden können.

Der Prototyp im Labor bietet die Möglichkeit, unterschiedliche Betriebsweisen, Fehlerfälle oder unerwartete Ereignisse unter reproduzierbaren Bedingungen zu testen und zu analysieren. Diese Tests, vor allem von Fehlerfällen, können nicht im laufenden Betrieb am ZPO durchgeführt werden, da die Kälteversorgung zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein muss. Außerdem wird mit den Versuchen im Smart Grid Labor eine Datengrundlage geschaffen, die zur Verbesserung der Optimierungsmodelle von Eisspeicher und Kältemaschinen beiträgt.

Es wurde ein Konzept entwickelt, das einen optimierten Kälteversorgungsprozess in das Labornetz integriert. Es enthält auch ein Konzept für eine einstellbare thermische Last. Somit werden Tests unterschiedlicher Szenarien für die Kältelast möglich. Außerdem wird ein Echtzeitsimulator eingebunden, der in der Lage ist, ein Modell des lokalen elektrischen Versorgungsnetzes in Echtzeit auszuführen und die Kältemaschine als elektrische Last darin zu simulieren.

Das Konzept wurde iterativ anhand von Gesprächen mit erfahrenen Fachleuten weiterentwickelt. Die Planung, Vergabe und Bauüberwachung wurden durch ein Ingenieurbüro unterstützt.

ERGEBNISSE

In Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro wurde die Topologie des Kältenetzes so geplant, dass mehrere Betriebsfälle möglich sind. In Abbildung 74 ist das Kältenetz schematisch dargestellt. Neben einer Kältemaschine und einem Eisspeicher sind ein Pufferspeicher, ein Wärmetauscher und der Lastsimulator wesentliche Elemente. Über mehrere Kältemengenzähler können die Energiemengen, die erzeugt, verbraucht oder gespeichert werden, erfasst werden.

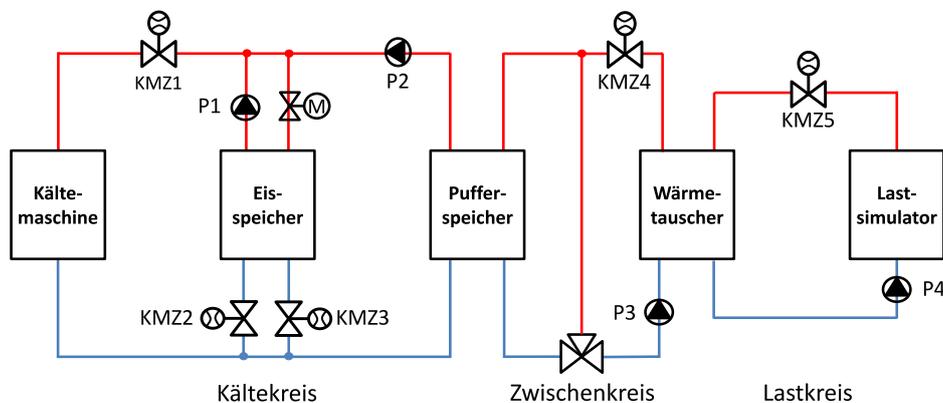


Abbildung 74 Schematische Darstellung des Kältenetzes im SENSE Smart Grid Labor

Damit eine hohe Flexibilität bei den späteren Versuchen möglich ist, wurden fünf Betriebsfälle definiert. Die Kältemaschine kann dabei entweder auf eine Vorlauftemperatur von +4 °C oder -5 °C eingestellt werden. In Tabelle 13 sind die verschiedenen Betriebsfälle und deren Beschreibung aufgeführt.

Tabelle 13 Übersicht über die verschiedenen Betriebsfälle des Kältenetzes im SENSE Smart Grid Labor

| Betriebsfall | Beschreibung | Vorlauftemperatur Kältemaschine | Speichereinsatz |
|--------------|--|---------------------------------|-----------------|
| BF 1 | Lastdeckung durch Kältemaschine | +4 °C | – |
| BF 2 | Beladen des Eisspeichers | -5 °C | Laden |
| BF 3 | Lastdeckung durch Entladen des Eisspeichers | – | Entladen |
| BF 4 | Beladen des Eisspeichers; gleichzeitig Lastdeckung durch Kältemaschine | -5 °C | Laden |
| BF 5 | Lastdeckung durch Kältemaschine und Entladen des Eisspeichers | -5 °C | Entladen |

Die Kompressionskältemaschine vom Typ Frigoteam KH2-1-12AXH-I verfügt über einen drehzahlvariablen Hubkolbenverdichter, der durch einen Frequenzumrichter geregelt wird. Damit kann die Kältemaschine auch eine Teilleistung erbringen, was vor allem bei Versuchen mit variabler Kältelast vorteilhaft ist. Die nominale Kälteleistung beträgt 36 kW bei einer Vorlauftemperatur von +4 °C bzw. 27 kW bei -5 °C.

Der Eisspeicher besteht aus zwei identischen Behältern mit einem Fassungsvermögen von je 1 m³ und einer Speicherkapazität von insgesamt etwa 65 kWh. Durch Absperren eines Behälters kann die Speicherkapazität bei Bedarf halbiert werden. In den Behältern befinden sich makroverkapselte PCM-Speicherelemente, die ihren Phasenwechsel bei 0 °C haben. Diese Speicherelemente können bei Bedarf durch Elemente mit einer anderen Schmelztemperatur ausgetauscht werden. Durch diesen Aufbau ist der Eisspeicher sehr modular und flexibel einsetzbar.

Der Lastsimulator besteht aus einem geregelten Durchlauferhitzer und einer geregelten Pumpe. Am Durchlauferhitzer kann die benötigte Leistung kontinuierlich zwischen 0 kW und 36 kW eingestellt werden, während über die Drehzahl der Pumpe die Austrittstemperatur geregelt werden kann.

Abbildung 75 stellt die Einbindung des Kältenetzes in das Smart Grid Labor schematisch dar. Über eine sogenannte Plug- & Supply-Schnittstelle ist die Kältemaschine an das Stromnetz des Smart Grid Labors angebunden. Mit Hilfe der Plug- & Supply-Schnittstelle können Spannungen und Ströme mit einer Abtastrate von bis zu 100 kHz gemessen werden. Damit können harmonische Oberschwingungen detektiert werden. Das Labor-Stromnetz ist über einen Wechselrichter mit einer Scheinleistung von 90 kVA an das öffentliche Stromnetz angebunden. Die Mess-, Steuer- und Regeltechnik (MSR) des Kältenetzes, über die die Pumpen und Motorventile gesteuert werden, ist ebenso wie der Lastsimulator an das öffentliche Stromnetz angebunden.

Der ausgewählte Echtzeitsimulator Typhoon HIL 402 bezieht seine Energie ebenfalls aus dem öffentlichen Stromnetz, steuert allerdings einen Leistungsverstärker, der über eine Plug- & Supply-Schnittstelle an das Labor-Stromnetz angebunden ist. Der HIL 402 beinhaltet bereits eine verifizierte Bibliothek der relevanten elektrischen Komponenten eines Smart Grid. Der Leistungsverstärker kann eine Smart-Grid-Komponente simulieren und als Last oder Erzeuger im Labor-Stromnetz agieren.

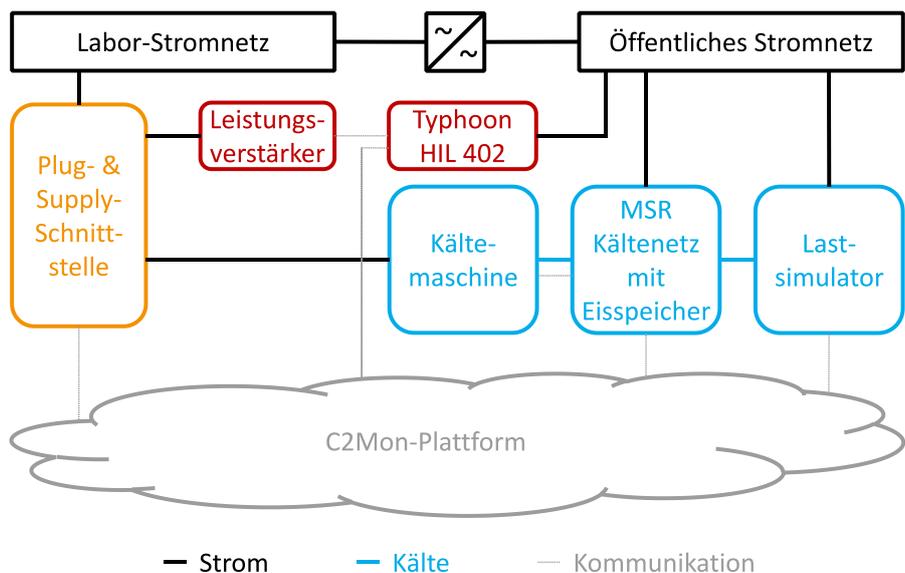


Abbildung 75 Einbindung des Kältenetzes in das Smart Grid Labor

Als Steuerungs- und Monitoring-Plattform wird C2Mon (CERN Control and Monitoring Platform) eingesetzt, das von Wissenschaftlern am CERN entwickelt worden ist. Die Komponenten im Smart Grid Labor sind über eine zentrale Serverarchitektur an die C2Mon-Plattform angebunden. Dies ermöglicht die koordinierte Steuerung und zentrale Erfassung der Zustände der einzelnen Komponenten.

4.3.4 AP 2.4 - Logik des Energiemanagementsystems

ZIELSETZUNG

Als Grundlage für die Logik des Energiemanagementsystems sollte ein Modell erstellt werden, das die unterschiedlichen Energienetze (Strom, Wärme, Kälte) vereint. Um das Verhalten des Kältenetzes und des elektrischen Verbrauchs der Kälteerzeuger analysieren zu können, sollte eine Energiemedium-übergreifende Lastflussanalyse durchgeführt werden.

Die Zielfunktionen für das Energiemanagementsystem sollten so programmiert werden, dass die Verwendung sowohl einer ökonomischen Zielstellung (Minimierung der Energieversorgungskosten), als auch einer ökologischen Zielstellung (Minimierung des Primärenergiebedarfs) möglich ist. Dies wird durch die Erstellung eines nach ökologischen oder ökonomischen Kriterien optimierten Fahrplans von Kältemaschinen und Kältespeicher ermöglicht.

Um die Auswirkungen der Optimierungsalgorithmen realitätsnah zu testen, sind Versuche im Smart Grid Labor notwendig. Dafür sollte der Systemaufbau im Smart Grid Labor getestet werden, um im Folgeprojekt entsprechende Untersuchungen durchführen zu können.

AUFGABEN

- Modellbildung der Energienetze
- energiemediumübergreifende Lastflussanalyse
- Entwurf der Zielfunktionen
- Systemtest im Smart Grid Labor
- Modellbildung im EMS
- Integration einer standortspezifischen ökonomischen und ökologischen Zielfunktion in das EMS

4.3.4.1 Modellbildung der Energienetze

METHODIK

Ziel war es, ein adaptives Modell für das energiemediumübergreifende Smart Grid in Adlershof zu erstellen. Dazu müssen Komponenten wie Kältemaschine und Eisspeicher so abgebildet werden, dass sie einerseits dazu genutzt werden können, Optimierungsalgorithmen für das ZPO zu entwerfen. Andererseits soll das Modell es auch ermöglichen, größere Netze, wie beispielsweise Adlershof oder Berlin, zu betrachten. Wichtig ist auch, dass sich die Topologie im Modell schnell und einfach ändern lässt, um das Modell an veränderte Strukturen anzupassen oder um die Auswirkung von zusätzlichen Komponenten zu untersuchen.

In der Literatur gab es bereits mehrere Ansätze, energiemediumübergreifende Smart Grids zu modellieren. Ein einfacher Ansatz ist, alle Komponenten parallel mit dem passenden Energieträger zu verbinden [48]. Hierbei können allerdings keine Netzstrukturen berücksichtigt werden. Weit verbreitet ist das Energy-Hub-Konzept, bei welchem mehrere Komponenten mit unterschiedlichen Energieträgern in einem sogenannten „Energy Hub“ zusammengefasst werden [49] - [52]. Dadurch ist es allerdings aufwändig, eine bestehende Topologie anzupassen, da der komplette Energy Hub geändert werden muss.

Deshalb wurde hier ein neuer Ansatz entwickelt, um Netzstrukturen und Komponenten eines energiemediumübergreifenden Smart Grid auf Basis der Knotenanalyse abzubilden. Besonderer Wert wurde dabei auf Anpassungsfähigkeit, Auswahl an Detailstufen und Robustheit gelegt.

ERGEBNISSE

Abbildung 76 zeigt die Energieversorgung einer Liegenschaft mit Eisspeicher wie dem ZPO. Die elektrische Stromversorgung erfolgt über das Stromnetz, in das neben konventionellen Kraftwerken auch erneuerbare Erzeugungsanlagen wie Windparks und PV-Anlagen einspeisen. Die lokale PV-Erzeugung in der Liegenschaft wird

explizit betrachtet. Der anfallende Bedarf an Prozess- und Klimakälte wird über ein Kältenetz gedeckt. Die Kälte wird über einen Wärmeübertrager sowohl direkt von Kältemaschinen als auch durch die Entladung des Eisspeichers bereitgestellt. Um den Einsatz der Kältemaschinen und des Eisspeichers optimieren zu können, wurden Modelle entwickelt.

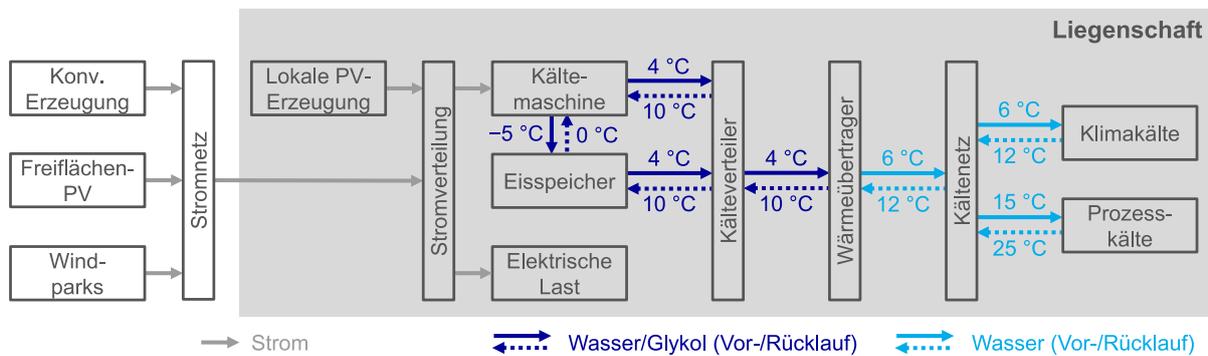


Abbildung 76 Schematische Darstellung der Energieversorgung einer Liegenschaft mit Eisspeicher

Der elektrische Verbrauch von Kompressionskältemaschinen hängt neben der benötigten Kälteleistung maßgeblich von der Außentemperatur und der Vorlauftemperatur ab. Abhängig von der Vorlauftemperatur können zwei Betriebsmodi für die Kältemaschine definiert werden. Im Modus „Kälteerzeugung“ beträgt die Vorlauftemperatur +4 °C, im Modus „Eiserzeugung“, der für die Beladung des Eisspeichers benötigt wird, muss das Kältemittel auf -5 °C heruntergekühlt werden. Dieser Betriebsmodus führt daher zu einer höheren elektrischen Leistungsaufnahme.

Die Beziehung zwischen elektrischer Leistungsaufnahme und erzeugter thermischer Leistung kann auf verschiedene Arten modelliert werden [53] - [55]. Hier wurde ein lineares Regressionsmodell, wie in [54] dargestellt, auf die beiden Betriebsmodi angewendet. Das lineare Modell wurde mit Daten aus dem Datenblatt der KM1 des ZPO sowie Messdaten parametrisiert. Dementsprechend ist die Beziehung zwischen elektrischer Leistungsaufnahme $P_{\text{Chi,el}}$ und erzeugter thermischer Leistung $P_{\text{Chi,co}}$ für Betriebsmodus „Kälteerzeugung“ und $P_{\text{Chi,ice}}$ für Betriebsmodus „Eiserzeugung“ wie folgt:

$$P_{\text{Chi,el}}(t) = a_{\text{co}}(\vartheta_a(t)) \cdot P_{\text{Chi,co}}(t) + b_{\text{co}}(\vartheta_a(t)) \quad (1)$$

$$P_{\text{Chi,el}}(t) = a_{\text{ice}}(\vartheta_a(t)) \cdot P_{\text{Chi,ice}}(t) + b_{\text{ice}}(\vartheta_a(t)) \quad (2)$$

wobei a_{co} und a_{ice} die Steigung b_{co} und b_{ice} den y-Achsenabschnitt der Lastprofile definieren. Diese Parameter sind von der Außentemperatur ϑ_a abhängig. Für ausgewählte Außentemperaturen sind die linearisierten Lastprofile in Abbildung 77 dargestellt.

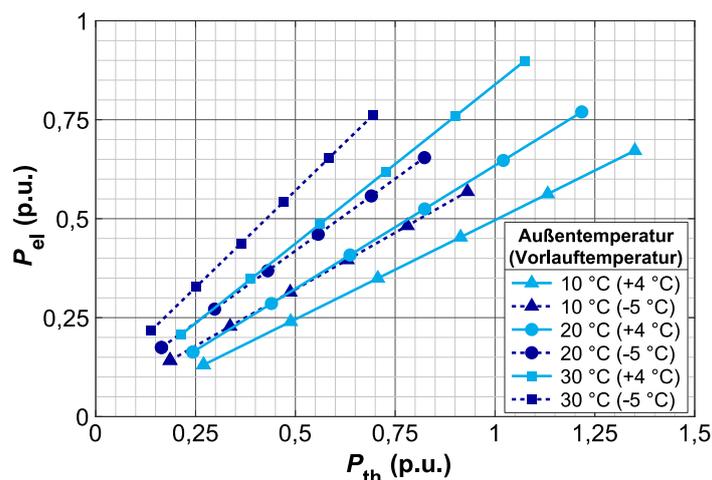


Abbildung 77 Linearisierte Lastprofile einer Kompressions-Kältemaschine

Weitere wichtige Komponenten eines Smart Grid, wie Wärmepumpen, BHKWs oder Power-to-Heat-Anlagen können analog modelliert werden.

Die im Zeitraum im Eisspeicher gespeicherte Energie kann wie folgt berechnet werden:

$$E_{Isto}(T_n) = \eta_{sd} \cdot E_{Isto}(T_{n-1}) + \eta_{cha} \cdot P_{Isto,cha}(t_n) \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta_{dis}} \cdot P_{Isto,dis}(t_n) \cdot \Delta t \quad (3)$$

wobei η_{sd} der Selbstentladewirkungsgrad, η_{cha} der Wirkungsgrad beim Laden und η_{dis} der Wirkungsgrad beim Entladen ist, wie bei der Modellbildung des Eisspeichers in Abschnitt 4.3.3.2 ermittelt.

Für jede modellierte Komponente werden auch Grenzen für die Optimierungsvariablen definiert. Am Beispiel der elektrischen Leistungsaufnahme der Kältemaschine $P_{Chi,el}$ können die Grenzen folgendermaßen beschrieben werden:

$$P_{Chi,el}^{min} \leq P_{Chi,el}(t) \leq P_{Chi,el}^{max} \quad (4)$$

In der Zielfunktion wird das Optimierungsziel festgelegt. In Abschnitt 4.3.4.3 werden verschiedene Zielfunktionen vorgestellt. Das Optimierungsproblem ergibt sich dann insgesamt zu:

$$\min c^T x \quad (5)$$

$$\text{s. t. } Ax = b \quad (6)$$

$$x \geq 0 \quad (7)$$

Das Modell wurde in MATLAB mittels objektorientierter Programmierung realisiert. Das Optimierungsproblem wird über eine LP-Datei an den professionellen Solver Gurobi übergeben und von diesem gelöst. Als Lösungsmethode wird in der Regel das Innere-Punkte-Verfahren gewählt, das für sehr große dünnbesetzte Probleme eine sehr schnelle Konvergenz besitzt. Die Ergebnisse der Optimierung werden danach wieder in MATLAB verarbeitet.

4.3.4.2 Energiemediumübergreifende Lastflussanalyse

METHODIK

Die energiemediumübergreifende Lastflussanalyse beinhaltet die Analyse des Verhaltens des Kältenetzes und des elektrischen Verbrauchs der Kälteerzeuger. Zunächst wurde anhand der Messdaten die Kälteerzeugung im ZPO analysiert und mit den Annahmen aus der Dimensionierung des Eisspeichers (Abschnitt 4.3.3.1) verglichen. Dabei wurde angenommen, dass die von den Kältemaschinen erzeugte Kälteenergie dem Kälteverbrauch entspricht.

Weiterhin wurde der Einsatz der Kältemaschinen im Jahr 2017 hinsichtlich erzeugter Kälte und durchschnittlicher Leistungszahl untersucht. Da bei KM6 und KM7 nur der elektrische Verbrauch der Kältemaschine erfasst wird, bei allen anderen Kältemaschinen aber zusätzlich noch der Verbrauch der Glykolpumpe, muss dieser Verbrauch auch hier berücksichtigt werden. Dazu wurde der elektrische Verbrauch der Glykolpumpen von KM6 und KM7 über den Zeitraum von zwei Monaten mit mobilen Strommessgeräten gemessen.

Weiterhin wurde die Nutzung des Eisspeichers untersucht. Um das Zusammenspiel des Eisspeichers mit den anderen Kältemaschinen beurteilen zu können, wurden exemplarisch vier Tage im Mai genauer betrachtet. In diesem Zeitraum wurde der Eisspeicher sowohl be- als auch entladen. Außerdem gab es einen Kältebedarf der Raumluftheizung (RLT)-Anlage auf dem Gebäude 19.51, der nicht durch die Entladung des Eisspeichers gedeckt werden kann.

ERGEBNISSE

Abbildung 78 zeigt beispielhaft die tägliche Kälteerzeugung im ZPO nach Kältemaschinen vom 24. August bis 30. September 2016. Dies entspricht bis auf den 13. und 14. September auch der Kältelast im ZPO. Am 13. und 14. September haben zusätzlich die Kältemaschinen 1 und 2, die zu diesem Zeitpunkt noch nicht messtechnisch erfasst wurden, zur Kälteerzeugung beigetragen. Deshalb ist an diesen beiden Tagen die Kältelast höher als die in Abbildung 78 dargestellte Summe der Kältemaschinen 4 bis 7. Der Kälteverbrauch des ZPO liegt in der Regel zwischen 5 MWh und 12 MWh. Im Messzeitraum von Juli bis September 2016 wurde der höchste tägliche Kälteverbrauch am 11. Juli mit 13,2 MWh gemessen. Die größte stündlich auftretende Kältelast von 880 kW wurde am 25. Juli gemessen.

Abbildung 78 zeigt, dass die tägliche Kälteerzeugung bzw. der Kälteverbrauch in 70 % der Fälle unter 8 MWh liegt, was dem Energieinhalt des Eisspeichers entspricht. Die maximal stündlich auftretende Kältelast hat die maximale Entladeleistung des Eisspeichers von 900 kW im Messzeitraum nie übertroffen. Dies

bedeutet, dass der Eisspeicher im Messzeitraum in der Lage gewesen wäre, einen Großteil des täglichen Kältebedarfs zu decken.

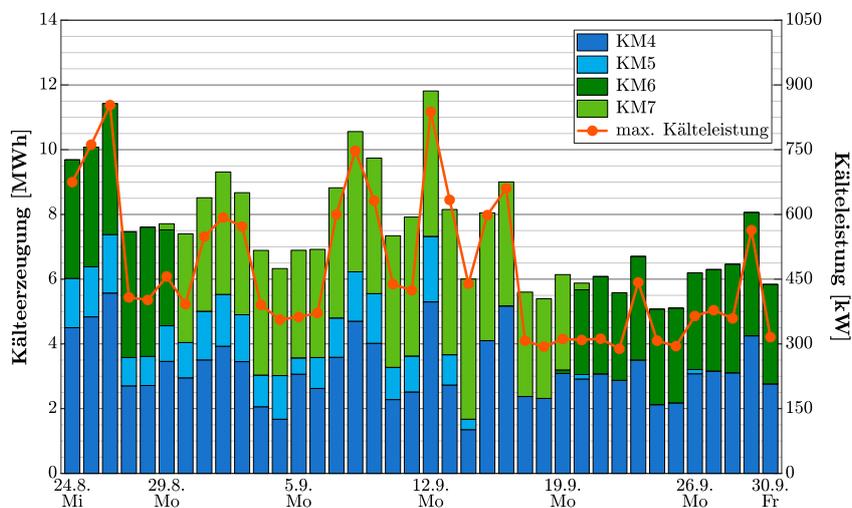


Abbildung 78 Tägliche Kälteerzeugung nach Kältemaschinen und maximale Kälteleistung im ZPO von 24. August bis 30. September 2016

Tabelle 14 zeigt die Kälteerzeugung der einzelnen Kältemaschinen und deren Leistungszahlen im Jahr 2017. Für KM6 und KM7 wurde ermittelt, dass deren Glykolpumpen einen elektrischen Verbrauch von jeweils etwa 11 kW haben. Dieser Wert ist nahezu konstant, da die Kältemaschinen mit einem konstanten Volumenstrom durchflossen werden. Dieser Verbrauch wurde bei der Ermittlung der durchschnittlichen Leistungszahlen berücksichtigt.

KM6 und KM7 machen zusammen mehr als die Hälfte der Kälteerzeugung am ZPO im Jahr 2017 aus. Dies liegt daran, dass der Standort 3 bis zum Umbau Anfang 2018 als Insel betrieben wurde. Demnach haben bis dahin die beiden Kältemaschinen den Verbrauch der Gebäude 19.05 und 19.06 gedeckt. Die durchschnittlichen Leistungszahlen dieser Kältemaschinen sind mit 3,10 und 3,54 nach KM5 die höchsten am ZPO. Eine Ursache dafür ist, dass KM6 und KM7 ganztägig verschattet sind und dadurch die Temperatur der angesaugten Luft etwas geringer ist als bei anderen Kältemaschinen.

KM4 hatte 2017 nur einen Anteil von knapp 4 % der Kälteerzeugung. Da die zugehörige Glykolpumpe dennoch ständig in Betrieb war, ergibt sich die sehr niedrige Leistungszahl von 1,30. KM5 weist dagegen mit 4,27 die beste Leistungszahl der Kältemaschinen im Jahr 2017 auf. Dies liegt daran, dass sie hauptsächlich in den kälteren Monaten Januar bis April und November im Einsatz war. Sie ist mit einer nominalen Leistung von 180 kW die kleinste Kältemaschine am ZPO und hat dementsprechend auch nur knapp 15 % der Kälte bereitgestellt.

Aufgrund des Umbaus am Standort 1 wurden KM1 und KM2 hauptsächlich ab Mai 2017 wieder eingesetzt, sodass deren Anteil an der Kälteerzeugung insgesamt nur etwa einem Viertel entsprach. Dieser Anteil soll in Zukunft steigen, vor allem, da mit

KM1 die Beladung des Eisspeichers erfolgt. Die Leistungszahlen dieser Kältemaschinen sollen im Folgeprojekt durch diverse Optimierungsmaßnahmen erhöht werden.

Tabelle 14 Kälteerzeugung, Stromverbrauch und Leistungszahlen der einzelnen Kältemaschinen für das Jahr 2017

| 2017 | KM1 | KM2 | KM4 | KM5 | KM6 | KM7 |
|------------------------------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|
| Kälteerzeugung [MWh] | 241,9 | 201,8 | 70,8 | 270,0 | 493,3 | 543,6 |
| Anteil an der Kälteerzeugung | 13,3 % | 11,1 % | 3,9 % | 14,8 % | 27,1 % | 29,8 % |
| Stromverbrauch [MWh] | 90,0 | 69,9 | 54,4 | 63,3 | 159,2 | 153,7 |
| Ø Leistungszahl | 2,69 | 2,89 | 1,30 | 4,27 | 3,10 | 3,54 |

In Abbildung 79 ist die Kälteerzeugung an den Standorten 1 und 2 vom 25. bis 28. Mai 2017 dargestellt. In diesem Zeitraum wurde auch der Eisspeicher be- und entladen. Die in der Nacht von Donnerstag auf Freitag geladene Kälteenergie von etwa 3 MWh war ausreichend, beide Standorte für etwa 32 h fast komplett mit Kälte zu versorgen. Lediglich die RLT-Anlage des Gebäudes 19.51 musste am 26. Mai von KM 4 direkt versorgt werden.

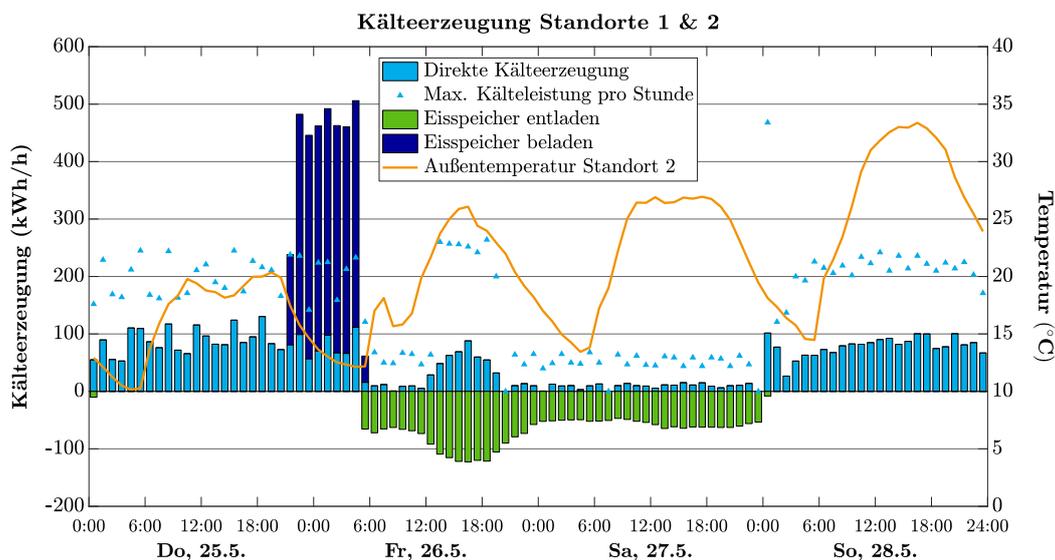


Abbildung 79 Kälteerzeugung an den Standorten 1 und 2 mit Nutzung des Eisspeichers vom 25. bis 28. Mai 2017

Die in der Abbildung ebenfalls eingezeichnet maximale Kälteleistung pro Stunde liegt in der Regel deutlich über der erzeugten Kälteenergie pro Stunde und damit der durchschnittlichen Kälteleistung. Dies liegt daran, dass die Kältemaschinen bei geringer Last oft nur mehrere Minuten pro Stunde Kälte produzieren und in der

restlichen Zeit abgeschaltet sind. Dies führt dazu, dass die Kältemaschinen mehrmals täglich anfahren müssen. Mit Hilfe der übergeordneten Steuerung und des EMS soll die Kältelast in Zukunft besser auf die einzelnen Kältemaschinen verteilt werden, sodass diese konstanter betrieben werden können.

4.3.4.3 Entwurf der Zielfunktionen

METHODIK

Es wurden Zielfunktionen sowohl mit ökologischer als auch ökonomischer Zielstellung entwickelt. Diese haben zum Ziel, die tägliche Einsatzoptimierung der Kälteerzeuger und des Eisspeichers durchzuführen. Die Flexibilität des Eisspeichers bestimmt unter anderem die Randbedingung der Optimierung.

Während bei der ökonomischen Zielfunktion der Strompreis an der Strombörse als Grundlage genommen werden kann, stellt sich bei der ökologischen Zielfunktion die Frage, wie ein ökologisches Preissignal erzeugt werden kann.

Dazu wurde die Annahme getroffen, dass es ökologisch ist, möglichst in den Zeitpunkten Strom zu verbrauchen, in denen die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks gering sind. Da die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks in der Regel nicht einen Tag im Voraus bekannt sind, wurde nach Möglichkeiten gesucht, diese abzuschätzen. Dazu wurden Korrelationsanalysen zwischen CO₂-Emissionen und bekannten Day-Ahead-Größen durchgeführt. Als Datengrundlage diente dabei die Transparenzplattform der ENTSO-E [56].

Zusätzlich wurden mögliche Strompreismodelle als Anreiz zur Lastverschiebung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und CO₂-Einsparungen analysiert und auf dem internationalen ETG-Kongress 2017 Ende November in Bonn vorgestellt [57]. Untersuchungen an Wohn- und Bürogebäuden zum Beitrag von nutzerabhängigen Strompreisen bei der Lastverschiebung wurden bereits in [58], [59] durchgeführt. In [58] wird gezeigt, dass in ausgewählten Zeiträumen bis zu 50 % der Energiekosten in einem Bürogebäude eingespart werden können. Die in [59] verwendeten dynamischen Strompreise eines nordamerikanischen Stromversorgers weisen hohe Unterschiede innerhalb eines Tages auf. Dadurch können mit Hilfe von Lastverschiebung die Stromkosten deutlich gesenkt werden. In Deutschland entfallen allerdings weniger als 25 % des Strompreises auf Beschaffung und Vertrieb. Die weiteren Bestandteile sind staatlich veranlasste Komponenten wie Entgelte, Umlagen und Steuern, wobei die EEG-Umlage einen Anteil von über 40 % am Strompreis aufweist [60]. Aus diesem Grund wurden neben einem flexiblen Großhandelspreis insbesondere Preismodelle mit flexibler EEG-Umlage untersucht.

In [61] wurde ein Ansatz zur Dynamisierung der EEG-Umlage erarbeitet, der auf dem Spotmarktpreis basiert. Die Auswirkungen einer solchen Dynamisierung werden in

[62] und [63] behandelt. Der Effekt einer flexiblen EEG-Umlage auf die CO₂-Emissionen der Energieerzeugung wird dort allerdings nicht betrachtet. Daher wurde hier zusätzlich ein Modell mit flexibler EEG-Umlage basierend auf der Residuallast entwickelt.

ERGEBNISSE

Es wurde festgestellt, dass der Börsenstrompreis (hier: Day-Ahead EPEX Spot PHELIX) mit den CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks bereits gut korreliert. Für das Jahr 2015 konnte hierbei ein Korrelationskoeffizient von 0,66 errechnet werden. Ein deutlich höherer Wert von 0,85 wird erreicht, wenn die Residuallast und die CO₂-Emissionen im 50Hertz-Gebiet betrachtet werden (Abbildung 80). Unter Residuallast wird die Last abzüglich der erneuerbaren Erzeugung in der 50Hertz-Regelzone verstanden. Durch dieses Vorgehen wird auch die Regionalität der auftretenden CO₂-Emissionen berücksichtigt.

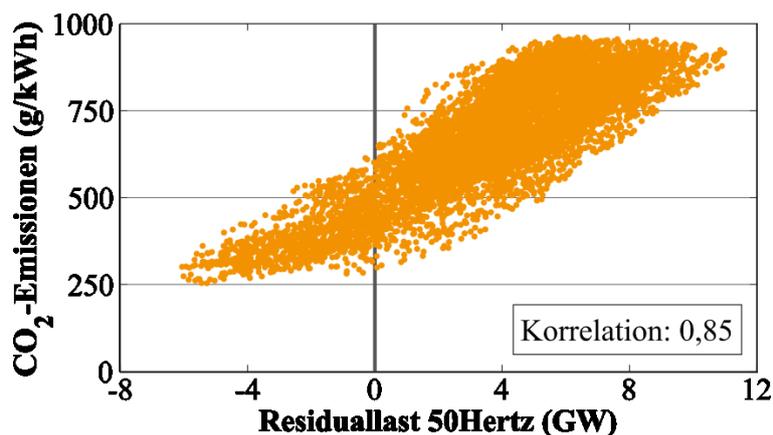


Abbildung 80 Korrelation zwischen CO₂-Emissionen und Residuallast im 50Hertz-Gebiet 2015

Da die tatsächliche Residuallast nicht tags zuvor bekannt ist, wird auf die Prognosen von Wind- und PV-Erzeugung sowie der Regelzonenlast zurückgegriffen. Für das Jahr 2015 konnte hierfür ein dennoch sehr hoher Korrelationskoeffizient von 0,83 berechnet werden.

In dem Beitrag zur Analyse der Wechselwirkung von CO₂-Einsparungen und Strompreismodellen für eine Liegenschaft mit Eisspeicher wurden drei flexible Strompreismodelle $c_{el,1}$, $c_{el,2}$ und $c_{el,3}$ mit einem konstanten Strompreis $c_{el,ref}$ verglichen. Neben dem Börsenstrompreis wurde auch die EEG-Umlage als wesentlicher Bestandteil des Strompreises dynamisiert.

Bei den Strompreisen $c_{el,1}$, $c_{el,2}$ und $c_{el,3}$ wird ein flexibler Preis für Beschaffung und Vertrieb verwendet, der vom Börsenstrompreis abhängt. Während beim Strompreis $c_{el,1}$ eine konstante EEG-Umlage angenommen wird, wird diese bei den Preismodellen $c_{el,2}$ und $c_{el,3}$ dynamisiert. Bei $c_{el,2}$ wird der Börsenstrompreis als Index

für die EEG-Umlage herangezogen. Die EEG-Umlage entspricht damit dem 1,2-fachen des Börsenstrompreises, minimal jedoch 0 ct/kWh. Maximal soll die dynamisierte EEG-Umlage das Doppelte der Umlage für Standardlastprofilkunden betragen, für das Jahr 2016 also 12,68 ct/kWh. Um einen Anreiz zu schaffen, CO₂-Emissionen zu reduzieren, wird bei $c_{el,3}$ die EEG-Umlage so dynamisiert, dass sie mit den CO₂-Emissionen der 50-Hertz-Regelzone korreliert. Bei einer Residuallast von 0 GW beträgt sie 0 ct/kWh, bei 12 GW 12,68 ct/kWh. In Tabelle 15 sind die untersuchten Strompreismodelle gegenübergestellt.

Tabelle 15 Übersicht über die untersuchten Strompreismodelle

| Preiskomponente | $c_{el,ref}$ | $c_{el,1}$ | $c_{el,2}$ | $c_{el,3}$ |
|-------------------------------|--------------|---|--|--|
| Entgelte, Umlagen und Steuern | 4,66 ct/kWh | | | |
| Beschaffung und Vertrieb | 3,4 ct/kWh | -2 bis 8 ct/kWh (abhängig von Börsenstrompreis) | | |
| EEG-Umlage | 6,34 ct/kWh | | 0 bis 12,68 ct/kWh (abhängig von Börsenstrompreis) | 0 bis 12,68 ct/kWh (abhängig von Residuallast) |
| Gesamt | 14,4 ct/kWh | 9 bis 19 ct/kWh | 2,66 bis 25,34 ct/kWh | 2,66 bis 25,34 ct/kWh |

In Abbildung 81 sind die jährlichen Stromkosten und CO₂-Emissionen für die unterschiedlichen Strompreismodelle für das Beispielszenario dargestellt. Eine Flexibilisierung der EEG-Umlage abhängig vom Börsenstrompreis, wie beim Preismodell $c_{el,2}$, führt zu niedrigeren Kosten, aber nicht zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen. Wird die EEG-Umlage dagegen abhängig von der Residuallast flexibilisiert, wie bei $c_{el,3}$, führt dies zu 20 % niedrigeren Kosten und 4 % geringeren CO₂-Emissionen.

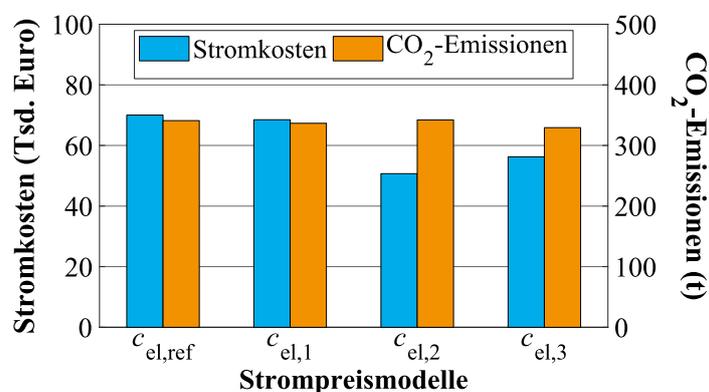


Abbildung 81 Jährliche Stromkosten und CO₂-Emissionen für unterschiedliche Strompreismodelle

4.3.4.4 Systemtest im Smart Grid Labor

METHODIK

Im Rahmen des Systemtests im Smart Grid Labor wurde die Schnittstelle zwischen dem Kältenetz und dem Smart Grid durch Einbindung der Kältemaschine als elektrische Last im elektrischen Versorgungsnetz demonstriert und evaluiert. Zu diesem Zweck wurde ein digitaler Echtzeitsimulator verwendet, in dem sowohl Lastflüsse als auch transiente Vorgänge in einem simulierten Smart Grid in Echtzeit abgebildet werden können. Der Verbrauch von elektrischer Energie durch die reale Kältemaschine wurde dabei kontinuierlich gemessen und als elektrische Last im Echtzeitsimulator modelliert.

ERGEBNISSE

Der verwendete Aufbau zur Anbindung des Typhoon-Echtzeitsimulators an das Kältenetz im Smart Grid Labor wird in Abbildung 75 skizziert. Das Testsystem im Echtzeitsimulator besteht hauptsächlich aus zwei Komponenten, einer Kältemaschine und einer PV-Anlage, die an das Stromnetz angeschlossen sind. Das Stromnetz wird als ideale Spannungsquelle mit konstanter Spannung und konstanter Frequenz modelliert. Die simulierte PV-Anlage ist über einen Wechselrichter an das Stromnetz angebunden. Die Kältemaschine wird in der Simulation als Stromquelle modelliert, die als Eingänge die real gemessenen Ströme der echten Kältemaschine im Labor nutzt. Mit Hilfe der Plug- und Supply-Schnittstelle konnten die Verläufe von Strom und Spannung an der Kältemaschine hochaufgelöst aufgenommen werden.

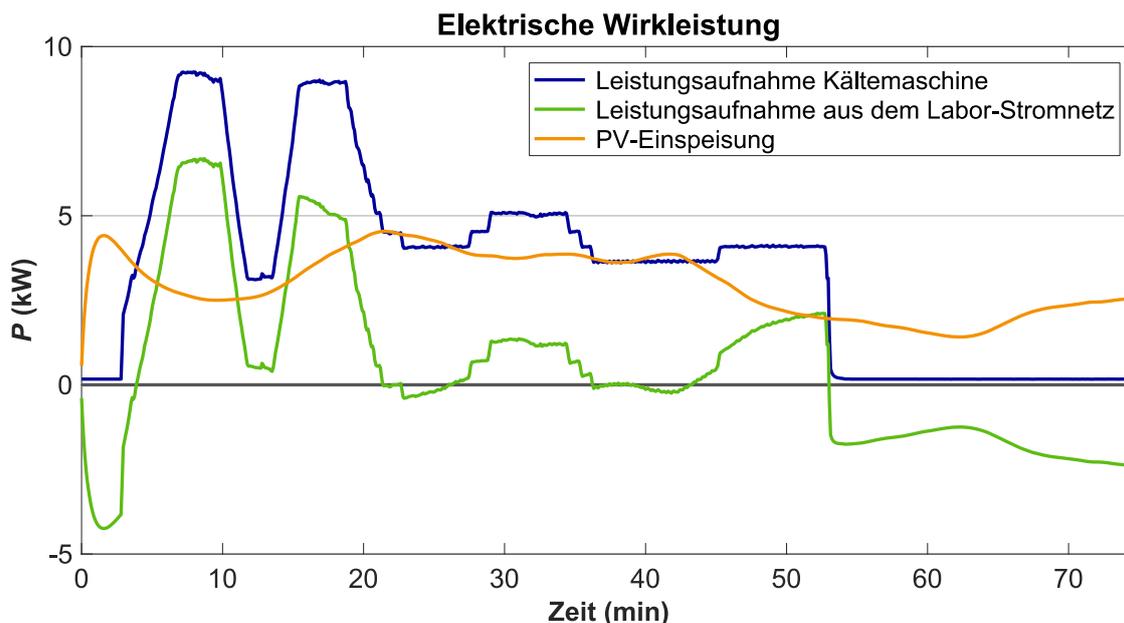


Abbildung 82 Verlauf der Wirkleistung von Kältemaschine, PV-Anlage und Labor-Stromnetz in der Simulation im Echtzeitsimulator

Abbildung 82 zeigt den Verlauf der Wirkleistung von Kältemaschine, PV-Anlage und Labor-Stromnetz über einen Zeitraum von 75 Minuten. Dadurch, dass der Wechselrichter für die PV-Anlage ideal modelliert worden ist, gibt es keine sichtbaren Schwankungen in der Leistungskurve der PV-Anlage. Wie der Grafik zu entnehmen ist, ist die Leistung, die vom Stromnetz bezogen wird, definiert als die Differenz zwischen PV-Einspeisung und Stromaufnahme der Kältemaschine.

Die Messdaten werden an die Steuerungs- und Monitoring-Plattform C2Mon im Smart Grid Labor übertragen und können mit Hilfe von Grafana live angezeigt werden. Grafana ist ein Anzeige-System, das mit dem C2Mon-System verbunden ist. Abbildung 83 zeigt beispielhaft die Aufzeichnung von thermischen Messdaten einer Messreihe. Im oberen Bildausschnitt ist das Profil der Kältelast dargestellt, die durch den Lastsimulator verursacht wird. Der untere Bereich zeigt Volumenstrom, Vorlauf- und Rücklauftemperatur der Kältemaschine. Neben Verläufen können in Grafana auch aktuelle Werte angezeigt werden.



Abbildung 83 Visualisierung von Messdaten im Kältenetz mittels Grafana

4.3.4.5 Modellbildung im EMS

METHODIK

Basierend auf Abbildung 66 kann ein Modell für das Kältenetz, inklusive der Kältemaschinen, Eisspeicher und Freikühler abgeleitet und in ein Optimierungsproblem überführt werden. Die Modelle der einzelnen Komponenten definieren z. B. für eine Kältemaschine, wieviel elektrische Leistung für eine bestimmte Kälteleistung erforderlich ist. Diese ist abhängig von der Außentemperatur

und der Auslastung der Maschine. Das Modell beinhaltet auch Randbedingungen, wie minimale und maximale Laufzeit der Maschine.

Als Lösung des Optimierungsproblems kommt heraus, wie die Kältemaschinen, der Eisspeicher und das Kältenetz angesteuert werden müssen, um bei externen Rahmenbedingungen (Wetter, Tarife, CO₂-Kosten, Laufzeit der Maschine) die gegebene Kältelast zu möglichst geringen Kosten (z. B. €/CO₂) zu decken.

Das GNU Model ist eine Gleichung, welche die Leistungszahl (COP) der Kältemaschine basierend auf den Betriebsparametern vorhersagen kann. So ist z. B. die Leistungszahl abhängig von der Einlasstemperatur (Rücklaufstemperatur) $\vartheta_{e,in}$ des Kaltwassers in den Verdampfer der Kältemaschine, von der Einlasstemperatur des Fluids im Kondensator $\vartheta_{c,in}$ und der aktuellen Kälteleistung \dot{Q}_{co} der Anlage.

$$\frac{\vartheta_{e,in}}{\vartheta_{c,in}} \cdot \left(1 + \frac{1}{COP}\right) - 1 = \beta_1 \cdot \frac{\vartheta_{e,in}}{\dot{Q}_{co}} + \beta_2 \cdot \frac{\vartheta_{c,in} - \vartheta_{e,in}}{\vartheta_{c,in} \cdot \dot{Q}_{co}} + \beta_3 \cdot \frac{\dot{Q}_{co}}{\vartheta_{c,in}} \cdot \left(1 + \frac{1}{COP}\right) \quad (8)$$

Da das GNU Model ein „Grey Box“ Model ist, haben die Koeffizienten β_1 , β_2 und β_3 eine physikalische Bedeutung. Der Parameter β_1 steht für die totale interne Entropieproduktion, während β_2 für den „thermischen Widerstand“ der internen Wärmetauscher der Kältemaschine steht. An letzter Stelle sind die Wärmeverluste durch β_3 abgebildet. Die Parameter β_1 , β_2 und β_3 werden mittels Regressionsmethoden und experimentellen Werten berechnet.

ERGEBNISSE

Abbildung 84 zeigt eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den Herstellerdaten und den Ergebnissen des GNU Models. Eine kleine Abweichung kann man für 5 °C Umgebungstemperatur und von 50 % bis 60 % Teillast erkennen. Eine Begründung für diese Abweichung ist, dass es vor der Kältemaschine noch Freikühler gibt, deren Betriebskonzept noch nicht abschließend geklärt ist. Die Freikühler unterstützen die Kältemaschine bei kleiner Umgebungstemperatur (insbesondere unter 15 °C). Der Einfluss der Freikühler auf die Leistungszahl der Kältemaschine wird durch Messdaten genauer untersucht.

Das GNU Model kann die RTAC 170 Kältemaschine sehr gut abbilden. Daher wird es für die Beschreibung der Kältemaschinen in der EMS-Planung implementiert.

Bei der Implementierung des Eisspeichermodells für das EMS muss das allgemeine Modell des Eisspeichers (s. o.) vereinfacht werden. Da das EMS-Eisspeichermodell während des laufenden Betriebs für die Echtzeit-Optimierung verwendet wird, wurde der Rechenaufwand deutlich reduziert (Vereinfachungen auf Kosten der Genauigkeit, Vermeiden von nichtlinearen Zusammenhängen). Das Energiemanagementsystem führt während des laufenden Betriebs (Online-EMS) wiederholt Rechnungen durch und gleicht die Abweichungen von der Planung aus. Daher ist nur eine relativ geringe Modellgenauigkeit (~10 %) erforderlich.

Für die Parameterbestimmung des Modells ist das Datenblatt des Herstellers nicht ausreichend. Um das Modell zu validieren und zu parametrieren wurden Messungen am Standort durchgeführt. Die praktische Schwierigkeit besteht unter anderem darin, dass für ein komplettes Modell jeweils die Außentemperaturen und thermische Lasten über den kompletten Bereich gemessen werden müssen. Da sich beide Faktoren vom Projektteam nicht beeinflussen lassen, ist für diese Messungen ein hoher Zeitbedarf erforderlich.

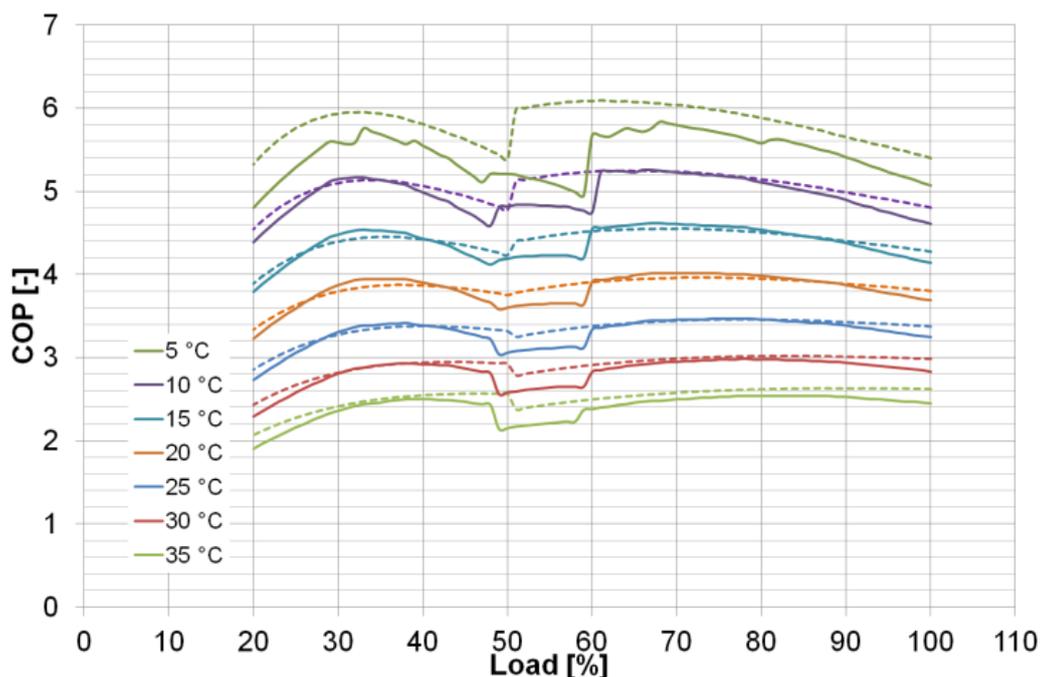


Abbildung 84 Verhältnis der Leistungszahl über der Teillast für mehrere Umgebungstemperaturen, Herstellerdaten (Linie) - GNU Model (Dot-Linie)

Die Stillstandverluste des Eisspeichers wurden in ersten Langzeitversuchen ausgewertet. In erster Näherung kann mit einem Verlust von 0,02 %/h gerechnet werden.

Wie in „AP 2.1 – Systemdesign für Energiemanagement“ erläutert, führt das Energiemanagementsystem am Tag vor dem eigentlichen Energiebezug eine Planungsrechnung basierend auf Vorhersagen durch. Diese dient dazu die Ein- und Ausschaltzeitpunkte der Kältemaschinen zu ermitteln und das Laden/-Entladen des Eisspeichers zu steuern. Gleichzeitig dient die Planungsrechnung als Referenz für eine Steuerung des Systems bei Abweichungen von der Vorhersage. Bei größerer Abweichung kann es sinnvoll sein, auch innerhalb eines Tages eine aktualisierte Planungsrechnung auf aktuellen Messwerten durchzuführen.

Im ersten Schritt wird im Folgeprojekt nur Standort 1 automatisiert betrieben, d. h. alle Kältelasten werden von KM1, KM2 und dem Eisspeicher bedient (Betriebsfall 1). Für diesen Fall wurden Planungsrechnungen durchgeführt, wie unten beispielhaft für den 3. April 2018 erläutert.

Basierend auf Wettervorhersagen, den historischen Messdaten der thermischen Last und der elektrischen Grundlast wird der Betrieb der Kompressionskältemaschinen und des Eisspeichers geplant. Optimierungsziel ist hier der preisoptimale elektrische Leistungsbezug an einem virtuell definierten Netzanschlusspunkt (PCC) auf dem Campus. Für die Preiskurven wird ein realistischer Tag- und Nachtarif angenommen. Von 0:00 Uhr bis 6:00 Uhr sind die Kosten pro kWh Strom günstig, ansonsten ist es teuer. Analog lassen sich auch CO₂-Kosten abbilden, so dass sich ein ökologisch optimaler Strombezug realisieren lässt.

In Abbildung 85 und Abbildung 86 sind die vorhergesagten thermischen und elektrischen Lasten dargestellt. Die maximale Last liegt bei der Kältebelastung an diesem Tag bei 160 kWh. Im Beispiel ist aufgrund der geringen Datenmenge eine relativ kleine Abweichung zwischen Vorhersage und tatsächlichem Verbrauch erkennbar, da die untersuchten Tage ein relativ ähnliches Profil aufweisen. Bei stark unterschlichen Kälteprofilen ist die Vorhersage, insbesondere bei thermischen Lasten, deutlich schlechter. Es werden während der Projektlaufzeit des Folgeprojektes noch Untersuchungen und Versuche durchgeführt, wie sich die Vorhersagequalität der thermischen Lasten verbessern lässt.

Eine Abweichung der realen Kältebelastung von der Vorhersage muss im Betrieb durch die vorhandene Flexibilität (Kältemaschinen/Eisspeicher) kompensiert werden. Dies kann z. B. dazu führen, dass dem Eisspeicher im Hochpreis-Fenster mehr Kälte entnommen wird, als geplant und er dafür im Niedrigpreisenster mehr geladen werden muss.

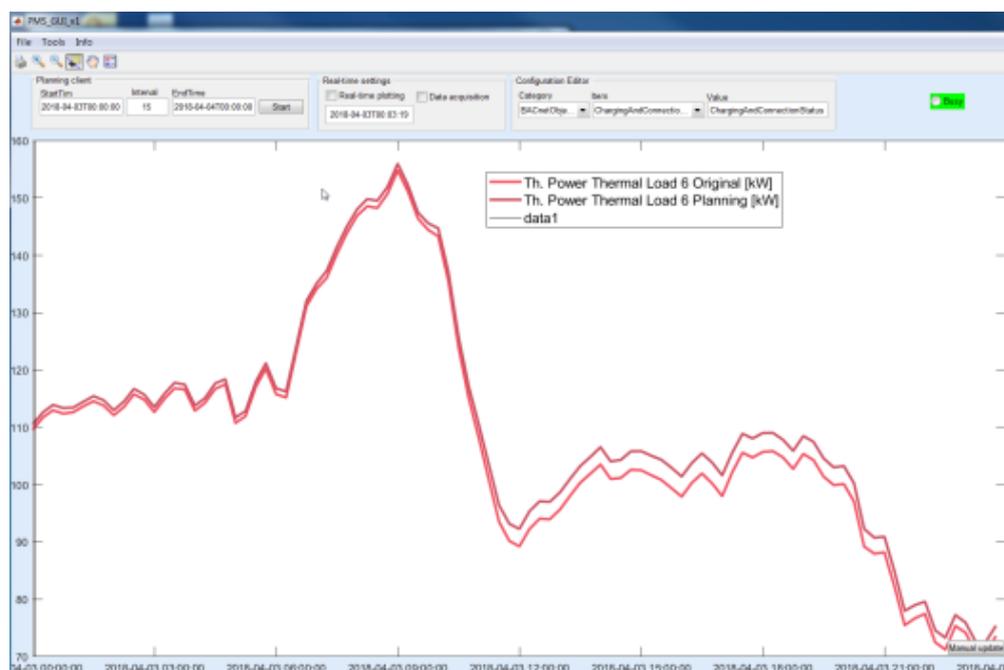


Abbildung 85 Vorhersage der thermischen Grundlast (Kälte)

Die elektrische Vorhersage ist für diesen Tag in Abbildung 86 dargestellt.



Abbildung 86 Vorhersage der elektrischen Grundlast

Abbildung 87 zeigt, wie Eisspeicher und Kältemaschinen eingesetzt werden, um die thermische Last zu decken. Wenn keine Kältemaschine angeschaltet ist, wird das Kältenetz aus dem Eisspeicher versorgt. Dies wird als negative thermische Leistung dargestellt.

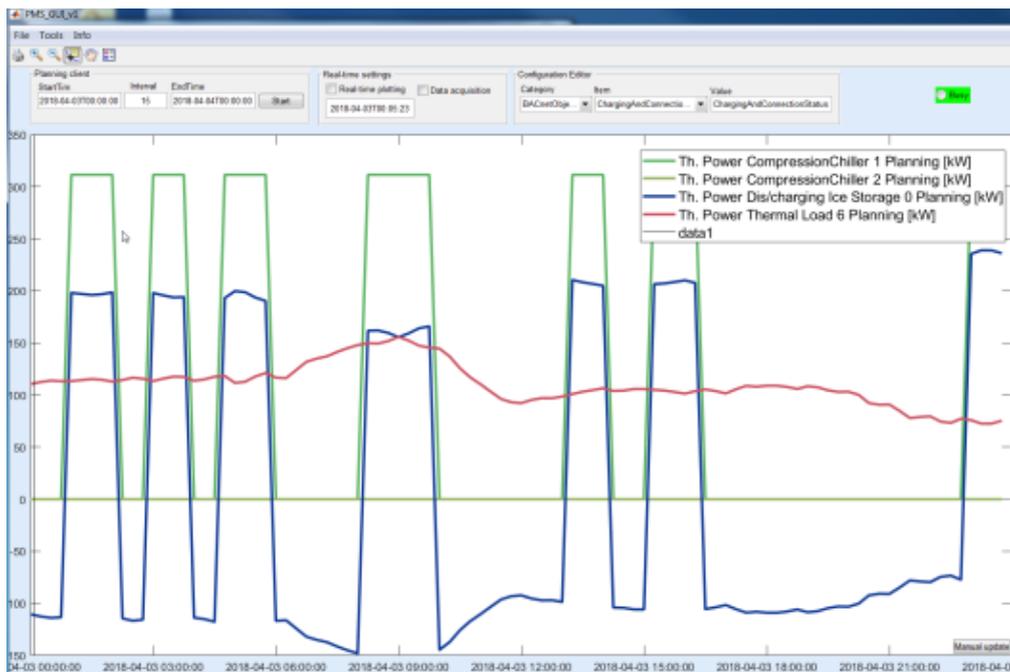


Abbildung 87 Thermische Erzeugung KM1, KM2, Eisspeicher

Im gezeigten Beispiel wurde die Kapazität des Eisspeichers auf 1/12 (1 Container) des eigentlichen Werts reduziert, um die Funktionsweise des EMS zu erläutern. In Abbildung 88 ist der elektrische Energiebezug der Kältemaschinen, die elektrische Grundlast, die Last am virtuellen Netzanschlusspunkt und der Füllstand des Eisspeichers dargestellt.

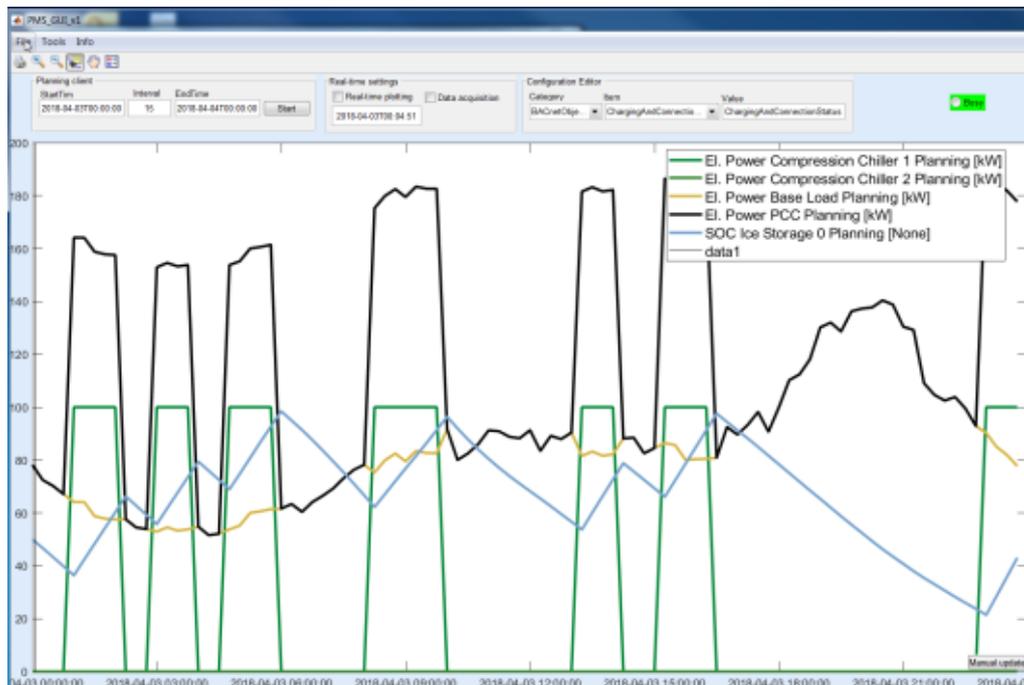


Abbildung 88 Elektrische Verbräuche KM1, KM2 und el. Grundlast mit Profil am Netzanschlusspunkt (PCC)

Als Rahmenbedingung für die Optimierung der Planung wurde angegeben, dass der Eisspeicher am Ende/zu Beginn zu 50 % gefüllt ist. Erkennbar ist, dass der Eisspeicher vorzugsweise von KM1 im Niedrigpreisfenster geladen wird. Am Beginn des Hochpreisfensters ist der Eisspeicher vollgeladen. Da eine Peak-Leistungspreiskomponente (neben dem Arbeitspreis pro kWh) des Strompreises angegeben wurde, wird vermieden die Kältemaschinen im Bereich um 20 Uhr zu verwenden, da dort die maximale elektrische Grundlast auftritt. Insgesamt liegt die maximale elektrische Leistung am Netzanschlusspunkt so immer unter 180 kW. KM2 ist in diesem Beispiel ineffizienter als KM1 und wird daher nicht eingeschaltet.

4.3.4.6 Integration einer standortspezifischen ökonomischen und ökologischen Zielfunktion in das EMS

METHODIK

Im Rahmen des Projektes sollte ein EMS entwickelt werden, welches die Optimierung des Betriebes des Kältenetzes wahlweise unter ökologischen oder ökonomischen Kriterien durchführen kann.

Grundlage für die ökonomische Optimierung bildet die Abbildung der Stromkosten durch mehrere Zeitreihen.

Folgende Preismodelle kommen hierfür in Frage:

- Dynamische tagesaktuelle Preissignale des Energieversorgers
- Tag-/Nacht-Tarif mit Peak-Leistungskomponente, z. B.
 - 6-22 Uhr teuer, 22-6 Uhr billig
 - Preis für max. 15 min; Leistungspreis über ein Jahr z. B. 120 €/kW
- Bandtarife, z. B.
 - für den Energiebezug in einem festgelegten Bandbereich (z. B. 150 kW bis 175 kW) wird ein vergünstigter Bezugspreis angeboten (fixer und variabler Anteil möglich), für Mehr- oder Minderverbrauch wird ein erhöhter bzw. der Standardtarif verrechnet. (EWL Luzern)

Während bei der ökonomischen Zielfunktion ein dynamischer Strompreis (Strombörse) oder variable Preismodelle als Grundlage genommen werden können, stellt sich bei der ökologischen Zielfunktion die Frage, wie ein ökologisches Preissignal erzeugt werden kann.

Es wurde die Annahme getroffen, dass es ökologisch ist, in den Zeitpunkten Strom zu verbrauchen, in denen die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks möglichst gering sind. Zur Ermittlung der mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen wird der jeweilige Stromerzeugungsmix mit ökobilanziellen Hintergrunddaten (Global Warming Potenzial (GWP), Datenbank ecoinvent 3.3, Bewertungsmethode ReCiPe) bewertet. Alternativ können auch die Primärenergiefaktoren herangezogen werden.

Da die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks in der Regel nicht einen Tag im Voraus bekannt sind, sondern nur Prognosen für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie veröffentlicht werden, wurde nach Möglichkeiten gesucht, diese Emissionen abzuschätzen.

Als Basis wurde ein residuallast-basierter Ansatz gewählt, der die CO₂-Emissionen in Relation zu der Residuallast ermittelt, wie im Abschnitt 4.3.4.3 beschrieben.

Die Residuallast zu einem bestimmten Zeitpunkt ergibt sich aus den Day-Ahead-Prognosen für die Gesamtlast in der 50Hertz-Zone und der Erzeugung von erneuerbaren Energien aus Wind oder Photovoltaik.

Residuallast = Regelzonenlast – (PV-Einspeisung + Wind-Einspeisung)

Als Grundlage werden die auf der „entso-e transparency platform“ veröffentlichten Day-Ahead-Prognosen herangezogen [56].

Für gespeicherte Kälte wird der sich aus dem Strombedarf und zugehörigem CO₂-Emissionswert zum Zeitpunkt der Erzeugung ergebende mittlere CO₂-Emissionswert angenommen.

ERGEBNISSE

Die bestehende EMS-Lösung ist in der Lage tagesaktuelle Preissignale des Energieversorgers in der Optimierung zu berücksichtigen. Im Rahmen des Projektes bestand nicht die Möglichkeit tagesaktuelle Preissignale des Energieversorgers einzubinden, da dieser solche Tarife nicht zur Verfügung stellt. Neben der Bereitstellung tagesaktueller Preissignale durch den Energieversorger kann die Optimierung auch auf Basis festgelegter Preismodelle erfolgen.

Für die ökologische Optimierung wurde alternativ zu den Preismodellen eine CO₂-Emissions-Prognosekurve des Stromnetzes für den Folgetag entwickelt. Hierdurch ist eine Optimierung des Netzbezugs im Hinblick auf eine Präferenzierung von Zeiten mit niedrigen Treibhausgas-Emissionen im Stromnetz möglich.

QUELLEN

- [48] Z. Li and Y. Xu, "Optimal coordinated energy dispatch of a multi-energy microgrid in grid-connected and islanded modes," *Applied Energy*, vol. 210, pp. 974–986, 2018.
- [49] M. Geidl and G. Andersson, "A modeling and optimization approach for multiple energy carrier power flow," in *IEEE Power Tech Russia*, June 2005, pp. 1–7.
- [50] M. Geidl and G. Andersson, "Optimal power dispatch and conversion in systems with multiple energy carriers," in *15th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Aug 2005.
- [51] M. Geidl and G. Andersson, "Operational and topological optimization of multi-carrier energy systems," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, Nov 2005, pp. 1–6.
- [52] M. Geidl, G. Koepfel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, and K. Fröhlich, "Energy hubs for the future," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 1, pp. 24–30, Jan 2007.
- [53] P. Sreedharan and P. Haves, "Comparison of chiller models for use in model-based fault detection," in *International Conference for Enhanced Building Operations (ICEBO)*, 2001.
- [54] M. Hydeman and K. L. Gillespie, "Tools and techniques to calibrate electric chiller component models," *ASHRAE Transactions*, vol. 108, no. 1, pp. 733–741, 2002.
- [55] P. S. Mark Hydeman, Nick Webb and S. Blanc, "Development and testing of a reformulated regression-based electric chiller model," *ASHRAE Transactions*, vol. 108, no. 2, pp. 1118–1127, 2002.
- [56] <https://transparency.entsoe.eu/>
- [57] S. Bschorer, M. Kuschke and K. Strunz, "Analyse der Wechselwirkung von CO₂-Einsparungen und Strompreismodellen für eine Liegenschaft mit

- Eisspeicher,” *International ETG Congress 2017*, Bonn, 28. – 29. November 2017.
- [58] I. Georgievski, V. Degeler, G. A. Pagani, T. A. Nguyen, A. Lazovik and M. Aiello, “Optimizing Energy Costs for Offices Connected to the Smart Grid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, Dez. 2012, pp. 2273-2285.
- [59] S. Li, D. Zhang, A. B. Roget and Z. O’Neill, “Integrating Home Energy Simulation and Dynamic Electricity Price for Demand Response Study,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, Mrz 2014, pp. 779-788.
- [60] BDEW, “BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017,” Berlin, 2017.
- [61] Ecofys Germany, “Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage,” Berlin, 2014.
- [62] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., “Strommarkt-Flexibilisierung – Hemmnisse und Lösungskonzepte,” Bochum, 2015.
- [63] Frontier Economics, “Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage,” London, 2016.

4.3.5 AP 2.5 - Verwertung der Ergebnisse

ZIELSETZUNG

Zur Verwertung der Ergebnisse sollten zunächst die theoretischen Einsparungen visualisiert und bewertet werden. Dazu wurde gezeigt, welchen Beitrag der Eisspeicher zur Primärenergieeinsparung erbringen kann. Außerdem wurde präsentiert, wie der Nutzen des Eisspeichers zu bestimmten Zeitpunkten quantifiziert werden kann.

Ein weiteres Ziel war es, das komplexe Thema „Smart Grid“ anschaulich zu erklären. Dazu wurde die interaktive Smart.Grid App entwickelt, die sowohl auf Smartphones als auch über einen Webbrowser zugänglich ist.

Abschließend sollte die Kosteneffizienz der einzelnen Maßnahmen bewertet werden. Damit soll es möglich sein, die Kosten bei zukünftigen Anwendungsfällen besser abschätzen zu können.

AUFGABEN

- Visualisierung und Bewertung der theoretischen Einsparungen
- Interaktive Demonstration mittels Applikation für Smartphones: Smart.Grid App
- Aussage zu Kosteneffizienz der einzelnen Maßnahmen

4.3.5.1 Visualisierung und Bewertung der theoretischen Einsparungen

METHODIK

Welchen Beitrag der Eisspeicher zur Primärenergieeinsparung erbringen kann, wurde auf der „3. Dialogplattform Power-to-Heat“, die im Mai 2017 in Berlin stattfand, präsentiert [64]. Als Grundlage für die Kältelast wurde die gemessene Kälteerzeugung im ZPO in einer Novemberwoche herangezogen. Die Deckung dieser Kältelast wurde anschließend optimiert, um möglichst wenig Primärenergie für die Kälteerzeugung zu verbrauchen. Erste Priorität hatte dabei die Nutzung von EE-Überschusstunden, also Stunden, in denen in der 50Hertz-Regelzone mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt als verbraucht wurde. In Stunden ohne EE-Überschuss wurde ein ökologisches Strompreissignal verwendet.

Auf der internationalen Konferenz „Innovative Smart Grid Technologies Europe“ wurde im September 2017 ein Ansatz präsentiert, wie der Nutzen eines Eisspeichers zu bestimmten Zeitpunkten quantifiziert werden kann [65]. Neben dem flexiblen Strompreis spielt hier die Außentemperatur eine große Rolle, da der Wirkungsgrad (COP) der Kältemaschinen stark davon abhängt, wie in Abschnitt 4.3.4.1 dargestellt.

In der Literatur gibt es bereits verschiedene Ansätze für den optimalen Einsatz von thermischen Erzeugern und Speichern [66] - [69]. Der elektrische Energieverbrauch und die Stromkosten werden hier für verschiedene Strompreismodelle verglichen. Neben dem Vergleich der Strompreismodelle wird in [70] auch die Nutzung erneuerbarer Energien betrachtet. In all diesen Untersuchungen werden die gesamten Betriebskosten für den betrachteten Zeitraum berechnet. Zusätzlich dazu wäre allerdings eine detaillierte Analyse der Einsatzzeiten wertvoll, um den Nutzen des Speichereinsatzes für jedes Zeitintervall quantifizieren zu können.

In dem Beitrag auf der ISGT wurde deshalb eine „Cost Ratio Analysis“ eingeführt und am Beispiel des ZPO erläutert. Die „Cost Ratio“ ist dabei definiert als Quotient der Stromkosten für die Beladung des Eisspeichers und der Stromkosten für die direkte Kälteerzeugung. Ist der Quotient kleiner als 1, ist die Nutzung des Eisspeichers für die untersuchten Zeitpunkte günstiger als die direkte Kälteerzeugung. Analog zur „Cost Ratio“ kann auch eine „Carbon Emissions Ratio“ definiert werden, die statt des Strompreises die CO₂-Emissionen berücksichtigt.

ERGEBNISSE

In Abbildung 89 ist die Kälteerzeugung am ZPO ohne und mit Eisspeicher in einer Novemberwoche dargestellt. Es ist zu erkennen, dass beispielsweise am Freitag, an dem es 11 EE-Überschuss-Stunden gibt, der Eisspeicher beladen wird. Am Samstag wird die Kältelast fast vollständig durch die Entladung des Eisspeichers gedeckt. Können pro Jahr 500 solcher EE-Überschuss-Stunden genutzt werden, um den

Eisspeicher zu laden, kann eine Primärenergieeinsparung von ca. 10 % erreicht werden.

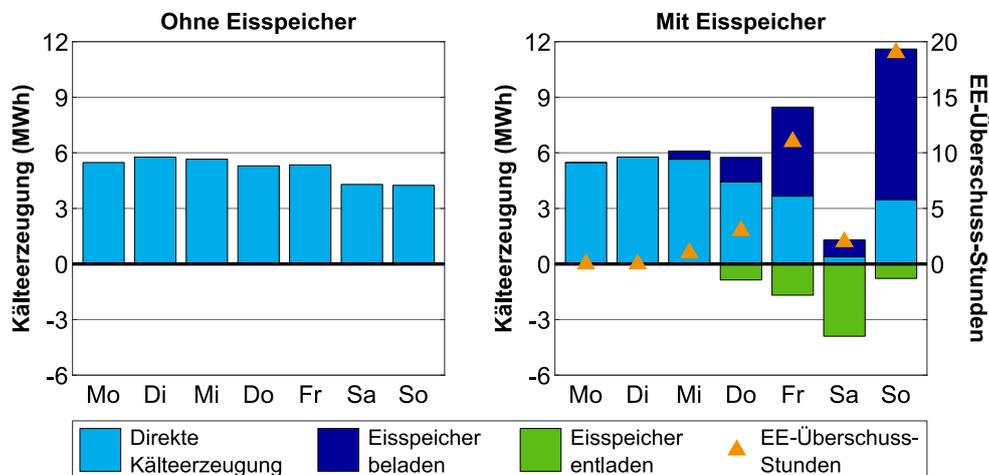


Abbildung 89 Kälteerzeugung am ZPO ohne und mit Eisspeicher in einer Novemberwoche

Der in dem Beitrag auf der ISGT vorgestellte Ansatz geht davon aus, dass eine Kältelast $E_{1d,co}$ im Zeitraum T_n gedeckt werden muss. Dies kann einerseits durch direkte Kälteerzeugung der Kältemaschine im selben Zeitraum T_n erfolgen. Soll dagegen der Eisspeicher genutzt werden, muss dieser in einem Zeitraum T_{n-k} vorher geladen und während T_n entladen werden. Dabei sind zwingend die Lastprofile der Kältemaschine zu berücksichtigen, vor allem hinsichtlich der Abhängigkeiten von Außentemperatur und Vorlauftemperatur.

Die „Cost Ratio“ χ_{el} kann dann als Verhältnis zwischen den Stromkosten für die Beladung des Eisspeichers und den Stromkosten für die direkte Kälteerzeugung definiert werden:

$$\chi_{el} = \frac{C_{el}(T_{n-k})}{C_{el}(T_n)} = \frac{c_{el}(T_{n-k})}{c_{el}(T_n)} \cdot \frac{E_{chi,el}(T_{n-k})}{E_{chi,el}(T_n)} \quad (9)$$

wobei C_{el} die Kosten für den Stromverbrauch, c_{el} den Strompreis und $E_{chi,el}$ den Stromverbrauch repräsentieren. Analog dazu kann die „Carbon Emissions Ratio“ als Verhältnis zwischen den CO_2 -Emissionen, verursacht durch den elektrischen Verbrauch der Kältemaschine, definiert werden:

$$\chi_{CO_2} = \frac{CO_2(T_{n-k})}{CO_2(T_n)} \cdot \frac{E_{chi,el}(T_{n-k})}{E_{chi,el}(T_n)} \quad (10)$$

Mit höherer Außentemperatur steigt auch der elektrische Bedarf der Kältemaschine. Da beim Beladen des Eisspeichers das Kältemittel auf -5 °C heruntergekühlt werden muss, ist dies in vielen Fällen mit einem höheren Stromverbrauch verbunden als bei der direkten Kälteerzeugung, bei der eine Vorlauftemperatur von 4 °C angestrebt wird.

Abbildung 90 zeigt dieses Verhältnis der Stromverbräuche in Abhängigkeit der Kälte für verschiedene Außentemperaturen. Bei einer Kältelast von 250 kW, einer Außentemperatur von 10 °C beim Laden und von 16 °C beim Auftreten der Kältelast, ergibt sich beispielsweise ein Verhältnis von 1,15. Das bedeutet, dass die Verwendung des Eisspeichers in diesem Fall 15 % mehr elektrische Energie verursacht als wenn die Kältelast direkt von der Kältemaschine gedeckt worden wäre.

Abbildung 91 zeigt das Verhältnis der Strompreise in Abhängigkeit von $c_{el}(T_n)$ für verschiedene $c_{el}(T_{n-k})$. Bei einem Strompreis von 16 ct/kWh während T_n und einem Preis von 12 ct/kWh während T_{n-k} ergibt sich demnach beispielsweise ein Preisverhältnis von 0,75.

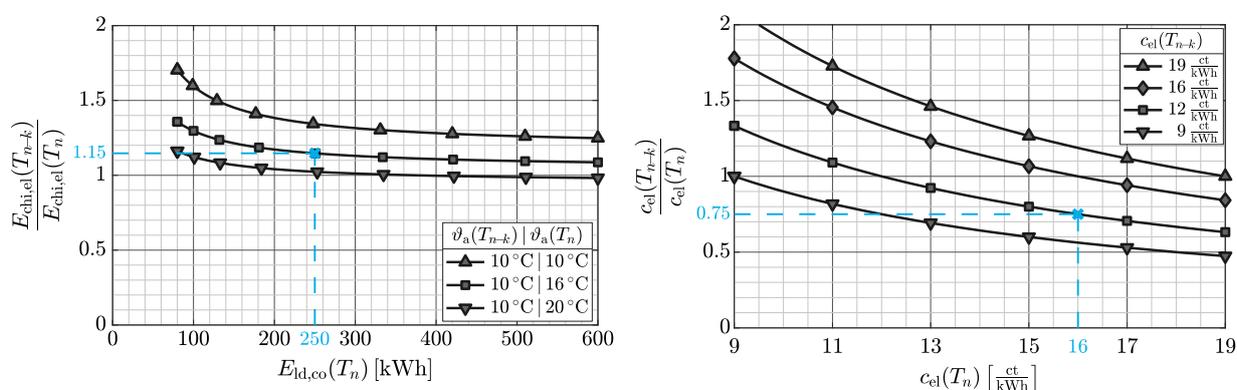


Abbildung 90 links: Verhältnis der elektrischen Stromverbräuche in Abhängigkeit des Kältebedarfs für verschiedene Außentemperaturen

Abbildung 91 rechts: Verhältnis der Strompreise in Abhängigkeit von $c_{el}(T_n)$ für verschiedene $c_{el}(T_{n-k})$

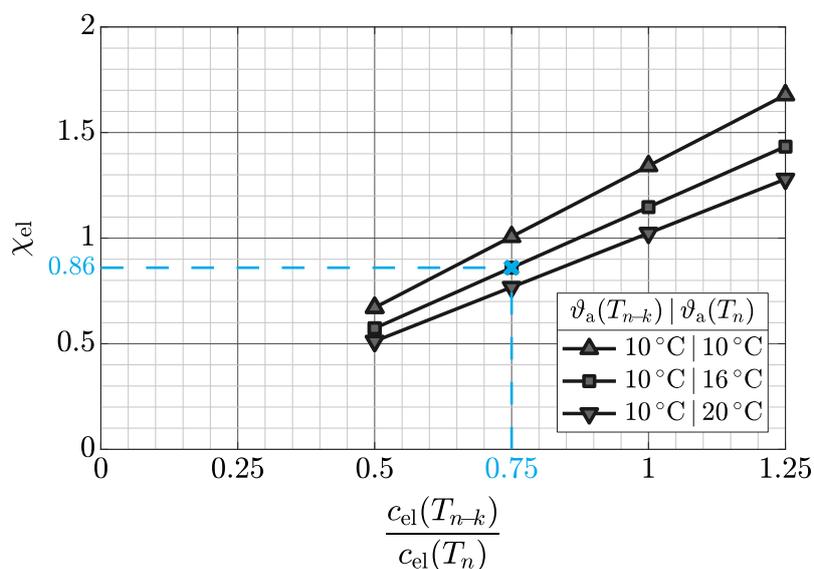


Abbildung 92 „Cost Ratio“ in Abhängigkeit des Strompreisverhältnisses für verschiedene Außentemperaturen und einem Kältebedarf von 250 kWh

Zusammengefasst ergeben sich die in Abbildung 92 dargestellten Kurven für die „Cost Ratio“ in Abhängigkeit des Strompreisverhältnisses für verschiedene Außentemperaturen. Für das Beispiel mit einem Kältebedarf von 250 kWh, einem Stromverbrauchverhältnis von 1,15 und einem Preisverhältnis von 0,75 ergibt sich eine „Cost Ratio“ χ_{el} von 0,86. Da dieser Wert kleiner als 1 ist, bedeutet das, dass in diesem Fall bei Nutzung des Eisspeichers die Stromkosten 14 % niedriger sind als bei direkter Kälteerzeugung.

Die hier am Beispiel dargestellte Methode wurde in dem Beitrag auf mehrere Tage angewandt. Neben dem Strompreis wurden auch die CO₂-Emissionen berücksichtigt. In Abbildung 93 sind für den Beispieltag 18.11.2016 die Profile der Eingangsdaten Kältebedarf, Außentemperatur, Strompreis und CO₂-Emissionen dargestellt. Die günstigen Zeiträume zur Nutzung des Eisspeichers können in Abbildung 94 übersichtlich in einer Heatmap abgelesen werden. Dementsprechend ist es bei Betrachtung der „Cost Ratio“ lohnenswert, den Speicher in den ersten vier Stunden des Tages zu laden und nach 6 Uhr morgens zu entladen, da der Strompreis während des Tages deutlich höher ist als in den frühen Morgenstunden. Aufgrund der nur leicht erhöhten CO₂-Emissionen am Nachmittag im Vergleich zum Morgen, ist laut „Carbon Emissions Ratio“ hauptsächlich die Beladung in den ersten fünf Stunden des Tages und eine Entladung zwischen 15 Uhr und 17 Uhr vorteilhaft.

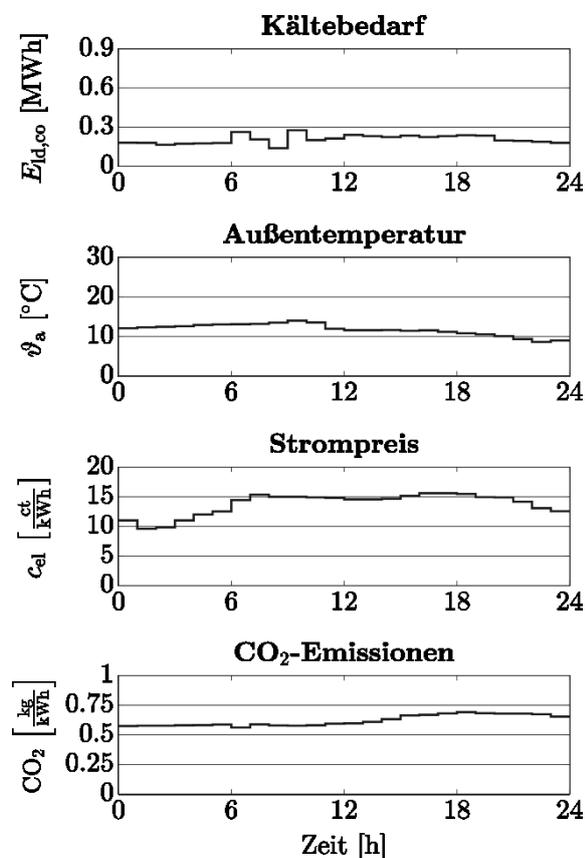


Abbildung 93 Eingangsdaten für den Beispieltag 18.11.2016

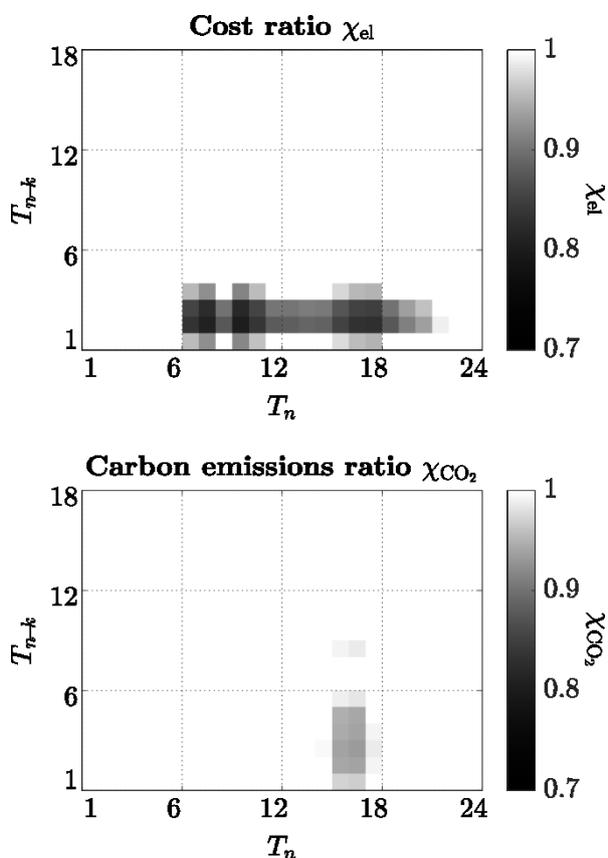


Abbildung 94 „Cost Ratio“ und „Carbon Emissions Ratio“ für den Beispieltag 18.11.2016

4.3.5.2 Interaktive Demonstration mittels Applikation für Smartphones: Smart.Grid App

METHODIK

Ziel der Smart.Grid App ist es, das komplexe Thema „Smart Grid“ anschaulich und interaktiv zu erklären. In Bezug auf den Standort Adlershof soll der Fokus auf dem energiemediumübergreifenden Ansatz liegen.

Als wichtiger Teil des zukünftigen Energieversorgungssystems sollte es für Interessierte möglich sein, ein Smart Grid und seine Funktionsweise verstehen zu können. Da der Erfolg von Smart Grids abhängig von der Beteiligung individueller Konsumenten ist, muss das Konzept vor allem dieser Gruppe erklärt und nahegebracht werden. Folglich wurde ein Konzept erdacht, welches ein Smart Grid und seine Hauptakteure vorstellt und für die breite Öffentlichkeit zugänglich macht.

Dafür soll die Thematik visuell ansprechend aufbereitet werden, um das Zielpublikum direkt zu erreichen und Interesse zu wecken. Interaktive Elemente sollen zudem Spaß machen und die Motivation etwas Neues zu lernen steigern. Außerdem ist es wichtig, dass das gewählte Konzept einfach und allgemein zugänglich ist, damit auch die breite Öffentlichkeit erreicht werden kann.

Wie in [71] beschrieben, kann der Einsatz von Smartphones Verständnis und Interesse für ein unbekanntes Thema steigern. Eine Smartphone-App erfüllt zudem die genannten Anforderungen an Design, Interaktivität und einfacher Zugänglichkeit für alle Interessierten. Gleichzeitig bietet die App die Möglichkeit einen spielerischen Ansatz zu verfolgen, der gemäß [72] und [73] die Bereitschaft etwas Neues zu lernen erhöht. Zusätzlich tragen auch interaktive Elemente zur Lernmotivation bei [74]. Das entwickelte Spiel wird auch auf der Projektwebsite integriert, kann dort aufgerufen werden und erhöht damit noch einmal den möglichen Empfängerkreis.

ERGEBNISSE

Die Smart.Grid App wurde für die Betriebssysteme iOS und Android entwickelt und steht im Google Play Store und Apple App Store zum Download zur Verfügung. Zusätzlich erfolgte die Einbindung des Smart.Grid-Spiels auf der Projektwebsite. Dort kann die Funktionsweise eines Smart Grid geräteunabhängig erkundet werden.



Abbildung 95 App Icon der Smart.Grid App mit QR-Code

Als Hauptakteure wurden Photovoltaik, Wind, Flexibilität, Speicher und das Energiemanagementsystem identifiziert. Diese fünf Akteure bilden die Appstruktur und jedes Thema repräsentiert ein Level in der App. Die Level müssen in genannter Reihenfolge gespielt werden und bauen inhaltlich aufeinander auf. Die Nutzenden

können ihren Fortschritt anhand eines Smart-Grid-Piktogramms zu Beginn jedes Levels verfolgen (vgl. Abbildung 96).

Jedes Level beinhaltet neben Erklärungstexten auch Quizfragen (vgl. Abbildung 97) und ein interaktives Spiel für die Nutzenden. In Level 1 „Photovoltaik“ wird das Handy beispielsweise zu einer PV-Zelle und die Spielenden können durch Neigungsanpassung des Handys den optimalen Winkel für den maximalen Energieertrag finden. In Level 5 werden die Nutzenden dann zum Energiemanager und müssen für vorgegebene Erzeugungs- und Verbrauchswerte den Gleichgewichtszustand wiederherstellen. Hierfür stehen ihm flexible Verbraucher und ein Speicher zur Verfügung (vgl. Abbildung 98).

Sowohl bei den Quizfragen, als auch bei den interaktiven Spielen können Punkte gesammelt werden. Dadurch ist es möglich sich mit anderen Spielenden zu vergleichen und der Ehrgeiz wird angeregt. Am Ende wird der erspielten Gesamtpunktzahl einer von insgesamt fünf Rängen zugewiesen. Die zu erreichenden Ränge reichen hierbei vom Anfänger bis zum Experten.

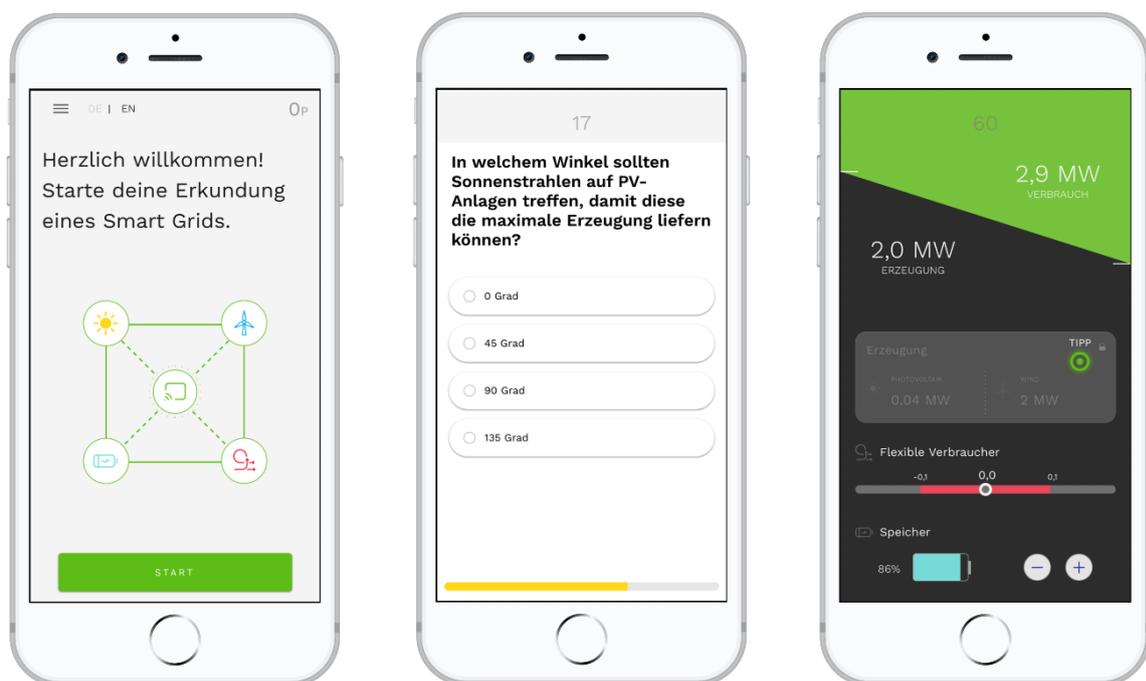


Abbildung 96 links: Startscreen mit Übersicht über die fünf zu spielenden Level

Abbildung 97 Mitte: Beispiel einer Quizfrage – hier dem Photovoltaik-Level zugehörig

Abbildung 98 rechts: Interaktion Energiemanager (Anpassung von Erzeugung und Verbrauch über Speicher und flexiblen Verbraucher)

4.3.5.3 Aussage zu Kosteneffizienz der einzelnen Maßnahmen

METHODIK

Es war geplant, die Kosten der Errichtung des Smart Grids den erzielten Einsparungen gegenüberzustellen. Der Umbau des Kältenetzes konnte erst zum Frühjahr 2018 abgeschlossen werden. Da zu diesem Zeitpunkt die Kältemaschine 1, die als einzige den Eisspeicher beladen kann, aufgrund eines Defekts längerfristig ausfiel, konnte bis Projektende kein Lastmanagement mehr durchgeführt werden. Auch konnten nicht alle Rahmendaten für die Parametrierung der Modelle des Energiemanagement-Systems erfasst werden. Somit fehlt für eine Bewertung der Kosteneffizienz die Datengrundlage. Aussagen hierzu können daher erst im Folgeprojekt generiert werden.

Es wurden daher vorerst nur die Kosten der Errichtung des Smart Grids analysiert. Eine Analyse des Benefits des Energiemanagementsystems und der Kosteneffizienz erfolgt im Rahmen des Anschlussprojektes. In dessen Rahmen werden innerhalb des Monitorings Daten zu den unterschiedlichen Betriebsweisen kontinuierlich erfasst, sodass eine hinreichende Datenbasis für die Bewertung aufgebaut werden kann.

Gegenüber einer Neuinstallation erfordert das Bauen im Bestand neben technischen Kompromissen in der Regel auch einen erhöhten Arbeitsaufwand in der Umsetzung. Neben baulichen Unzugänglichkeiten sind Mehraufwendungen für das Ab- und Anfahren des Netzes und weitere organisatorische Mehraufwände zu verzeichnen. Synergien, die beim Neubau durch die parallele Installation mehrerer Gewerke gehoben werden können, sind hier nur schwer zu generieren. Beispiele hierzu werden unter dem Punkt Ergebnisse exemplarisch angeführt.

Sämtliche Kosten für die Errichtung des Smart Grids wurden gesammelt und analysiert.

Hierzu zählen

- Hardwarekosten der Messinfrastruktur (Elektrozähler, Kältemengenzähler, Rechenwerke, Sensoren, Tauchhülsen, Wandler)
- Installationskosten der Messinfrastruktur (Montagekosten für Zähler und Sensoren, Verlegung der Mod-Bus-Leitungen, Montage der M-Bus-Schnittstellen, Modbus-Funkschnittstellen inkl. Montage, Installationsmaterial)
- Inbetriebnahme der Zähler
- Kosten des Smart-Grid-Steuerungs-Systems (Automationsstationen PXC100 mit E/A-Bus-Anschlussmodulen, 8-Kanal-Universalmodulen, Adresssteckern, RS484/USB-Signalwandler, Montage des Steuerungssystems, Programmierung des Steuerungssystems, Inbetriebnahme des Steuerungssystems, Konfiguration der DESIGO CC, Lizenz für DESIGO CC Grundfunktion zzgl. Lizenzen für 200 Datenpunkte, Logviewer und Trendserien)

- Kosten des Metering-Netzwerks (Übergabeschränke, Netzwerkanbindung, Lizenzgebühren für Navigator-Software, Einrichtung der Navigatorplattform und Einweisung in deren Nutzung)

ERGEBNISSE

Der Zeitaufwand für die Installation und den Anschluss der zusätzlichen Kältemengen- und Stromzähler sowie Sensoren und den Aufbau des Smart Grid Netzwerks betrug 635 Arbeitsstunden. Hiervon entfiel ein Viertel des Aufwandes auf die Einrichtung der Zähler und des Smart Grids. Die Programmierung und Konfiguration des Netzwerks schlug hierbei allein mit 132 h zu Buche (Abbildung 99). Der durchschnittliche Stundensatz lag bei 62 €. die Spanne reichte von 37 € am unteren Ende (z. B. für die Verlegung von Kabeln) bis zu 107 € (z. B. für die Programmierung des Controllers).

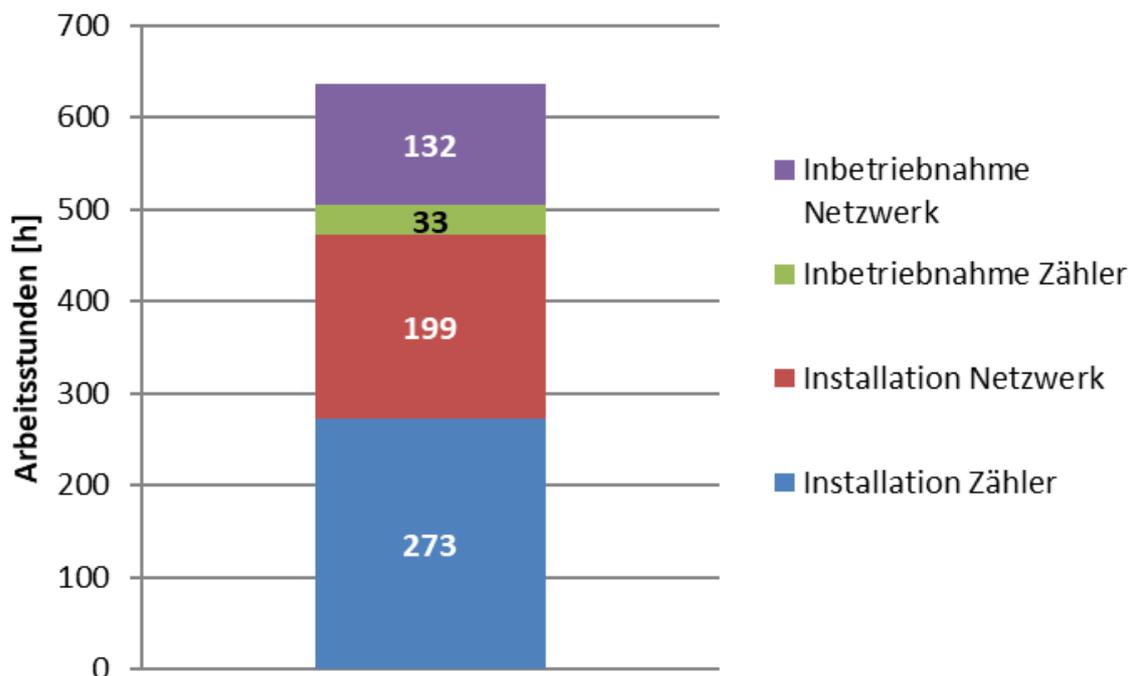


Abbildung 99 Arbeitsaufwand für die Errichtung des Smart Grids am ZPO

Insgesamt lagen die Kosten für die Errichtung des Smart Grids bei 107.000 €. dies umfasst neben dem Arbeitsaufwand auch die Kosten für Hardware und Lizenzen. Für die Verbrauchszähler wurden hierbei nur die Zusatzkosten gegenüber standardmäßigen Zählern berücksichtigt. Diese betragen größenordnungsmäßig 100 € pro Zähler. Für 24 Verbrauchszähler wurden somit 2.400 € an Zusatzkosten veranschlagt.

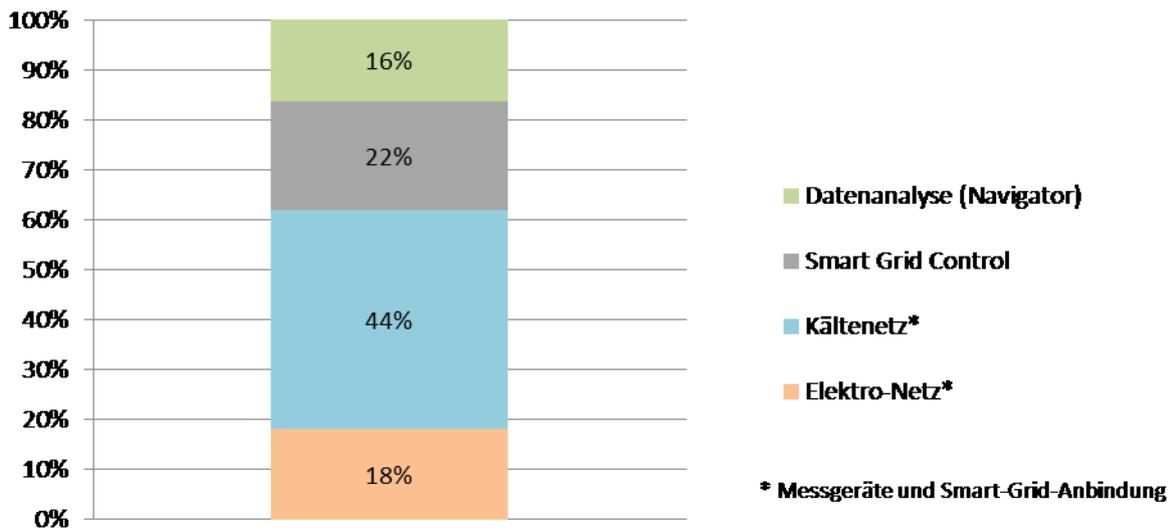


Abbildung 100 Kostenstruktur der Errichtung des Smart Grids am ZPO

Rund 38% der Kosten entfallen auf die Einrichtung des Smart Grids und die Auswertung im Navigator (Abbildung 100).

Bei der Einbindung neuer Stromzähler stellen die reinen Installationskosten den größten Kostenfaktor dar, unabhängig davon, ob ein kompletter Zähler inklusive Wechselrichter gesetzt werden musste oder ob nur ein Rechenwerk ergänzt wurde (Abbildung 101).

Elektrozähler Durchschnittskosten

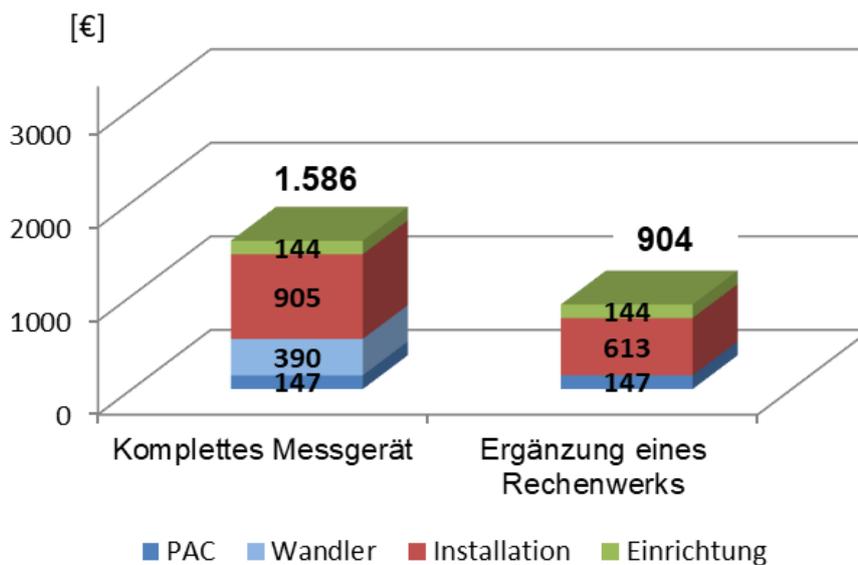


Abbildung 101 Durchschnittskosten für einen Elektrozähler mit kontinuierlicher Messdatenübertragung (komplettes Messgerät gegenüber Ergänzung eines bestehenden Zählers um Rechenwerk)

Bei den Kältemengenzählern waren die Kosten für das Volumenmessteil kostenbestimmend. Diese hängen maßgeblich von Rohrdurchmesser und Messmethode ab (Abbildung 102).

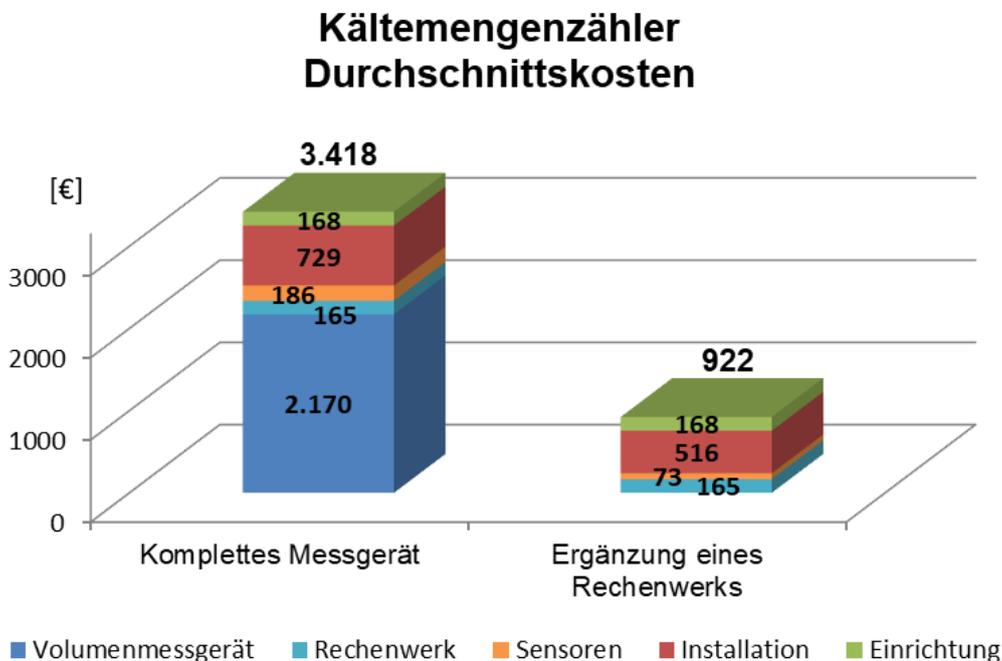


Abbildung 102 Durchschnittskosten für einen Kältemengenzähler mit kontinuierlicher Messdatenübertragung (komplettes Messgerät gegenüber Ergänzung eines bestehenden Zählers um Rechenwerk)

Eine detaillierte Analyse der Kostenstruktur für die Integration neuer Messpunkte in das Smart Grid zeigte, dass insbesondere die Installationskosten stark variieren können (Abbildung 103 und Abbildung 104).

Dies ist dem Bauen im Bestand geschuldet, da hier die Voraussetzungen für die Anbindung der neuen Zähler häufig schwierig sind, weil z. B. Platzprobleme bestehen, Kapazitäten für die Datenübertragung bereits ausgeschöpft sind, Leerrohre fehlen, etc. Beispielsweise konnten die Installationskosten für die MOD-Bus-Leitungen niedrig gehalten werden, sofern freie Leitungen für die Datenübertragung verfügbar waren. Teuer wurde es, wenn mehrere Brandschutzbereiche durchquert werden mussten. In letzterem Fall wurde für die Strommessung der Kälteerzeuger auf dem Dach von Gebäude 19.58 eine Funkverbindung eingesetzt. Aufgrund schlechter Empfangsbedingungen blieb der Installationsaufwand dennoch hoch. Bei dem Einbau von Kältemengenzählern war der Aufwand hoch, wenn dieser im laufenden Betrieb erfolgte. Einbaumaßnahmen während des Umbaus, bei denen die entsprechenden Abschnitte des Kältenetzes nicht in Betrieb waren, konnten deutlich kostengünstiger umgesetzt werden.

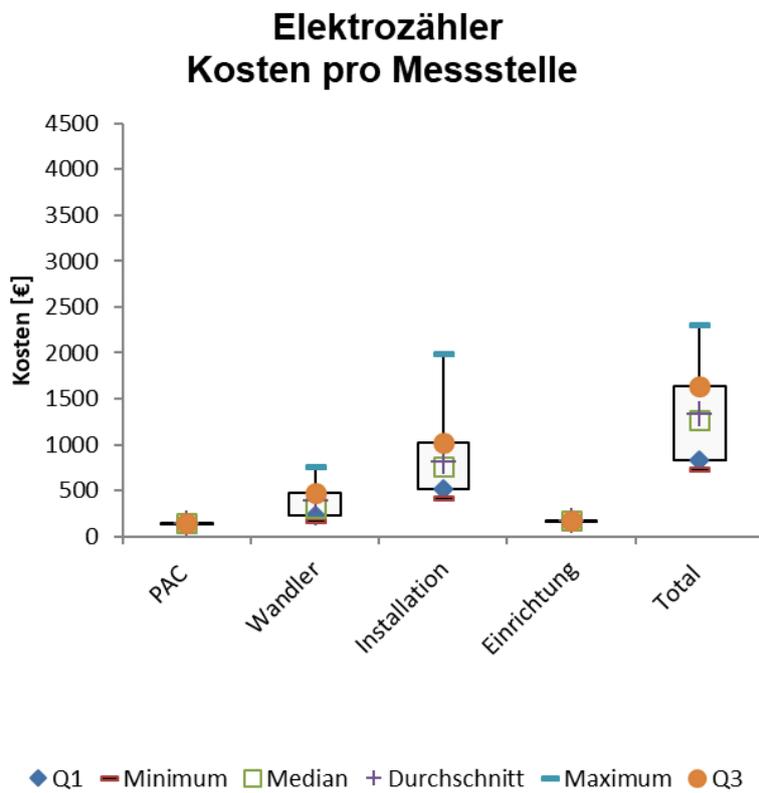


Abbildung 103 Aufschlüsselung der Kosten für einen Elektromesspunkt

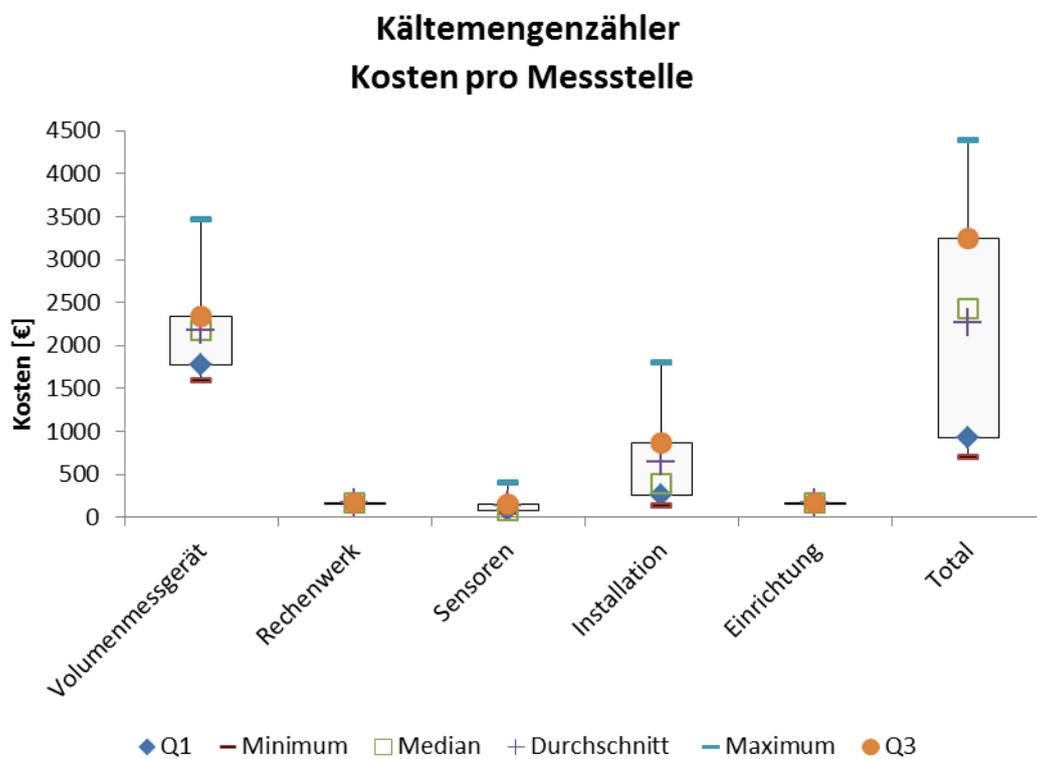


Abbildung 104 Aufschlüsselung der Kosten für einen Kältemengenmesspunkt

QUELLEN

- [64] S. Bschorer, M. Kuschke and K. Strunz, "Beitrag eines Eisspeichers in einem Energiemedium-übergreifenden Smart Grid," 3. *Dialogplattform Power-to-Heat*, Berlin, 15. – 16. Mai 2017.
- [65] S. Bschorer, M. Kuschke and K. Strunz, "Cost Ratio Analysis Evaluating the Potential of an Ice Storage Unit in a Multi-Energy Microgrid," *IEEE ISGT Europe 2017*, Turin, Italien, 26. – 29. Sep 2017.
- [66] K. M. Powell, W. J. Cole, U. F. Ekarika, and T. F. Edgar, "Dynamic optimization of a campus cooling system with thermal storage," in *2013 European Control Conference (ECC)*, July 2013, pp. 4077–4082.
- [67] K. Deng, Y. Sun, S. Li, Y. Lu, J. Brouwer, P. G. Mehta, M. Zhou, and A. Chakraborty, "Model predictive control of central chiller plant with thermal energy storage via dynamic programming and mixed-integer linear programming," *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 12, no. 2, pp. 565–579, April 2015.
- [68] F. Zhao, C. Zhang, and B. Sun, "Initiative optimization operation strategy and multi-objective energy management method for combined cooling heating and power," *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 3, no. 4, pp. 385–393, Oct 2016.
- [69] M. C. Bozchalui, C. A. Caizares, and K. Bhattacharya, "Optimal operation of climate control systems of produce storage facilities in smart grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 351–359, Jan 2015.
- [70] P. Harsha and M. Dahleh, "Optimal management and sizing of energy storage under dynamic pricing for the efficient integration of renewable energy," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 3, pp. 1164–1181, May 2015.
- [71] C. Wen and J. Zhang, "Design of a microlecture mobile learning system based on smartphone and web platforms," *IEEE Transactions on Education*, vol. 58, no. 3, pp. 203-207, Aug 2015.
- [72] Y. Wang, P. Rajan, C. S. Sankat, and P. K. Raju, „Let them play: The impact of mechanics and dynamics of a serious game on student perceptions of learning engagement," *IEEE Transactions on Learning Technologies*, vol. 10, no. 4, pp. 514-525, Oct 2017.
- [73] M.B. Ibanez, A. Di-Serio, and C. Delgado-Kloos, "Gamification for engaging computer science students in learning activities: A case study," *IEEE Transactions on Learning Technologies*, vol. 7, no. 3, pp. 291-301, July 2014.
- [74] C. Y. Hung, F. O. Kuo, J. C.-Y. Sun, and P. T. Yu, "An interactive game approach for improving students' learning performance in multi-touch game-based learning," *IEEE Transactions on Learning Technologies*, vol. 7, no. 1, pp. 31-37, Jan 2014.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Wissenschaftlich-technische Ergebnisse

Das Projekt „Energienetz Berlin Adlershof“ verfolgte den Aufbau einer flexiblen und optimierten Kälteversorgungsstruktur am Zentrum für Photonik und Optik (ZPO) in Berlin Adlershof. Dessen Nachhaltigkeit und Effizienz werden in der Interaktion mit einem medienübergreifenden Energiemanagementsystem für die leitungsgebundenen Energieträger Kälte und Strom demonstriert.

Im Rahmen der Umsetzungsmaßnahmen wurde eine umfassende Evaluierung durchgeführt, die es ermöglichte, exakte Planungen vorzunehmen, die optimal auf die betrieblichen Abläufe abgestimmt waren. Als Demonstrator für ein adaptives Netz wurde das komplexe Kälteversorgungssystem des Technologiezentrums durch entsprechende bauliche Maßnahmen hydraulisch ertüchtigt, erweitert und ein stillgelegter Eisspeicher reaktiviert. Die mathematische Abbildung des Kältenetzes mit seinen Erzeugern, Verbrauchern und dem Speicher half dabei, das Projektziel einer energetisch effizienten Kälteerzeugung und -verteilung zu erreichen.



Abbildung 105 Kälteübergabestation am Kälteerzeugerstandort 1

Im Fokus der hydraulischen Ertüchtigung standen die Erweiterung des Kälteverbundes und die Integration eines Eisspeichers. Eine Regelungsstrategie sorgt in Abhängigkeit von den anfallenden Kältebedarfen für die Vermeidung ungünstiger Teillastzustände der Kälteerzeuger, so dass deren energetisch effizienter Betrieb gesichert ist. Durch die Einbindung des Eisspeichers in das Kältenetz wurden darüber hinaus die Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen und die Dämpfung von Lastspitzen möglich.



Abbildung 106 Eispeicher am ZPO

Einer der inhaltlichen Schwerpunkte des Vorhabens zielte darauf ab, Verbraucher mit speziellen und für die Liegenschaft typischen Anforderungen an die Kälteversorgung auf der Basis regenerativer Kälte zu versorgen. In diesem Zusammenhang wurde zunächst die Errichtung eines Aquiferspeichers verfolgt, der als Wärmesenke auf einem zusätzlichen Temperaturniveau fungieren und als saisonaler Speicher betrieben werden sollte. In diesem Zusammenhang wurden durch Erkundungsbohrungen wichtige Erkenntnisse über das tatsächliche lithologische Normalprofil gewonnen. Dieses konnte erstmals für den Projektstandort abgebildet werden.

Für die Nutzung des Aquifers zur Kälteversorgung konnte ein erhebliches primärenergetisches Einsparpotenzial ermittelt werden. Darüber hinaus wurde die Machbarkeit des Aquifers aus geologischer und technischer Sicht bestätigt, ein wirtschaftlicher Betrieb konnte, bedingt durch die aktuell niedrigen Kälteverbräuche, allerdings nicht nachgewiesen werden. Bei einem Anstieg der Kälteverbräuche oder einer Veränderung der Kostenfaktoren, wie beispielsweise des Strompreises, ist ein wirtschaftlicher Aquiferbetrieb jedoch durchaus erreichbar.

Eine weiterführende Maßnahme zur Verbesserung der Primärenergiebilanz des Versorgungssystems war die Nutzbarmachung von Abwärme aus dem Kälteerzeugungsprozess. Die niedrig temperierte Abwärme findet über einen speziellen Soleverbund in Trocknungsprozessen sowie in der Raumklimatisierung Verwendung. Der Soleverbund wurde mit mehreren Pilotanwendungen zur Solenutzung aufgebaut.

Die vernetzte Versorgungsstruktur am Zentrum für Photonik und Optik soll zukünftig über ein Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert werden, das die verstärkte Nutzung überschüssiger regenerativer Energien aus dem Stromnetz anstrebt. Für die

Implementierung des EMS wurden durch den Aufbau einer geeigneten Mess- und Kommunikationsinfrastruktur wichtige technische Grundlagen gelegt.

Das EMS berücksichtigt unter anderem die Energiemarkt- und Netzsituation und wird künftig den optimierten Systembetrieb und Speichereinsatz sicherstellen. Hierfür wurden im Rahmen des Vorhabens "Energienetz Berlin Adlershof" die Optimierungsalgorithmen, die ein dynamisches Preissignal nutzen, entwickelt. Es wurden sowohl ökonomische als auch ökologische Anreize untersucht. Zur Demonstration und Validierung der bereits entwickelten Optimierungsalgorithmen wurde das Smart Grid Labor der TU Berlin um ein Kältenetz mit Kälteerzeuger und Eisspeicher erweitert.



Abbildung 107 Kältenetz im Smart Grid Labor der TU Berlin

Zu Demonstrationszwecken der Funktionalität eines energiemediumübergreifenden Smart Grid wurde eine interaktive App entwickelt.

Den Vernetzungsgedanken auf Quartiersebene in Adlershof griff die Smart Grid Allianz auf, im Rahmen derer nicht nur die intelligente Vernetzung auf Liegenschaftsebene am ZPO demonstriert, sondern auch weitere Flexibilitätspotenziale und Speicherkapazitäten in Adlershof untersucht wurden. Die Smart Grid Allianz diente unter anderem der Vernetzung und Beteiligung interessierter und für die Schaffung eines Smart Grid relevanter Akteure. In ihrem Rahmen wurden Lastverschiebungs- und Speicherpotenziale in Adlershof sowie Optionen für deren Nutzbarmachung identifiziert und interessierten Akteuren die Mitwirkung am Aufbau eines Smart Grid ermöglicht.

5.2 Verwertbarkeit und Anschlussfähigkeit

Die im Modellvorhaben „Energienetz Berlin Adlershof“ umgesetzten Maßnahmen sind Pilotinstallationen und demonstrieren in ihrem Zusammenwirken ein innovatives Gesamtsystem, dessen Realisierung die Berücksichtigung vieler neuer Gesichtspunkte erforderte. Das Vorhaben "Energienetz Berlin Adlershof - Monitoring und Optimierung" schließt nahtlos an diese Arbeiten an. Der Betrieb des Versorgungssystems wird aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht final bewertet werden. Im Zuge dessen sollen Handlungsempfehlungen für den flexiblen und primärenergetisch effizienten Betrieb entwickelt werden, die innerhalb der Liegenschaft aufgegriffen, umgesetzt und auf andere Liegenschaften übertragen werden können. Auf diese Weise wird eine weitere Verfeinerung des Kenntnisstandes erwartet, die auch zukünftige Anpassungen der technischen Maßnahmen möglich macht.

Die in den Feldversuchen gewonnenen Erkenntnisse sollen bei Siemens in eine spätere Produktentwicklung einfließen. Dies betrifft insbesondere Erkenntnisse zur Art und Anzahl der notwendigen Messstellen, die für den operativen Betrieb berücksichtigt werden müssen sowie das Konzept für die Ansteuerung der Komponenten. Darüber hinaus liefern das Anwender-Feedback und die gewonnenen Informationen zur Performance des Systems Anregungen für die Weiterentwicklung des EMS.

5.3 Erkenntnisverbreitung

Mit zahlreichen Aktivitäten zur Erkenntnisverbreitung wurde erreicht, dass das Vorhaben eine Signalwirkung erzielte, die die Übertragung und Verwertung der Projekterfahrungen an anderen Standorten motivierte.

Die projekteigene Homepage www.energienetz-berlin-adlershof.de informiert über die Inhalte und Ziele des Vorhabens und stellte aktuelle Neuigkeiten aus dem Projekt vor. Als dauerhafte Internetpräsenz erreichte sie eine breite Öffentlichkeit, zu der sowohl an Energiethemen interessierte Nichtfachleute als auch Experten aus unterschiedlichen Fachbereichen wie der Städteplanung und der Energieversorgung zählten.

Mit Hilfe einer App wurde die Öffentlichkeit spielerisch über das Thema „Smart Grid“ informiert. Die App kann sowohl auf dem Smartphone als auch über eine Weboberfläche verwendet werden, die ebenfalls in die Homepage integriert ist. Zur „Langen Nacht der Wissenschaften“ am 9. Juni 2018 in Berlin wurde die App vorgestellt und beworben. Die Besucher hatten die Möglichkeit das Spiel auf der Website direkt vor Ort auszuprobieren. Aktuell wird die App an verschiedenen Schulen in der Mittel- und Oberstufe vorgestellt. Anhand einer Studie wird untersucht, wie die App die Lernmotivation beeinflusst und wie erfolgreich der Wissenstransfer

mit dieser Methode ist. Die Auswertung und Präsentation der Ergebnisse erfolgt im Folgeprojekt.

Die Pilotinstallationen am Zentrum für Photonik und Optik wurden im Rahmen von Exkursionen regelmäßig dem interessierten Fachpublikum zugänglich gemacht. Auf zahlreichen Veranstaltungen auf lokaler, nationaler und internationaler Ebene wurden Erkenntnisse und Erfahrungen aus dem Vorhaben vorgestellt.



Abbildung 108 Dr. Martin Buchholz erklärt das Konzept der Solenutzung am Demopavillon

Darüber hinaus wurde mit anderen Kältenetzbetreibern wie dem Max Delbrück Centrum für Molekulare Medizin und der BTB in Adlershof ein reger Erfahrungsaustausch zum Betrieb des Kältenetzes und insbesondere des Speichers gepflegt. Angeregt durch das Vorhaben „Energienetz Berlin Adlershof“ besteht nun die Überlegung, einen Eisspeicher in das Kältenetz der Humboldt Universität in Adlershof zu integrieren.

5.4 Veröffentlichungen

Rohde, Friederike; Schäfer, Martina (2016): Who wants smart grids? Collective actors, competing institutions and the related meso-level social order dynamics, 15th Annual STS Conference Graz 2016 - Critical Issues in Science, Technology and Society Studies, Austria.

Rohde, Friederike; Schäfer, Martina (2016): Organizing the Smart Grid: the underlying meso-level social order of smart grid development. 3rd ISA Forum of Sociology, Vienna, Austria.

Rohde, Friederike; Schäfer, Martina (2016): The role of Institutions and organizations in smart grid development. 3rd Energy and Society Conference, Transforming Energy for Society, Leipzig, Germany, September, 12-14, 2016

Fürst, Yannick; Kriegel, Martin (2016): Adiabatic Absorber Model for the Liquid Desiccant Distribution Network at the Technologypark Berlin Adlershof Using Modelica. BauSIM 2016, Dresden.

Bschorer, Stefan; Kuschke, Maren; Strunz, Kai (2017): Beitrag eines Eisspeichers in einem Energiemedium-übergreifenden Smart Grid, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Berlin, 15. – 16. Mai 2017.

Petermann, Cornelia; Bschorer, Stefan; Guder, Joern; Holst, Jens-Christian; Kuschke, Maren; Strunz, Kai (2017): Ecological driven Energy Management: how to build up the active load shifting in LCA, 8th International Conference on Life Cycle Management, Luxembourg City, Luxemburg, 3. – 6. September 2017.

Bschorer, Stefan; Kuschke, Maren; Strunz, Kai (2017): Cost Ratio Analysis Evaluating the Potential of an Ice Storage Unit in a Multi-Energy Microgrid, IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, 26. – 29. September 2017.

Bschorer, Stefan; Kuschke, Maren; Strunz, Kai (2017): Analyse der Wechselwirkung von CO₂-Einsparungen und Strompreismodellen für eine Liegenschaft mit Eisspeicher, International ETG Congress 2017, Bonn, 28. – 29. November 2017.

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|--------------|--|----|
| Abbildung 1 | Luftbild Berlin Adlershof; © WISTA MANAGEMENT GmbH | 18 |
| Abbildung 2 | ZPO, Glasfassade des Gebäudes 19.51; © TU Berlin | 20 |
| Abbildung 3 | Übersicht über Gebäude und Erzeugerstandorte des ZPO; Quelle: Google Earth | 21 |
| Abbildung 4 | Kälteleistung der KM6 mit Schwachlastzeiten | 28 |
| Abbildung 5 | Energieflussdiagramm des Kälteversorgungssystems im ZPO, Referenzsystem | 29 |
| Abbildung 6 | Energieflussdiagramm des Kälteversorgungssystems im ZPO unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des Netzes und der Einbindung des Eisspeichers | 30 |
| Abbildung 7 | Energieflussdiagramm des Kälteversorgungssystems im ZPO unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur Einbindung des Aquiferkältespeichers | 31 |
| Abbildung 8 | Primärenergieeinsparung unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur hydraulischen Ertüchtigung des Kältenetzes, der Einbindung des Eisspeichers und der Erschließung eines Aquifers | 32 |
| Abbildung 9 | Aufbau und Funktionsweise des Calmac Eisspeichers (links), Aufteilung in Kontrollvolumina (rechts) | 35 |
| Abbildung 10 | Simulierte und gemessene Leistungszahlen (KM5) für den 25.07.2016 | 37 |
| Abbildung 11 | Simulierte und gemessene Leistungszahlen (KM5) für den 25.07.2016 mit angepassten Eingangsdaten für die Außenlufttemperatur (+4K bzw. +6K) | 38 |
| Abbildung 12 | Vergleich von Messwerten und simulierter Entladeleistung des Eisspeichers | 39 |
| Abbildung 13 | Vergleich von Messwerten und simulierter Beladeleistung des Eisspeichers | 40 |
| Abbildung 14 | Bautätigkeit zur Anbindung des Standorts 3 an das Kältenetz – links: Verlegung der zusätzlichen Kaltwassertrasse, rechts: Gebäudeeinführung 19.51 | 42 |
| Abbildung 15 | Rekonstruktion Kaltwasserspeicher mit reduzierter Kapazität | 44 |
| Abbildung 16 | Wärmeübertragerflächen des Eisspeichers vor (links) und nach (rechts) der Reinigung | 46 |
| Abbildung 17 | Neu errichtete Kälteverteilung und Informationsschwerpunkt 1 bei Abschluss der Umsetzungsphase am Standort 1; ©TU Berlin | 46 |
| Abbildung 18 | Netztopologie ZPO mit Versorgungsoptionen | 48 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|--------------|--|----|
| Abbildung 19 | Kälteleistung und Temperaturverteilung innerhalb einer Speicherkartusche während des Beladungs- und Entladungsvorgangs | 53 |
| Abbildung 20 | Leistungszahl über Kälteleistung, KM7, $T_U \geq -3 \text{ °C}$ | 55 |
| Abbildung 21 | Leistungszahl über Kälteleistung, KM7, $T_U \leq 25 \text{ °C}$ | 56 |
| Abbildung 22 | Leistungszahl über Kälteleistung, KM7, Polynome | 56 |
| Abbildung 23 | Betriebsverhalten von Kälteerzeugern und Eisspeicher an Standort 1 | 57 |
| Abbildung 24 | Lastkurve von KM6 und KM7 für einen exemplarischen Zeitraum im Juni 2017 | 59 |
| Abbildung 25 | Lastkurve von KM6 und KM7 für einen exemplarischen Zeitraum im Juni 2018 | 59 |
| Abbildung 26 | Leistungszahlen der Kältemaschinen KM6 und KM 7 für exemplarische Zeiträume in den Jahren 2017 und 2018 | 59 |
| Abbildung 27 | Lastkurve der Kälteerzeuger an Standort 3 bei Hochlastbetrieb | 60 |
| Abbildung 28 | Förder- und Schluckbrunnenprinzip für den geplanten Aquiferkältespeicher | 62 |
| Abbildung 29 | Abteufen der Erkundungsbohrungen | 64 |
| Abbildung 30 | Geologisches Normalprofil im Projektstandort | 66 |
| Abbildung 31 | Ausbau und geologisches Profil der Grundwassermessstelle GWM1 | 68 |
| Abbildung 32 | Ausbau und geologisches Profil der Grundwassermessstelle GWM2 | 69 |
| Abbildung 33 | Entwicklung der Kalt- bzw. Warmwasserblase bei der Kältebereitstellung (Sommer) bzw. Regeneration (Winter) über einen Zeitraum von 10 Jahren (Modell GFZ) | 72 |
| Abbildung 34 | Entwurf des Produktionsbrunnens 1 | 74 |
| Abbildung 35 | Anlagenkonzept: Aquiferspeicheranlage (grün), Anbindung zum bestehenden Glykolkreislauf (grau), zu versorgende Kühlkreise der Verbraucher (schwarz), Messkonzept | 75 |
| Abbildung 36 | Vereinfachtes Dymola Modell Aquiferspeicher | 80 |
| Abbildung 37 | Regenerationsleistung in der Winterperiode | 81 |
| Abbildung 38 | Jahresverlauf der nötigen Regenerationstemperatur bei variierender Außenluftfeuchte | 85 |
| Abbildung 39 | Kompressorstation mit Abluftkanal links; Rückkühlwerk der Kältemaschinen Standort 3 rechts | 86 |
| Abbildung 40 | Abwärmepotenzial in der Abluft der Kühlung von Luftkompressoren | 86 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|--------------|---|-----|
| Abbildung 41 | Abwärmepotenzial am Rückkühlwerk der Kältemaschinen am Standort 3 | 87 |
| Abbildung 42 | Flyer „Urbanes Solenetz“ | 88 |
| Abbildung 43 | Energie- und Massenbilanz innerhalb eines Kontrollvolumens | 90 |
| Abbildung 44 | Verschaltung der Strömungsmodelle bei Gleich- und Gegenstrom | 91 |
| Abbildung 45 | Verschaltung der Strömungsmodelle bei Kreuzstrom | 91 |
| Abbildung 46 | Validierung des Absorbermodells mit den maximalen Abweichungen | 92 |
| Abbildung 47 | Validierung des Absorbermodells mit den minimalen Abweichungen | 92 |
| Abbildung 48 | Absorberkolonne (links) mit Soleverteilung (rechts)..... | 94 |
| Abbildung 49 | Messung des Referenzfalls zur Wäschetrocknung mit einem Ablufttrockner bei Normaltemperatur..... | 95 |
| Abbildung 50 | Messung der Wäschetrocknung mit sensibler Wärmerückgewinnung | 96 |
| Abbildung 51 | Schematische Darstellung der latenten und sensiblen Wärmeströme im Trocknungsprozess | 97 |
| Abbildung 52 | Schema des variierten Versuchstandes zur Wäschetrocknung | 98 |
| Abbildung 53 | Stromverbrauch des Wäschetrockners beim Einsatz von WRG im Vergleich zum herkömmlichen Abluftwäschetrockner sowie beim Einsatz von WRG kombiniert mit sorptiver Trocknung in Umluft- und Mischluftführung..... | 100 |
| Abbildung 54 | Neu entwickelter Absorber, Optimierung der Austauschfläche pro Absorbervolumen, Überlaufrohre mit optimierter und verstetigter Soleverteilung | 103 |
| Abbildung 55 | Sonnenstände für den Standort des Pavillons direkt an der Straße am 8. November | 104 |
| Abbildung 56 | Das Solekonzentrat wird von der Regenerationseinheit über eine Rohrleitung zum Versuchsgebäude geleitet. Die feuchte Luft im Fassadengewächshaus liefert bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen hohe Energiemengen durch latente Energieanteile der feuchten Luft. | 105 |
| Abbildung 57 | Verstärkte Schaumbildung beim Ab- bzw. Desorptionsprozess (links), Kristallisation der Sole nach Abkühlung stark konzentrierter Sole (rechts)..... | 106 |
| Abbildung 58 | Schema der Anlagentechnik für den Heizfall im Demopavillon | 107 |
| Abbildung 59 | Innenbereich des Pavillons mit eingebauter Klimatisierungstechnik | 108 |
| Abbildung 60 | Schema des Solenetzwerkes am Demonstrationspavillon..... | 109 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Abbildung 61 | Fließschema des Netzwerkes mit Zwischenspeicherung von Konzentrat und verdünnter Sole..... | 110 |
| Abbildung 62 | 3D-Zeichnung Konzept der Regeneratorkolonie, Abwärmequelle des Demonstrationspavillons mit Fahrweg für die Desorbereinheit, Solespeicher des Gesamtnetzes..... | 111 |
| Abbildung 63 | Regeneratorkolonie im Solenetzwerk, Verteileinheit mit Test zur gleichmäßigen Beschickung von Sole auch bei sehr kleinen Volumenströmen..... | 111 |
| Abbildung 64 | Zusammenfassung der Workshop-Ergebnisse..... | 115 |
| Abbildung 65 | EMS-Einbindung am Standort ZPO..... | 117 |
| Abbildung 66 | Logische Realisierung eines thermischen Netzwerkes für den standortübergreifenden Betrieb..... | 118 |
| Abbildung 67 | Schematischer Überblick über das Smart Grid am ZPO und dessen Anbindung an Navigator und EMS..... | 140 |
| Abbildung 68 | Darstellung der Messdaten im Navigator (Siemens AG)..... | 141 |
| Abbildung 69 | Elektrische Grundlast aller Gebäude (ohne Kältemaschinen)..... | 141 |
| Abbildung 70 | Vergleich Kälteerzeugung und Kälteverbrauch mit Berücksichtigung des Eisspeicherfüllstands..... | 142 |
| Abbildung 71 | SOC des Eisspeichers gemäß den Messdaten des Füllstandsensors mit Markierung der Be- und Entladevorgänge..... | 145 |
| Abbildung 72 | Abweichung des Füllstandsensors bei verschiedenen Lade- bzw. Entladevorgängen in Abhängigkeit der be- bzw. entladenen Kälteenergie..... | 146 |
| Abbildung 73 | SOC des Eisspeichers gemäß Füllstandsensor im Vergleich mit dem kumulierten SOC aus be- und entladener Kälteenergie..... | 147 |
| Abbildung 74 | Schematische Darstellung des Kältenetzes im SENSE Smart Grid Labor..... | 148 |
| Abbildung 75 | Einbindung des Kältenetzes in das Smart Grid Labor..... | 150 |
| Abbildung 76 | Schematische Darstellung der Energieversorgung einer Liegenschaft mit Eisspeicher..... | 152 |
| Abbildung 77 | Linearisierte Lastprofile einer Kompressions-Kältemaschine..... | 153 |
| Abbildung 78 | Tägliche Kälteerzeugung nach Kältemaschinen und maximale Kälteleistung im ZPO von 24. August bis 30. September 2016..... | 155 |
| Abbildung 79 | Kälteerzeugung an den Standorten 1 und 2 mit Nutzung des Eisspeichers vom 25. bis 28. Mai 2017..... | 156 |
| Abbildung 80 | Korrelation zwischen CO ₂ -Emissionen und Residuallast im 50Hertz-Gebiet 2015..... | 158 |
| Abbildung 81 | Jährliche Stromkosten und CO ₂ -Emissionen für unterschiedliche Strompreismodelle..... | 159 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|---------------|---|-----|
| Abbildung 82 | Verlauf der Wirkleistung von Kältemaschine, PV-Anlage und Labor-Stromnetz in der Simulation im Echtzeitsimulator..... | 160 |
| Abbildung 83 | Visualisierung von Messdaten im Kältenetz mittels Grafana | 161 |
| Abbildung 84 | Verhältnis der Leistungszahl über der Teillast für mehrere Umgebungstemperaturen, Herstellerdaten (Linie) - GNU Model (Dot-Linie) | 163 |
| Abbildung 85 | Vorhersage der thermischen Grundlast (Kälte) | 164 |
| Abbildung 86 | Vorhersage der elektrischen Grundlast | 165 |
| Abbildung 87 | Thermische Erzeugung KM1, KM2, Eisspeicher | 165 |
| Abbildung 88 | Elektrische Verbräuche KM1, KM2 und el. Grundlast mit Profil am Netzanschlusspunkt (PCC) | 166 |
| Abbildung 89 | Kälteerzeugung am ZPO ohne und mit Eisspeicher in einer Novemberwoche | 171 |
| Abbildung 90 | links: Verhältnis der elektrischen Stromverbräuche in Abhängigkeit des Kältebedarfs für verschiedene Außentemperaturen..... | 172 |
| Abbildung 91 | rechts: Verhältnis der Strompreise in Abhängigkeit von $cel(T_n)$ für verschiedene $cel(T_n - k)$ | 172 |
| Abbildung 92 | „Cost Ratio“ in Abhängigkeit des Strompreisverhältnisses für verschiedene Außentemperaturen und einem Kältebedarf von 250 kWh..... | 172 |
| Abbildung 93 | Eingangsdaten für den Beispieltag 18.11.2016 | 173 |
| Abbildung 94 | „Cost Ratio“ und „CarbonEmissions Ratio“ für den Beispieltag 18.11.2016..... | 173 |
| Abbildung 95 | App Icon der Smart.Grid App mit QR-Code..... | 174 |
| Abbildung 96 | links: Startscreen mit Übersicht über die fünf zu spielenden Level | 175 |
| Abbildung 97 | Mitte: Beispiel einer Quizfrage – hier dem Photovoltaik-Level zugehörig | 175 |
| Abbildung 98 | rechts: Interaktion Energiemanager (Anpassung von Erzeugung und Verbrauch über Speicher und flexiblen Verbraucher) | 175 |
| Abbildung 99 | Arbeitsaufwand für die Errichtung des Smart Grids am ZPO..... | 177 |
| Abbildung 100 | Kostenstruktur der Errichtung des Smart Grids am ZPO | 178 |
| Abbildung 101 | Durchschnittskosten für einen Elektrozähler mit kontinuierlicher Messdatenübertragung (komplettes Messgerät gegenüber Ergänzung eines bestehenden Zählers um Rechenwerk) | 178 |
| Abbildung 102 | Durchschnittskosten für einen Kältemengenzähler mit kontinuierlicher Messdatenübertragung (komplettes Messgerät gegenüber Ergänzung eines bestehenden Zählers um Rechenwerk)..... | 179 |
| Abbildung 103 | Aufschlüsselung der Kosten für einen Elektromesspunkt | 180 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|---------------|--|-----|
| Abbildung 104 | Aufschlüsselung der Kosten für einen Kältemengenmesspunkt | 180 |
| Abbildung 105 | Kälteübergabestation am Kälteerzeugerstandort 1..... | 182 |
| Abbildung 106 | Eisspeicher am ZPO | 183 |
| Abbildung 107 | Kältenetz im Smart Grid Labor der TU Berlin | 184 |
| Abbildung 108 | Dr. Martin Buchholz erklärt das Konzept der Solenutzung am Demopavillon | 186 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|------------|--|-----|
| Tabelle 1 | Übersicht über die im ZPO installierten Kälteerzeuger, 2012 | 22 |
| Tabelle 2 | Kälteverbräuche im ZPO für das Jahr 2012..... | 22 |
| Tabelle 3 | Kältebedarfe der Kühlkreise KK2 und KK3 in Gebäude 19.51;Referenzjahr (2012), Messdaten (2017)..... | 78 |
| Tabelle 4 | Auslegungsdaten und Wirtschaftlichkeit für Aquiferspeicher; Referenzjahr (2012), Messdaten (2017)..... | 79 |
| Tabelle 5 | BACnet Datenpunkt Betriebsartenschalter zur Umschaltung des Kältenetzes | 123 |
| Tabelle 6 | BACnet Datenpunkt Anlagenschalter Standort 1 | 123 |
| Tabelle 7 | BACnet Datenpunkt Anlagenschalter Standort 2/3..... | 123 |
| Tabelle 8 | Hemmnisse für Lastverschiebung aus Unternehmenssicht | 127 |
| Tabelle 9 | Mögliche weitere Maßnahmen zur Energieeinsparung und - effizienz am ZPO..... | 133 |
| Tabelle 10 | Kältemengenzähler des Smart Grids am ZPO..... | 139 |
| Tabelle 11 | Stromzähler des Smart Grids am ZPO | 139 |
| Tabelle 12 | Abschätzung des täglichen Kältebedarfs und Vergleich mit der Kapazität des vorhandenen Eisspeichers und des potenziellen Kaltwasserspeichers | 144 |
| Tabelle 13 | Übersicht über die verschiedenen Betriebsfälle des Kältenetzes im SENSE Smart Grid Labor..... | 148 |
| Tabelle 14 | Kälteerzeugung, Stromverbrauch und Leistungszahlen der einzelnen Kältemaschinen für das Jahr 2017 | 156 |
| Tabelle 15 | Übersicht über die untersuchten Strompreismodelle | 159 |