

Abschlussbericht des Forschungsvorhabens

Hybrider Energiespeicher Krankenhaus (HESKH) -

Nutzung von Energieversorgungsanlagen in Krankenhäusern zum elektrischen Energieausgleich unter besonderer Berücksichtigung von Wärmelastgangprognosen



Förderkennzeichen:	03ET1591
Projektlaufzeit:	01.10.2018 – 31.05.2022
Projektpartner:	Fraunhofer UMSICHT Stadtwerke Bochum
Assoziierter Partner:	Augusta Krankenanstalten

01.03.2023



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autoren:

Fraunhofer UMSICHT:

Berg, Sebastian

Goetschkes, Christoph

Grewe, Fabian

Grabe, Daniel

Hagemeier, Anne

Hasselmann, Maike

Hettich, Sascha

Mittreiter, Annedore

Stienecker, Malte

Stadtwerke Bochum:

Wienkotte, Ralf

Bax, Peter

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xiii
Nomenklatur	xvii
1 Einleitung	1
2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus	5
2.1 Krankenhauslandschaft in Deutschland	5
2.2 Bisherige Untersuchungen	8
2.3 Energiekosten und -management in Krankenhäusern	11
2.3.1 Energiekosten	11
2.3.2 Energiemanagement in Krankenhäusern	13
2.4 Energieversorgungsstrukturen in Krankenhäusern	16
2.4.1 Wärmeversorgung.....	17
2.4.2 Kälteversorgung	23
2.4.3 Stromversorgung.....	26
2.4.4 Dampfversorgung	33
2.5 Krankenhaus Hattingen.....	34
3 Anlagenflexibilisierung	35
3.1 Flexibilisierungsbedarf	35
3.2 Flexibilisierungspotential.....	37
3.3 Bestimmung der Relevanz.....	38
3.4 Eigenschaften der Anlagen	43
3.4.1 Wärmeerzeugung und -speicher	43
3.4.2 Kälteerzeugung und -speicher	48
3.4.3 Stromerzeugung und -speicher	51
3.4.4 Dampferzeugung und -speicher	53
3.4.5 Druckluftherzeugung.....	54
3.4.6 Informationstechnische Voraussetzungen.....	55
3.5 Exkurs: Bisherige Anwendungsfälle von Anlagenflexibilisierung.....	56

Inhaltsverzeichnis

4	Strommärkte	57
4.1	Strommarktdesigns	57
4.1.1	Aktuelles Strommarktdesign (Strommarkt 2.0)	59
4.1.2	Alternative Strommarktdesigns	62
4.1.3	Strommarkt 2.0 mit lokalen Flexibilitätsmärkten	65
4.2	Regulatorische Rahmenbedingungen	71
4.2.1	Redispatch	71
4.2.2	EEG	72
4.2.3	KWKG	73
4.3	Marktentwicklung.....	77
4.3.1	Entwicklung der Märkte	77
4.3.2	Preisentwicklung	79
4.3.3	Entwicklung der Handelsvolumina	82
4.4	Flexibilitätsvermarktung in HESKH.....	83
4.4.1	Strommarkt	83
4.4.2	Stromhandel	89
4.5	Erstellung von Strompreiszeitreihen	91
4.5.1	Fundamentalmodelle.....	91
4.5.2	Stochastisches Modell	93
5	Messungen	96
5.1	Anforderungen an die Datenqualität und Messkonzept.....	96
5.1.1	Wärme	96
5.1.2	Kälte.....	97
5.1.3	Strom	98
5.1.4	Weitere Messungen	99
5.2	Messabweichungen der verwendeten Messtechnik	99
5.2.1	Wärme und Kälte.....	99
5.2.2	Strom	101
5.3	Datenaufbereitung und Messergebnisse	102
5.3.1	Wärme	102
5.3.2	Kälte.....	104
5.3.3	Strom	105
5.4	Erfahrungen zu den durchgeführten Messungen.....	108

Inhaltsverzeichnis

6	Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen	110
6.1	Verwendete Modellierungssprache Modelica und Modellierungsprinzipien.....	110
6.2	Modellaufbau	111
6.3	Eingangsparameter	113
6.3.1	Gebäudedaten	113
6.3.2	Raumnutzungsprofile	115
6.3.3	Anlagendaten	117
6.3.4	Wetterdaten.....	117
6.4	Modellkalibrierung und Simulationsergebnisse	117
6.5	Simulation von Einsparmaßnahmen	120
7	Prognosemodell	125
7.1	Prognosemethoden	125
7.2	Grundlagen der Prognosemodellentwicklung	127
7.3	Vorgehensweise bei der Modellentwicklung.....	128
7.4	Ergebnisse der Modellentwicklung	130
7.4.1	Zielstellung der Ergebnisbetrachtung.....	130
7.4.2	Die Entwicklung des Initialmodells.....	131
7.4.3	Die Prüfung interner Netzparameter.....	132
7.4.4	Ermittlung relevanter Einflussgrößen	138
7.4.5	Die Optimierung der Netzarchitektur.....	140
7.4.6	Erstellung der finalen Prognosemodelle	144
8	Betriebsoptimierung	147
8.1	Optimierungsmodelle	147
8.1.1	Gaskessel	148
8.1.2	BHKW.....	148
8.1.3	Kompressionskältemaschine	149
8.1.4	Wärmespeicher (sensibel).....	149
8.1.5	Kältespeicher (sensibel).....	150
8.1.6	Ad- bzw. Absorptionskältemaschine	150
8.1.7	Notkühler.....	151
8.2	Energiesystemkonzepte	151
8.2.1	Basisenergiesystem	152

Inhaltsverzeichnis

8.2.2	AKM-Energiesystem	153
8.3	Bedarfszeitreihen	154
8.3.1	Strombedarf	154
8.3.2	Wärmebedarf.....	155
8.3.3	Kältebedarf.....	155
8.4	Optimierungsszenarien.....	156
8.4.1	„Status-quo Festpreis“	157
8.4.2	„Status-quo Direktvermarktung“ Szenario	158
8.4.3	„Szenario 2030“	160
8.4.4	Grenzen der Szenarien	162
8.5	Auswertung.....	162
8.5.1	Auswertungsmethode	163
8.5.2	Darstellung	164
8.6	Basisenergiesystem	165
8.6.1	Untersuchung des Anlagenbetriebs.....	165
8.6.2	Quantifizierung der Flexibilität	172
8.6.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	176
8.7	Variante AKM.....	180
8.7.1	Untersuchung des Anlagenbetriebs.....	181
8.7.2	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	182
8.8	Zusammenfassung Betriebsoptimierung.....	184
8.9	Schlussfolgerung Betriebsoptimierung	185
9	Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung	188
9.1	Erläuterung der Anwendungsmethodik.....	188
9.1.1	Anreize und Modalitäten eines vorausschauenden Anlagenbetriebs ...	188
9.1.2	Vorgehen bei der Umsetzung des gewählten vorausschauenden Anlagenbetriebs.....	189
9.1.3	Fokus auf Wärmelastprognosen.....	191
9.1.4	Fallbeispiel und Annahmen.....	193
9.1.5	Datengrundlage	194
9.2	Untersuchungsergebnisse.....	197
9.2.1	Idealisierter Anlagenbetrieb	197
9.2.2	Annäherung an den Planbetrieb durch regelmäßige Reoptimierungen	199

Inhaltsverzeichnis

9.2.3	Einfluss der Reoptimierungsfrequenz auf die Häufigkeit von Fahrplananpassungen.....	203
9.2.4	Einfluss der Prognosegüte auf die Fahrplananpassungen.....	204
9.2.5	Anpassungen an der Fahrplanerstellung zur Erhöhung der Verlässlichkeit der Planungen.....	205
9.3	Erkenntnisse und Diskussion der Ergebnisse	209
10	Übertragbarkeit der Ergebnisse	211
11	Fazit	214
	Literaturverzeichnis	219

Abbildungsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Größenstruktur deutscher Krankenhäuser 2020	6
Abbildung 2-2:	Entwicklung zentraler Indikatoren der Krankenhäuser (1991 = 100).....	7
Abbildung 2-3:	Kosten für Wasser, Energie und Brennstoffe nach Krankenhausgröße 2017	13
Abbildung 2-4:	Verwendete Aspekte von strategischem Energiemanagement im Krankenhaus	14
Abbildung 2-5:	Schema Wärmeversorgung in Krankenhäusern.....	18
Abbildung 2-6:	Wärmeverbrauch von Krankenhäusern nach Betten.....	19
Abbildung 2-7:	Vergleich Wärmeverbrauchskennwerte nach Betten	20
Abbildung 2-8:	Schema Kälteversorgung in Krankenhäusern	23
Abbildung 2-9:	Schema Stromversorgung in Krankenhäusern.....	26
Abbildung 2-10:	Stromverbrauch von Krankenhäusern nach Betten.....	28
Abbildung 2-11:	Vergleich Stromverbrauchskennwerte nach Betten	30
Abbildung 2-12:	Schema Dampfversorgung in Krankenhäusern.....	33
Abbildung 2-13:	Bettenhaus des Krankenhauses Hattingen	34
Abbildung 3-1:	Jahresdauerlinie der Leistungsveränderung 2015 und 2025.	36
Abbildung 3-2:	Kategorien der Flexibilisierung	38
Abbildung 4-1:	Übersicht zu Strommarktdesigns	58
Abbildung 4-2:	Produkte am Spotmarkt (eigene Darstellung in Anlehnung an (Next Kraftwerke GmbH))	60
Abbildung 4-3:	Regionale Märkte von 2010 bis 2018 (eigene Darstellung)	69
Abbildung 4-4:	Änderungen im Redispatch (BDEW Berlin)	72
Abbildung 4-5:	Produktentwicklung des EPEX Spotmarktes. Keine Änderungen nach 2018. (Quellen: eigene Darstellung)	78
Abbildung 4-6:	Entwicklung der Produkte am Regelenergiemarkt (eigene Darstellung)	79
Abbildung 4-7:	Phelix-Day-Base der Day-Ahead-Auktion in den Jahren 2011 bis 2021.....	80
Abbildung 4-8:	Preisentwicklung LP für SRL und MRL ab 12.07.2018 bis 12.06.2022. (eigene Darstellung nach (regelleistung.net)).....	81
Abbildung 4-9:	Entwicklung des Handelsvolumens am Spotmarkt (eigene Darstellung in Anlehnung an (BNetzA 2022; BNetzA 2017; BNetzA 2018)).....	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-10:	Abgerufene Regelenergie 2021. (eigene Darstellung nach (regelleistung.net))	83
Abbildung 4-11:	Zeitliche Abläufe für kurzfristigen Stromhandel	84
Abbildung 4-12:	Umlagen und Netzentgelte des Strombezugspreises in 2019	89
Abbildung 5-1:	Anlagenschema der Energiezentrale inkl. Lage der Messeinrichtung.....	97
Abbildung 5-2:	Gemessener Wärmelastgang mit maximaler und erwarteter Abweichung	103
Abbildung 5-3:	Gemessener Kältelastgang mit maximaler und erwarteter Abweichung	105
Abbildung 5-4:	Gemessener Stromlastgang aus Einzelmessungen gegenüber gegebenen Stromlastgang (Januar)	106
Abbildung 5-5:	Gemessener Stromlastgang aus Einzelmessungen gegenüber gegebenen Stromlastgang (Juli)	106
Abbildung 5-6:	Gemessener Stromlastgang nach Funktionsbereichen im Winter	107
Abbildung 5-7:	Gemessener Stromlastgang nach Funktionsbereichen im Sommer.....	107
Abbildung 6-1:	Schematische Darstellung des Modellaufbaus.....	112
Abbildung 6-2:	Zonierung am Beispiel der Ebene 12	113
Abbildung 6-3:	U-Werte von Außen- und Innenwand nach dem Baualter	114
Abbildung 6-4:	Nutzerabhängige Infiltration nach Raumtypen (Hagemeier 2018).....	115
Abbildung 6-5:	Gegenüberstellung gemessener und simulierter Tageswerte des Wärmebedarfs	118
Abbildung 6-6:	Vergleich des simulierten und gemessenen Verlaufs der Wärmeleistung während eines Monats in der Heizperiode.	118
Abbildung 6-7:	Vergleich des simulierten und gemessenen Verlaufs der Kälteleistung während zwei Monaten in der Kühlperiode.	119
Abbildung 6-8:	Vergleich des gemessenen und simulierten Stromverbrauches des Behandlungshauses für eine Woche.....	120
Abbildung 7-1:	Darstellung der für die Modellentwicklung verfügbaren Wärmebedarfsdaten.	128
Abbildung 7-2:	Darstellung der gemessenen Wärmebedarfswerte als Zielwerte und der Prognose des initialen Prognosemodells auf Basis eines künstlichen neuronalen Netzes mit einem Prognosehorizont von 42 Stunden für einen Teil der Testdaten im April 2020.	132
Abbildung 7-3:	Darstellung der mittleren Modellgüte – gemessen als MAPE – für alle gut 40 000 getesteten Modellvarianten sortiert und eingefärbt nach der Wahl des Optimierers.	134

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 7-4:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Temperaturskalierung für die Prognosemodelle mit einem Prognosehorizont von zwei Stunden.	135
Abbildung 7-5:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Temperaturskalierung für die Prognosemodelle mit einem Prognosehorizont von 42 Stunden.	135
Abbildung 7-6:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Kernelinitialisierung für die erste versteckte Schicht im Falle eines Prognosehorizonts von 42 Stunden.	137
Abbildung 7-7:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der verwendeten Zeitrepräsentation für einen Prognosehorizont von zwei Stunden.	139
Abbildung 7-8:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit von der Anzahl verwendeter Merkmale für historische Wärmebedarfswerte links und prognostizierte Temperaturwerte rechts.	141
Abbildung 7-9:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Anzahl verwendeter historischer Temperaturwerte für einen Prognosehorizont von 22 Stunden.	142
Abbildung 7-10:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Anzahl versteckter Neuronen in der ersten versteckten Schicht für einen Prognosehorizont von 42 Stunden.	143
Abbildung 7-11:	Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Anzahl versteckter Neuronen in der ersten versteckten Schicht für einen Prognosehorizont von zwei Stunden.	143
Abbildung 7-12:	Darstellung der optimalen Anzahl Neuronen in der ersten versteckten Schicht in Abhängigkeit des Prognosehorizonts.	144
Abbildung 7-13:	Darstellung der Modellgüte der finalen Modelle in Abhängigkeit des Prognosehorizonts.	145
Abbildung 8-1 :	Beispiel-Optimierungsmodell in Oemof.	148
Abbildung 8-2:	Durchschnittliche Strombedarfszeitreihen des KH über ein Jahr in der Betriebsoptimierung.	154
Abbildung 8-3:	Durchschnittliche Wärmebedarfszeitreihen des KH für die Betriebsoptimierung.	155
Abbildung 8-4:	Durchschnittliche Kältebedarfszeitreihen des KH für die Betriebsoptimierung.	156
Abbildung 8-5:	Börsenstrompreiszeitreihe des Szenarios 'Status-quo Direktvermarktung'	158
Abbildung 8-6:	Börsenstrompreiszeitreihe des Szenarios 'Szenario 2030 Direktvermarktung'	160

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 8-7:	Erläuterung Boxplot. (eigene Darstellung nach (Williamson et al. 1989))	165
Abbildung 8-8:	Gasbezug und Strombezug bzw. -einspeisung des Krankenhaus Energiesystems mit den öffentlichen Netzen über ein Jahr. Szenario: 'Status quo Direktvermarktung'	166
Abbildung 8-9:	Boxplots der stündlichen elektrischen Leistung des BHKW über ein Jahr. Konzept 1-1 und 1-2. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	167
Abbildung 8-10:	Durchschnittliche Wärmeleistung des BHKW und durchschnittlicher Speicherfüllstand. Konzept 1-1 und 1-2. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Sommer, rechts: Winter.	168
Abbildung 8-11:	Durchschnittliche Wärmeleistung des BHKW und Speicherstand. Konzept 1-1 und 1-3. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung' Links: Sommerzeit. Rechts: Winterzeit.	168
Abbildung 8-12:	Boxplots der stündlichen elektrischen Leistung des BHKW über ein Jahr. Konzept 1-1 und 2-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	169
Abbildung 8-13:	Betriebszeiten der Lastbereiche (0 %, 50-75 %, 75-100 %) des BHKW über ein Jahr. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	170
Abbildung 8-14:	Betriebszeiten der Lastbereiche (0 %, 0-25 %, 25-50 %, 50-75 %, 75-100 %) des Gaskessels über ein Jahr. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	171
Abbildung 8-15:	Stündliche thermische Leistung der KKM im Sommer. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Konzept 1-1 und 1-3. Rechts: Konzept 1-1 und 2-3	172
Abbildung 8-16:	Boxplots des LSPrel des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 1-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	173
Abbildung 8-17:	Boxplots des LSPrel der KKM über ein gesamtes Jahr. Konzept 1-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	174
Abbildung 8-18:	Boxplot des relativen LSP des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 2-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	174
Abbildung 8-19:	Boxplots des relativen LSP des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 1-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Sommer. Rechts: Winter.	175
Abbildung 8-20:	Boxplot des relativen LSP des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 2-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Sommer Rechts: Winter.	175

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 8-21:	Boxplots des LSPabs des Strombezugs des Gesamtsystems über ein gesamtes Jahr. Konzept 2-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	176
Abbildung 8-22:	E-flex zum Referenzkonzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Oben: ganzes Jahr, unten links: Sommer, unten rechts: Winter.....	177
Abbildung 8-23:	Kosten von Konzept 3-1 in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.	178
Abbildung 8-24:	Kosten von Konzept 1-1 (oben) und Konzept 1-3 (unten) in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.	179
Abbildung 8-25:	Kosten von Konzept 2-1 (oben) und Konzept 2-3 (unten) in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.	180
Abbildung 8-26:	Boxplots der stündlichen elektrischen Leistung des BHKW über ein Jahr. Konzept 1-1 und 4-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'	181
Abbildung 8-27:	Durchschnittliche Kälteleistung der Kälteanlagen und Speicherstände der Kältespeicher. Konzept 1-3 und 4-3. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung', Sommer.....	182
Abbildung 8-28:	Gasbezug und Strombezug bzw. -einspeisung in und aus den öffentlichen Netzen über ein Jahr. Szenario: 'Status quo Direktvermarktung'	183
Abbildung 8-29:	Kosten von Konzept 4-3 in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.	184
Abbildung 9-1:	Darstellung des Vorgehens bei der simulativen Umsetzung des gewählten vorausschauenden Anlagenbetriebs.	191
Abbildung 9-2:	Darstellung des Gesamtwärmebedarfs im Krankenhaus über den Simulationszeitraum von September 2020 bis Februar 2021 in grün.	195
Abbildung 9-3:	Darstellung des Gesamtstrombedarfs im Krankenhaus über den Simulationszeitraum in grün.	196
Abbildung 9-4:	Darstellung der für die Simulation relevanten Börsenstrompreise. In grün ist der etwas volatilere ID1-Preisindex für Viertelstunden-Produkte des kontinuierlichen Intradayhandels abgebildet, in rot die Preise der Intraday-Auktion.	197
Abbildung 9-5:	Darstellung des Anlagenbetriebs von BHKW (oben) und Kessel (unten) im Falle einer abweichungsfreien Wärmebedarfsprognose.	198
Abbildung 9-6:	Darstellung des tatsächlich umgesetzten Speicherfüllstandes in Bezug auf die maximale Speicherkapazität des Wärmespeichers im Falle des idealisierten Anlagenbetriebs.....	199
Abbildung 9-7:	Darstellung des tatsächlichen umgesetzten Speicherfüllstandes, wie er in der Simulation ermittelt wurde, bei Verwendung einer naiven	

Abbildungsverzeichnis

	Vorhersage des Wärmebedarfs und ohne innertägige Reoptimierungen.	200
Abbildung 9-8:	Darstellung der tatsächlich umgesetzten Speicherfüllstände bei Verwendung einer naiven Prognose in Abhängigkeit der Reoptimierungsfrequenz.	202
Abbildung 9-9:	Beispielhafte Darstellung der Optimierungs- (links) und Reoptimierungsergebnisse (rechts) bei symmetrischer Einschränkung des Wärmespeichers um jeweils 10 %.	207
Abbildung 9-10:	Beispielhafte Darstellung der Simulationsergebnisse. Dargestellt sind die tatsächlich aufgetretenen Speicherfüllstände links und die tatsächliche Wärmeerzeugung des Gaskessels rechts.	208
Abbildung 10-1:	Verlauf des auf 10 MWh/d skalierten Wärmebedarfs an einem Wintertag mit ca. 0°C Außentemperatur für drei Krankenhäuser	211
Abbildung 10-2:	Verlauf des auf 10 MWh/d skalierten durchschnittlichen Strombedarfs für fünf Krankenhäuser	212

Tabellenverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Im Projekt HESKH erstellte Modelle und die damit untersuchten Fragestellungen.....	2
Tabelle 2-1:	Entwicklung der Kennwerte von Krankenhäusern.....	7
Tabelle 2-2:	Größenklassen Krankenhaus nach (Tippkötter et al. 2009).....	8
Tabelle 2-3:	Größenklassen Krankenhaus nach (Blum et al. 2014).....	10
Tabelle 2-4:	Durchschnittliche Bettenanzahl je Größenklasse 2020.....	12
Tabelle 2-5:	Stromverbrauch nach Betten 2019.....	30
Tabelle 3-1:	Anzahl der Ereignisse mit Änderung der Einspeiseleistung zwischen zwei Stunden nach (Bundesnetzagentur (BNetzA) April 2017)).....	37
Tabelle 3-2:	Bewertung der Anlagentechnik.....	39
Tabelle 3-3:	Bewertungsmatrix für das Anlagenflexibilisierungspotenzial.....	39
Tabelle 3-4:	Bewertung des Anlagenflexibilisierungspotentials.....	40
Tabelle 3-5:	Parameter Heizkessel.....	43
Tabelle 3-6:	Parameter BHKW.....	44
Tabelle 3-7:	Parameter Fernwärme.....	45
Tabelle 3-8:	Parameter Solarthermie.....	45
Tabelle 3-9:	Parameter Wärmepumpe.....	46
Tabelle 3-10:	Parameter Elektrische Direktheizung.....	46
Tabelle 3-11:	Parameter TWW-Bereitung.....	47
Tabelle 3-12:	Parameter Wärmespeicher.....	47
Tabelle 3-13:	Parameter KKM.....	48
Tabelle 3-14:	Parameter AKM.....	49
Tabelle 3-15:	Parameter Fernkälte.....	50
Tabelle 3-16:	Parameter Kältespeicher.....	50
Tabelle 3-17:	Parameter Eisspeicher.....	51
Tabelle 3-18:	Parameter NEA.....	52
Tabelle 3-19:	Parameter PV.....	52
Tabelle 3-20:	Parameter Batterien.....	53
Tabelle 3-21:	Parameter Dampfkessel.....	54
Tabelle 3-22:	Parameter Elektrokessel.....	54
Tabelle 3-23:	Parameter Druckluftherzeugung.....	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Produkte am Regelenergiemarkt (Next Kraftwerke GmbH 2010).....	61
Tabelle 4-2:	Stromvergütungen für neue, modernisierte und nachgerüstete Anlagen nach KWKG in 2020. Daten aus (Bundestag 08.08.2020)	74
Tabelle 4-3:	Förderdauer von KWK-Anlagen nach KWKG 2020 Angaben in Vollbenutzungsstunden (VBH)	74
Tabelle 4-4:	Berechnungsbeispiel; Zuschläge für eigengenutzten KWK-Strom	76
Tabelle 4-5:	Berechnungsbeispiel; Zuschläge für eingespeisten KWK-Strom	76
Tabelle 4-6:	Preisentwicklungen der Day-Ahead-Auktion für 2019 bis 2021 (Kern 2022)	80
Tabelle 4-7:	Eigenschaften der Flexibilitätsvermarktung an Spotmärkten	87
Tabelle 4-8:	Mögliche Einflussfaktoren von Fundamentalmodellen (Lenz et al. Mai 2018; Energy Brainpool 2019b; enervis energy advisors 2019)	92
Tabelle 4-9:	Kenndaten beispielhafter Fundamentalmodelle	92
Tabelle 4-10:	Eigenschaften der erstellbaren Zeitpreisreihen	95
Tabelle 5-1:	Messunsicherheiten der Sensoren der Wärme- und Kältemengenmessungen	100
Tabelle 5-2:	Messunsicherheiten der Sensoren der Strommengenmessungen	101
Tabelle 5-3:	Anteil der Bereiche am Gesamtstromverbrauch	108
Tabelle 6-1:	Energieverbrauch bei Änderung der Zulufttemperatur	123
Tabelle 6-2:	Energieverbrauch bei Änderung der Ablufttemperatur.....	123
Tabelle 7-1:	Auflistung der verwendeten Parameter des Initialmodells.	131
Tabelle 7-2:	Auflistung der möglichen Modellunterschiede bei der Prüfung interner Netzparameter.	133
Tabelle 7-3:	Auflistung der möglichen Modellunterscheidung bei der Ermittlung relevanter Einflussgrößen.....	138
Tabelle 7-4:	Auflistung möglicher Modellunterschiede bei der Optimierung der Netzarchitektur.	140
Tabelle 8-1:	Eigenschaften des Modells ‚Gaskessel‘	148
Tabelle 8-2:	Eigenschaften des Modells ‚lastabhängiges BHKW‘	149
Tabelle 8-3:	Eigenschaften des Modells ‚Kompressionskältemaschine‘	149
Tabelle 8-4:	Eigenschaften des Modells ‚Wärmespeicher (sensibel)‘	150
Tabelle 8-5:	Eigenschaften des Modells ‚Ad- bzw. Absorptionskältemaschine‘	151
Tabelle 8-6:	Eigenschaften des Modells ‚Notkühler‘	151
Tabelle 8-7:	Konzepte des Basisenergiesystems	153
Tabelle 8-8:	Konzepte des AKM-Energiesystems	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle 8-9:	Übersicht der drei Szenarien	157
Tabelle 8-10:	Strombezug 'Status-quo Festpreis'	157
Tabelle 8-11:	Stromvermarktung 'Status-quo Festpreis'	158
Tabelle 8-12:	Gaspreis 'Status-quo'	158
Tabelle 8-13:	Durchschnittspreis 'Status-quo Direktvermarktung'	158
Tabelle 8-14:	Volatilität 'Status-quo Direktvermarktung'	159
Tabelle 8-15:	Extremwerte 'Status-quo Direktvermarktung'	159
Tabelle 8-16:	Strombezug 'Status-quo Direktvermarktung'	159
Tabelle 8-17:	Stromvermarktung 'Status-quo Direktvermarktung'	159
Tabelle 8-18:	Durchschnittspreis 'Szenario 2030 Direktvermarktung'	160
Tabelle 8-19:	Volatilität 'Szenario 2030 Direktvermarktung'	160
Tabelle 8-20:	Extremwerte 'Szenario 2030 Direktvermarktung'	161
Tabelle 8-21:	Strombezug 'Szenario 2030 Direktvermarktung'	161
Tabelle 8-22:	Stromvermarktung 'Szenario 2030 Direktvermarktung'	161
Tabelle 8-23:	Gaspreis 'Szenario 2030'	161
Tabelle 8-24:	Berechnungsbeispiel LSPrel	163
Tabelle 9-1:	Anzahl der Betriebseingriffe in Abhängigkeit der Reoptimierungsfrequenz bei Verwendung einer naiven Prognose des Wärmebedarfs.	203
Tabelle 9-2:	Liste der Betriebseingriffe und der erzielten ID-Prognosegüte bei Anwendung der Multi-Modell-Vorhersage.	205

Nomenklatur

Nomenklatur

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AKM	Absorptionskältemaschine
AP	Arbeitspreis
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
AV	Allgemeinstromversorgung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMG	Brooklyn Microgrid
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
COP	Coefficient Of Performance
CT	Computertomographie(ie)
DA	Day Ahead
dena	Deutsche Energie-Agentur
Destatis	Statistisches Bundesamt
DOD	Depth Of Discharge
DRG	Diagnosis Related Groups
DSM	Demand Side Management
ECC	European Commodity Clearing AG
E-DeMa	Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft
EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EER	Energy Efficiency Ratio
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EEX	European Energy Exchange
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme
eMP	enervis Market Power
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Market
EPEX	European Power Exchange

Nomenklatur

Abkürzung	Erklärung
EPS	European Power Simulator
EU	Europäische Union
FEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FW	Fernwärme
GWP	Global Warming Potential
HESKH	Hybrider Energiespeicher Krankenhaus
hpFC	hourly price Forward Curves
ID	Intraday
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IT	Informationstechnik
KG NW	Krankenhausgesellschaft NRW
KH	Krankenhaus
KKM	Kompressionskältemaschine
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
LA	Leistungsanteil
LAMP	Landau Microgrid Project
LED	Light Emitting Diode
LP	Leistungspreis
LSP	Lastverschiebepotenzial
LSPabs	absolutes Lastverschiebepotential
LSPrel	relatives Lastverschiebepotential
MAE	Mean Error
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
ME	Mean Absolut Error
MeRegio	Minimum Emission Regions
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MoMa	Modellstadt Mannheim
MRL	Minutenreserveleistung
MRT	Magnetresonanztomograph(ie)
NEA	Netzersatzanlagen
NEP	Netzentwicklungsplan
NT-Kessel	Niedertemperaturkessel
Oemof	Open Energy Modelling Framework
Oemof	Open Energy Modelling Framework
OLG	Oberlandesgericht
OP	Operationssaal
OTC	Over-The-Counter
P2P-Handel	Peer-to-Peer-Handel
PPA	Power Purchase Agreements
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik

Nomenklatur

Abkürzung	Erklärung
Pyomo	Python optimisation modelling objects
RLT	Raumlufttechnik
SGD	Stochastic Gradient Descent
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie
SRL	Sekundenreserveleistung
SV	Sicherheitsstromversorgung
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
TEWI	Total Equivalent Warming Impact
TWE	Trinkwassererwärmung
TWW	Trinkwarmwasser
UBA	Umweltbundesamt
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UK	United Kingdom / Vereinigtes Königreich
UMS	Umweltmanagementsystem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VBH	Vollbenutzungstunden
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VNB	Verteilnetzbetreiber
WE	Wärmeerzeugung
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
WSW	Wuppertaler Stadtwerke

Formelzeichen

Symbol	Einheit	Erklärung
A_{quer}	m^2	Querschnittsfläche
c_p	$\frac{kJ}{kg * K}$	spezifische Wärmekapazität
c_t	$\frac{€}{kW}$	Energiekosten
$Eflex$	–	Wirtschaftliche Flexibilitätskennzahl
f	–	wahrer oder richtiger Wert
\bar{f}	–	gemessener Wert
I_{L1}	A	Stromstärke an L1
LSP_{rel}	–	relatives Lastverschiebepotential
$LSP_{abs,t}$	kW	absolutes Lastverschiebepotential
\dot{m}	$\frac{kg}{s}$	Massenstrom
n	h^{-1}	Luftwechselrate
n_{inf}	h^{-1}	Luftwechselrate durch Infiltration

Nomenklatur

Symbol	Einheit	Erklärung
n_{mech}	h^{-1}	mechanische Luftwechselrate
n_{nat}	h^{-1}	natürliche Luftwechselrate
P_{el}	kW	elektrische Leistung
P_t^{flex}	kW	Leistung flexibles Konzept
P_t^{ref}	kW	Leistung Referenzkonzept
\dot{Q}	kW	thermische Leistung
\dot{Q}_{BHKW}	kW	thermische Leistung BHKW
\dot{Q}_K	kW	thermische Leistung Heizkessel
$\dot{Q}_{KH,ges}$	kW	thermische Leistung Krankenhaus gesamt
$\dot{Q}_{Kühl}$	kW	Kälteleistung
\dot{Q}_{NKS}	kW	thermische Leistung Notkühlsystem
\dot{Q}_S	kW	thermische Leistung Speicher
T_a	$^{\circ}C$	Außentemperatur
T_{RL}	$^{\circ}C$	Rücklauftemperatur
T_{VL}	$^{\circ}C$	Vorlauftemperatur
$U_{1,N}$	V	Spannung (Phase-Neutralleiter)
v	$\frac{m}{s}$	Fließgeschwindigkeit
x	–	Messgröße
Δf	–	Messabweichung
Δx	–	Messunsicherheit
ΔI	–	Messunsicherheit Stromstärke
$\Delta P_{el,1,erw}$	kW	erwartete Messabweichung, elektrische Leistung bei einphasiger Messung
$\Delta P_{el,1,max}$	kW	maximale Messabweichung, elektrische Leistung bei einphasiger Messung
$\Delta \dot{Q}_{erw}$	kW	erwartete Messabweichung, thermische Leistung
$\Delta \dot{Q}_{max}$	kW	maximale Messabweichung, thermische Leistung
ΔT_{RL}	$^{\circ}C$	Messunsicherheit Temperatur Rücklauf
ΔT_{VL}	$^{\circ}C$	Messunsicherheit Temperatur Vorlauf
ΔU	V	Messunsicherheit Spannung
Δv	$\frac{m}{s}$	Messunsicherheit Fließgeschwindigkeit
$\Delta \varphi$	rad	Messunsicherheit Phasenverschiebung
φ_1	rad	Phasenverschiebung
ρ	$\frac{kg}{m^3}$	Dichte

1 Einleitung

Mit dem Voranschreiten der Energiewende und einem immer größer werdenden Anteil an fluktuierender, nicht-steuerbarer Einspeisung durch Wind- und Solarenergie wird es zunehmend wichtiger, verbraucherseitige Flexibilität anzubieten und dezentrale Anlagen systemdienlich zu betreiben. Insbesondere cross-sektorale Anlagen bieten die Möglichkeit, weitere Flexibilitätspotentiale mittels der Sektorenkopplung zu erschließen, beispielsweise über die gezielte Nutzung von Wärmespeicherkapazitäten. Besonders geeignet dafür sind Anlagen zur Versorgung von Quartieren und großen, komplexen Gebäuden. Im Gegensatz zur Einzelgebäudeversorgung im Wohngebäudebereich, wo viele einzelne Anlagen informationstechnisch erschlossen und koordiniert werden müssen, liegen in Quartieren und komplexen Nichtwohngebäuden große, zentrale Anlagen vor. Die Steuerungsanbindung ist somit weniger kleinteilig, und die Flexibilitätspotenziale sind in der Regel höher.

Als ein Beispiel wurde im Projekt HESKH ein Krankenhaus als ein solches komplexes Nichtwohngebäude mit Flexibilisierungspotenzialen aufgrund vorhandener cross-sektoraler Anlagen ausgewählt. Krankenhäuser benötigen in der Regel verschiedene Energieträger (Wärme, Strom, Kälte) und haben ganzjährig hohe Wärmebedarfe, sodass deren Anlagen gut geeignet sind für eine optimierte Steuerung. Ein signifikanter Anteil an Krankenhäusern wird aktuell über Blockheizkraftwerke mit Wärme und Strom versorgt, sodass hier bereits eine Sektorenkopplung vorliegt. Aktuell werden Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern jedoch in der Regel auf die Deckung der Grundlast ausgelegt und wärmegeführt betrieben. Die große Mehrzahl der Krankenhäuser betreibt zudem Kompressionskältemaschinen, die eine weitere verschiebbare elektrische Last darstellen.

Am Beispiel eines realen Krankenhauses sollten daher im Projekt HESKH die Potenziale, die sich durch einen flexiblen Betrieb der Versorgungsanlagen im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise dieser Anlagen ergeben, untersucht werden. Die Untersuchung erfolgte modellbasiert, basierend auf den Verbrauchsdaten des Krankenhauses sowie den dort installierten Anlagen.

Das untersuchte Krankenhaus ist das Ev. Krankenhaus Hattingen. Es gehört zur Evangelischen Stiftung Augusta, in deren Trägerschaft sich zwei weitere Krankenhäuser in Bochum befinden. Mit knapp 300 Betten ist es ein Krankenhaus mittlerer Größe. Es verfügt über ein Blockheizkraftwerk, eine Kompressionskältemaschine, einen Gaskessel sowie Wärme- und Kältespeicher. Damit stellt es ein typisches Krankenhaus mit einem krankenhaustypischen Energiesystem dar und erfüllt zudem alle Voraussetzungen für flexibilisierbare Anlagen.

Neben den Flexibilitätspotenzialen gibt es in Krankenhäusern, als große, komplexe, gewachsene Gebäude, die in der Regel häufigen Umbauten unterworfen sind, hohe Effizienzpotenziale. Von Maßnahmen an der Gebäudehülle über den Austausch von veralteten Anlagen, die Wahl geeigneter Betriebsparameter bis hin zu organisatorischen Maßnahmen gibt es in der Regel eine Vielzahl an Stellschrauben, um den Energiebedarf zu senken. Auch diese Fragestellung wurde im Projekt HESKH adressiert.

1 Einleitung

Um ein Verständnis für die Zusammensetzung des Energieverbrauchs zu gewinnen und Effizienzpotenziale ableiten zu können, wurden detaillierte Messungen des Energieverbrauchs durchgeführt. Dabei wurden stromseitig sowohl einzelne Geräte als auch ganze Stationen sowie der Stromverbrauch der Kälteerzeugung vermessen. Wärmeseitig wurde die zentrale Wärmeerzeugung erfasst. Energieversorgung und Energieverbrauch wurden in einem Simulationsmodell abgebildet, um Einsparmaßnahmen untersuchen zu können.

Der gemessene Wärmebedarf ging zudem als Randbedingung in das Optimierungsmodell ein, in dem dieser zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss. Dazu wurden Wärmebedarfsprognosen erstellt. Da der Wärmebedarf nie perfekt vorhergesagt werden wird, wurde als weitere Fragestellung modellbasiert untersucht, wie sich dessen Prognoseabweichungen im Betrieb auswirken.

Damit wurden, am Beispiel des tatsächlichen Gebäudes und basierend auf den Parametern des Gebäudes und der Anlagentechnik, unterschiedliche Modelle entwickelt und damit verschiedene Fragestellungen adressiert (siehe Tabelle 1-1).

Tabelle 1-1: Im Projekt HESKH erstellte Modelle und die damit untersuchten Fragestellungen

Modell	Charakteristik	Fragestellung
Simulationsmodell	<ul style="list-style-type: none">• Gebäudesimulation in Modelica• Physikalische Abbildung Gebäude- und Anlagentechnik	<ul style="list-style-type: none">• Welche Einsparmaßnahmen ergeben sich für den Standort?• Welchen Einspareffekt hätten die ermittelten Einsparmaßnahmen?
Optimierungsmodell	<ul style="list-style-type: none">• MILP-Optimierungsmodell des cross-sektoralen Energieversorgungssystems• Verwendung idealer Prognosedaten sowie aktueller und zukünftiger Energiepreiszeitreihen	<ul style="list-style-type: none">• Welche Anlagen im Krankenhaus eignen sich unter welchen Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung und wie müssen diese dimensioniert werden?• Wie flexibel können diese Anlagen eingesetzt werden?• Welche Kosteneinsparungen können erwartet werden?
Prognosemodell	<ul style="list-style-type: none">• Künstliches neuronales Netz• Neben Wärmebedarf Daten zur Außentemperatur und zur relativen Feuchte	<ul style="list-style-type: none">• Welche Prognosemethode ist am besten geeignet?• Welche Einflussgrößen sind zu berücksichtigen?• Wie werden diese repräsentiert?
Betriebs-simulation	<ul style="list-style-type: none">• Simulation des optimierten Anlagenbetriebs unter Verwendung der realen Wärmebedarfe	<ul style="list-style-type: none">• Wie kann im laufenden Betrieb mit Prognoseabweichungen umgegangen werden?• Welche Prognosemethode ist am besten geeignet?• Mit welchen Methoden kann den Auswirkungen von Prognoseabweichungen begegnet werden?

1 Einleitung

Die Projektbearbeitung erfolgte durch Fraunhofer UMSICHT und die Stadtwerke Bochum. Fraunhofer UMSICHT war im Projekt für die übergeordnete Projektkoordination sowie die wissenschaftlichen Arbeiten zuständig. Diese umfassten insbesondere die Datenerhebung inkl. der Durchführung von Messungen, der Erarbeitung von Rahmenbedingungen, der Entwicklung der unterschiedlichen Simulations- und Optimierungsmodelle, die Durchführung und Auswertung der Berechnungen sowie die Übertragung der Ergebnisse auf weitere Anwendungsfälle.

Als Versorger der Augusta Krankenanstalten lieferten die Stadtwerke Bochum weitere Daten, insbesondere zum Energiebedarf, Märkten und Kosten. Sie gaben weiterhin Feedback zur Anwendung der Modelle, boten Unterstützung bei der Entwicklung von Szenarien, Versorgungskonzepten und Bewertungskriterien und diskutierten alle Projektergebnisse aus Anwendersicht.

Das Ev. Krankenhaus Hattingen als assoziierter Partner lieferte Daten zum Energieverbrauch, stellte entsprechend Unterlagen (beispielsweise Pläne, Datenblätter, Informationen zum Anlagenbetrieb und der Gebäudenutzung) bereit, ermöglichte den Zugang zur Anlagentechnik sowie den Verbrauchsbereichen, um dort Messungen durchführen zu können und leistete Unterstützung bei der Installation der Messungen. Zudem lieferte auch das Krankenhaus Feedback zu den im Projekt erarbeiteten Ergebnissen aus Anwendersicht.

In diesem Bericht möchten wir zunächst die Grundlagen und Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von dezentralen Versorgungsanlagen im Allgemeinen und im Besonderen im Krankenhaus vorstellen. Dazu geben wir im ersten Schritt einen Überblick über die Krankenhauslandschaft in Deutschland und sowie den Energieverbrauch und die Energieversorgung in Krankenhäusern geben (Kapitel 2).

Darauffolgend gehen wir in Kapitel 3 auf den Bedarf für Flexibilisierung sowie die grundsätzlichen Flexibilisierungspotenziale verschiedener Anlagentypen ein, die wir hinsichtlich ihrer flexibilitätsrelevanten Eigenschaften charakterisieren. In Kapitel 4 wird ein Überblick über die Strommärkte gegeben, von verschiedenen Strommarktdesigns über regulatorische Rahmenbedingungen und den aktuellen Entwicklungen an den Märkten bis hin zu den Optionen der Flexibilitätsvermarktung. Weiterhin wird ein Tool zur Erstellung zukünftiger Strompreiszeitreihen vorgestellt, mit dem die Strompreiszeitreihen für die späteren Szenarienrechnungen erstellt werden.

Nach diesen Grundlagen werden darauffolgend die im Krankenhaus Hattingen durchgeführten Messungen vorgestellt (Kapitel 5) sowie die Erstellung und die Ergebnisse des Simulationsmodells zur Abbildung von Energieverbrauch und -versorgung (Kapitel 5). Ebenfalls werden in Kapitel 6 Empfehlungen abgeleitet, wie die Energieeffizienz im Krankenhaus erhöht werden kann.

Kapitel 7 ist der Erstellung des Prognosemodells gewidmet, indem auf die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Modellentwicklung eingegangen wird.

In Kapitel 8 wird die Erstellung der Betriebsoptimierung beschrieben, ebenso wie der verwendeten Variationen der Energiesystemkonzepte und Bedarfszeitreihen. Die Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien und Varianten werden hinsichtlich des Anlagenbetriebs, der erzielten Flexibilität und der Wirtschaftlichkeit ausgewertet. Das

1 Einleitung

Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen zur Anwendung der Betriebsoptimierung.

In Kapitel 9 wird die Betriebssimulation als Kombination aus Prognoseerstellung, optimierter Fahrplanerzeugung und simuliertem Anlagenbetrieb vorgestellt und die Untersuchungsergebnisse beschrieben und diskutiert.

Der Bericht schließt mit einer kurzen Diskussion zur Übertragbarkeit der Ergebnisse (Kapitel 10) sowie einem Fazit über alle Projektergebnisse (Kapitel 11).

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Um das Flexibilisierungspotenzial von Krankenhäusern besser beurteilen zu können, ist Kern dieses Kapitels, die in Krankenhäusern typischen Energieversorgungsstrukturen und Energieverbräuche in den Sektoren Wärme, Kälte, Strom und Dampf zu ermitteln und darzustellen.

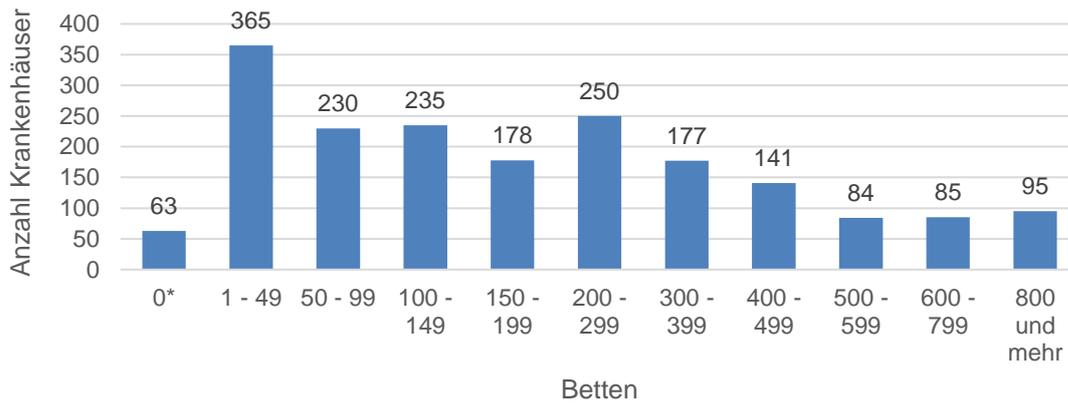
Dazu werden zunächst die Krankenhauslandschaft in Deutschland und deren spezifischen Kennwerte dargelegt (Abschnitt 2.1). Weiterhin werden ausgewählte Voruntersuchungen und Projekte zum Thema „Energieversorgung in Krankenhäusern“ erläutert (2.2). Ein besonderer Fokus liegt dabei bei der Methodik von Erhebung und der Evaluation von Energieverbräuchen und -kosten in Krankenhäusern. Aus diesen Daten werden Energiekosten von Krankenhäusern in Kapitel 2.3 ermittelt und dargestellt. Auf Basis dieser Voruntersuchungen werden in Abschnitt 2.4 die Energieversorgungsstrukturen und -verbräuche sowie die bisher angewendeten Energieeinsparmaßnahmen ermittelt und erläutert. In Kapitel 2.5 wird das im Rahmen dieses Projektes untersuchte Evangelische Krankenhaus Hattingen vorgestellt.

2.1 Krankenhauslandschaft in Deutschland

Im Jahr 2020 existieren in Deutschland 1 903 Krankenhäuser von unterschiedlicher Größe und Alter. Dabei lässt sich die Krankenhauslandschaft auf verschiedene Weise gliedern. Erfolgt eine Gliederung nach Trägerschaft, so befinden sich 29 % der Krankenhäuser in öffentlicher Trägerschaft, 33 % in freigemeinnütziger Trägerschaft und 38 % der Krankenhäuser besitzen einen privaten Träger. Zudem wird in den Statistiken nach Art der Zulassung, der Rechtsform und Anzahl der Fachabteilungen oder der Betten unterschieden. [Statistisches Bundesamt–2022a]

Für die Beschreibung der Krankenhausgröße ist vor allem die Bettenanzahl maßgeblich. Diese gibt die Anzahl aller zu Verfügung stehenden Krankenhausbetten wieder. Abbildung 2-1 zeigt die Größenverteilung der Krankenhäuser in Deutschland nach ihrer Bettenanzahl. Mehr als die Hälfte der Einrichtungen besitzen unter 200 Betten. Dem gegenüber sind nur ca. 5 % aller Krankenhäuser Großkliniken mit über 800 Betten. Werden die Anteile mit dem Beginn der Erhebungen 1991 verglichen, hat sich diese Verteilung nicht wesentlich verändert, wenngleich die Anzahl der Krankenhäuser unter 50 Betten zugenommen hat und die Anzahl der Einrichtungen insgesamt zurückgegangen ist (siehe auch Tabelle 2-1, S.7). [Bölt–2012]

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus



*Reine Tages- oder Nachtkliniken mit ausschließlich teilstationärer Versorgung

Abbildung 2-1: Größenstruktur deutscher Krankenhäuser 2020
Eigene Darstellung, Werte aus [Statistisches Bundesamt–2022a]

Weitere krankenhausspezifische Indikatoren sind die Fallzahl, die durchschnittliche Verweildauer eines Patienten / einer Patientin, die Berechnungs- und Belegungstage und die Bettenbelegung. Die Fallzahl entspricht dabei der Anzahl der behandelten Patienten in einem Jahr. Darunter fallen auch solche, die nur stundenweise in Behandlung sind. Dem gegenüber stehen die Berechnungstage und Belegungstage. Berechnungstage sind jene Tage, für die tagesgleiche Pflegesätze in Rechnung gestellt werden. Belegungstage wiederum sind jene Tage, an dem ein aufgestelltes Bett von einem Patienten / einer Patientin vollstationär belegt wurde. Aufgrund dessen müssen Berechnungs- und Belegungstage immer übereinstimmen. [Statistisches Bundesamt–2022a]

Unter der Verweildauer wird die Zeitspanne von Patienteneingang bis -ausgang verstanden und wird in Tagen angegeben. Die durchschnittliche Verweildauer wird aus dem Quotienten aus den Berechnungs- und Belegungstagen durch die Fallzahl eines Jahres ermittelt. Die Bettenauslastung oder -belegung wird mittels des Quotienten aus tatsächlicher zu maximaler Bettenbelegung ermittelt. Damit gibt der prozentuale Wert an, wie groß der Anteil der belegten Betten im Durchschnitt ist. [Statistisches Bundesamt–2022a]

In der nachfolgenden Tabelle 2-1 ist die Entwicklung der aufgeführten Kennzahlen von 1991 bis 2017 ersichtlich. Die dargestellten Werte führen den bereits 2012 in [Bölt–2012] festgestellten Trend weiter, dass die Fallzahlen pro Jahr ansteigen, während die durchschnittliche Verweildauer sinkt. Die Gründe hierfür liegen in den zahlreichen Gesundheitsreformen, im Speziellen in der Reform von 2004, in der die sog. Fallpauschalen (oder auch: Diagnosis Related Groups – DRGs) eingeführt werden. Dadurch steht die Abrechnung von Krankenhausleistungen nicht mehr in Abhängigkeit der Pflgetage bzw. Berechnungstage, sondern werden je nach Behandlungsfall standardisiert abgerechnet. [Bölt–2012]

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Tabelle 2-1: Entwicklung der Kennwerte von Krankenhäusern
Werte aus [Statistisches Bundesamt–2022a]

	1991	2010	ggü. 1991	2020	ggü. 1991
Einrichtungen	2 411	2 064	-14%	1 903	-21 %
Fallzahl	14 576 613	18 032 903	+24%	16 793 962	+15 %
Fallzahl je 100 000 Einwohner	18 224	22 057	+21%	20 195	+11 %
Berechnungs-/ Belegungstage (in 1 000)	204 204	141 942	-30%	120 202	-41 %
Durchschn. Verweildauer (Tage)	14,0	7,9	-44%	7,2	-49 %
Durchschn. Bettenbelegung	84,1 %	77,4 %		67,3 %	

In Abbildung 2-2 lässt sich die Entwicklung der Kennzahlen von 1991 bis 2020 erkennen. Dabei lassen sich zwei Besonderheiten erkennen. Erstens lässt die Gesundheitsreform von 2004 die Fallzahlen ansteigen und wirkte sich auch auf die anderen Indikatoren in Form aus. Die Zahlen für 2020 weichen stark vom Trend bis 2019 ab. Signifikant geringere Fallzahlen, sowie Bettenauslastung und Berechnungs-/Belegungstage sind durch die COVID-19-Pandemie festzustellen.

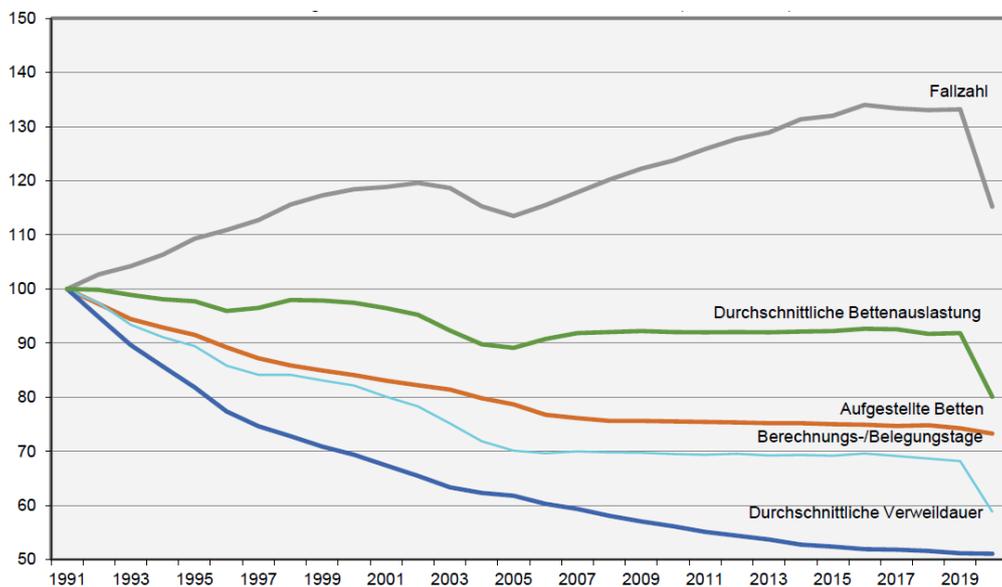


Abbildung 2-2: Entwicklung zentraler Indikatoren der Krankenhäuser (1991 = 100)
Quelle: [Statistisches Bundesamt–2022a]

Die Krankenhäuser haben insgesamt ein finanzielles Interesse daran, Patienten möglichst kurzweilig stationär zu betreuen. Denn das Ansteigen der Fallzahlen bis 2019 sowie steigende Personalkosten und die Konkurrenz der Einrichtungen untereinander setzen die

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Kliniken unter Kostendruck. Bisher stellten allerdings die Gebäudeinstandhaltungs- und Energiekosten einen weniger bedeutenden und daher unterschätzten Kostenfaktor dar. [Droste–2009; Tippkötter–2009] Die 2022 stark angestiegenen Preise für Gas, Öl und Strom lassen die Trendumkehr vermuten, dass die Energieversorgung als Kostenfaktor zunehmend in den Fokus rückt.

2.2 Bisherige Untersuchungen

Das Energiesystem Krankenhaus (KH) wurde im Rahmen unterschiedlicher Forschungsprojekte untersucht [Beier–2009a; Hagemeyer–2017; Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] oder es wurden in Umfragen vereinzelt Daten erhoben [Blum–2014; Filsler–2022; Tippkötter–2009]. Zudem werden Verbrauchskennwerte zu Krankenhäusern in der VDI-Richtlinie 3807 (Blatt 2) angegeben. In diesem Kapitel wird die verwendete Methodik zur Datenerhebung dieser Projekte kurz zusammengefasst.

- In Forschungsvorhaben „EnEff Krankenhaus“ [Beier–2009a] wurde eine Bestandsaufnahme von 20 Krankenhäusern zwischen 300 und 600 Betten durchgeführt. Dabei wurde der Energieverbrauch einer repräsentativen Woche von einer Reihe von Anlagen und Bereichen gemessen und „Best-practice“-Lösungen ausgearbeitet. Aus der Differenz zwischen dem gemessenen Energieverbrauch und der „Best-practice“-Lösung lassen sich je nach Beispielkrankenhaus individuelle Energieeinsparpotentiale und -einsparmaßnahmen ermitteln. Die Erhebung der Daten fand während der Projektlaufzeit vom Januar 2006 bis März 2009 statt.
- In [Tippkötter–2009] wird eine Bestandsaufnahme der gesamten Krankenhauslandschaft in Deutschland vorgenommen. Ziel des Projektes „Rationelle Energienutzung in Krankenhäusern“ war es, Branchenenergiekonzepte zu entwickeln und Handlungsempfehlungen zur Energieeinsparung abzuleiten. Als Grundlage wurden Energieverbrauchskennwerte mittels einer Fragebogenaktion von 2000 bis 2008 erhoben. Von ca. 1 800 angeschriebenen Krankenhäusern antworteten in den ersten Bilanzjahren 400 Einrichtungen. Damit ergab sich eine Rücklaufquote zu Beginn der Studie von 22 %. Weitere Angaben zum Umfragenrücklauf werden im Bericht nicht angegeben. Aufgrund der je nach Krankenhausgröße unterschiedlichen Versorgungsstrukturen wurden die Objekte in fünf Größenkategorien nach Bettenanzahl (Kategorie I bis V) unterteilt. Die Einteilung wird in Tabelle 2-2 dargestellt.

Tabelle 2-2: Größenklassen Krankenhaus nach [Tippkötter–2009]

Kategorie I	0 bis 250 Betten
Kategorie II	251 bis 450 Betten
Kategorie III	451 bis 650 Betten
Kategorie IV	651 bis 1 000 Betten
Kategorie V	über 1 000 Betten

Die Ermittlung der Wärmeenergiekennwerte (Verbrauch Warmwasser und Heizung) erfolgt mit Prozess- und Witterungsbereinigung, um sie für die verschiedenen Bilanzjahre vergleichbar zu machen. Dazu werden aus dem gesamten „Primärenergieverbrauch Wärme“ sämtliche witterungsunabhängige

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Verbraucher abgezogen (Sterilisation, Küche, Wäscherei). Der nun prozessbereinigte Primärenergieverbrauch wird mit einem Witterungsfaktor, welcher die klimatischen Verhältnisse des jeweiligen Jahres abbildet, verrechnet. Die fixen Verbräuche aus Sterilisation und Küche werden wieder hinzuaddiert, der Verbrauch von Wäschereien jedoch nicht. Hauseigene Wäschereien seien selten, wodurch der Verbrauch an dieser Stelle nicht miteinbezogen wird. [Tippkötter–2009]

Die Strom- und Wasserverbrauchswerte werden ausschließlich prozessbereinigt. Das bedeutet, dass der Verbrauch zusammen aus dem Fremdbezug und der Eigenerzeugung bzw. Eigenförderung abzüglich des Verbrauchs durch interne Wäschereien bestimmt wird. [Tippkötter–2009]

Als Benchmark werden Energiekennzahlen aus den ermittelten bereinigten Verbräuchen nach Fallzahl, Bett und Nettogrundfläche¹ für jede Größenklasse gebildet. Mithilfe einer individuellen Auswertung der Kennwerte kann jedes Krankenhaus feststellen, in welchen Bereichen Schwachstellen liegen und kann ggf. erste Ansatzpunkte für eine Energieoptimierung ableiten.

- In [Hagemeier–2017] wurden im Rahmen des Teilprojektes „Energieeffizienz“ des Forschungsprojektes „Hospital Engineering“ in zwei Krankenhäusern mit 415 bzw. 477 Betten Energieverbrauchsmessungen durchgeführt. Ziel war es, die simulierten Verbrauchsdaten des im Forschungsprojekt erstellten Modells zu validieren. Dabei wurden sowohl Kurzzeit- als auch Langzeitmessungen vorgenommen. Kurzzeitmessungen wurden bei jahreszeitunabhängigen Verbrauchern für mindestens eine Woche durchgeführt. Liegen beim Energieverbrauch bzw. der Energieerzeugung von Anlagen jahreszeitliche Schwankungen vor, wurden Langzeitmessungen vorgenommen. Art und Umfang der Messungen wurde dabei anlagenspezifisch festgelegt. Der Zeitraum des Forschungsprojekts und damit der Messzeitraum liegen zwischen Januar 2011 bis Juli 2014. Zur Validierung wurden die gemessenen Daten aufbereitet und auf ihre Plausibilität hin überprüft. Zur Bereinigung der Daten wurden Ausreißer mit untypischen Verhalten aussortiert und anschließend in stündlicher Auflösung für das entwickelte Betriebsmodell weiterverwendet.
- Durch den „EN.Kompass Krankenhaus – Energie- und Umweltmanagement nachhaltig gestalten“ wurden elf Krankenhäuser in Zusammenarbeit mit der EnergieAgentur.NRW und der Krankenhausgesellschaft NRW (KGNW) über mehrere Monate (Februar bis Oktober 2015) unterstützt, ein nachhaltigeres Energie- und Umweltmanagement zu erarbeiten und durchzuführen. Übergeordnetes Ziel war dabei Informations- und Erfahrungsaustausch unter den Krankenhäusern selbst. In dem Projektbericht [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] werden krankenhaustypische Energieversorgungsstrukturen und Energiekennwerte benannt und mögliche Energieeinsparmaßnahmen aufgezeigt.
- Im „Krankenhausbarometer 2014“ vom Deutschen Krankenhausinstitut e.V. [Blum–2014] wurde von März bis Juni 2014 eine schriftlichen Befragung einer repräsentativen Stichprobe von zugelassenen Allgemeinkrankenhäusern ab 50

¹ Die *Nettogrundfläche* bezeichnet nach DIN 277 die Summe aller begehbaren Flächen in den Geschossen eines Gebäudes, damit die Nutzfläche, die Funktionsfläche und die Verkehrsfläche. Dem gegenüber steht die *Bruttogrundfläche*, welche die gesamte Gebäudefläche miteinbezieht, damit zudem die für das Mauerwerk notwendige Konstruktionsfläche.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Betten in Deutschland durchgeführt. Insgesamt beteiligten sich an dem „Krankenhaus Barometer“ 284 Krankenhäuser. Bei einer Anzahl von insgesamt 1 980 Einrichtungen im Jahr 2014 [Statistisches Bundesamt–2018a] entspricht dies einem Anteil von 14,3 %. Die Umfragen werden jährlich mit wechselnden Schwerpunkten durchgeführt. Zuletzt setzt sich das Krankenhaus Barometer 2014 mit dem Thema Energieversorgung im Krankenhaus auseinander. Für die Evaluation der Daten sind die Krankenhäuser in drei Größenklassen unterteilt worden (siehe Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3: Größenklassen Krankenhaus nach [Blum–2014]
Werte aus [Blum–2014]

Kleine Krankenhäuser	50 bis 299 Betten
Mittlere Krankenhäuser	300 bis 599 Betten
Große Krankenhäuser	ab 600 Betten

Die erhobenen Energieverbrauchsdaten sind als grobe Orientierungswerte anzusehen, da vor allem die Wärmeverbrauchsdaten stark von weiteren Faktoren als der reinen Krankenhausgröße abhängig sind. Darunter zählen u.a. Baujahr oder Bauweise des Krankenhauses, Stand der Technik und Gebäudesubstanz, klimatische Bedingungen und die Auslagerung von energieintensiven Bereichen wie Küche, Wäscherei, Sterilisation [Blum–2014]. Eine Bereinigung dieser Faktoren wurde nicht vorgenommen. Demgegenüber können verbrauchsunabhängige Erhebungen, wie zum Beispiel die Verbreitung eines strategischen Energiemanagements sehr wohl verwendet werden, um das Untersuchungsobjekt KH genauer zu charakterisieren.

- 2022 wurde vom Deutschen Krankenhausinstitut e.V. die Veröffentlichung „Klimaschutz in deutschen Krankenhäusern: Status quo, Maßnahmen und Investitionskosten“ herausgegeben. [Filsler–2022]. Darin werden Krankenhäuser die Ergebnisse einer Krankenhausbefragung aus Juni bis August 2021 dargestellt, mit dem Ziel klima- und energierelevanten Daten der Krankenhäuser zu erheben und daraus abzuleitende Empfehlungen zu veröffentlichen. Unterteilt wird das Vorhaben in die Schritte Erhebung des Status quo, Ableitung von Klimaschutzmaßnahmen und Abschätzung von möglichen Investitionskosten. Die Themenfelder umfassen dabei Anpassungsstrategien, Energiemanagement und Nutzerverhalten, Contracting, Strom, Wärme, Wasser, Kälte sowie Abfallmanagement. Die Rücklaufquote beläuft sich bei 18,8% (n = 263) von insgesamt 1399 angefragten Krankenhäusern. Dabei wurden zwei Fragenbogenversionen (A und B) genutzt, welche zufällig verteilt wurden. Die Versionen unterscheiden sich in den Themenfeldern Wärme und Wasser (nur in A enthalten) sowie Kälte und Abfallmanagement (nur in B enthalten). Die Krankenhäuser aufgrund ihrer Heterogenität in einigen Auswertungen in kleine, mittlere und große Krankenhäuser gemäß dem Schema aus Tabelle 2-3 kategorisiert. Aufgrund der Streuung und Ausreißern wird bei statistischen Auswertungen der Median angegeben. Insgesamt handelt es sich in Teilen um eine detailliertere Erhebung als noch in [Blum–2014]. Die VDI-Richtlinie 3807 Blatt 2 gibt Verbrauchskennwerte für Wärme, Strom und Wasser für eine Reihe von Gebäudearten an. Diese sollen Vergleichskennwerte zur Beurteilung des Gebäudeenergieverbrauchs liefern. Sie basieren auf Messungen aus den Jahren 2003 bis 2005 und sind prozessbereinigt. Üblicherweise wird ebenso eine

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Witterungsbereinigung mittels der Gradtagszahl G20 des jeweiligen Standorts und Zeitraums auf das langjährige Mittel der Gradtagszahl G20 von Würzburg durchgeführt. Mit Würzburg wird der durchschnittliche deutschlandweite Heizbedarf angenommen. Allerdings findet die Bereinigung bei Krankenhäusern und Bädern aufgrund des „hohen witterungsunabhängigen Heizenergieanteils“ nicht statt. [Verein Deutscher Ingenieure–2014]

Es werden Verbrauchsmittelwerte und -richtwerte aller Krankenhäuser im Schnitt und für die Krankenhausklassen angegeben (jeweils auf Planbetten bezogen). Der Mittelwert bezeichnet nicht das arithmetische Mittel, sondern den Modalwert. Dieser gibt dabei den Wert mit der dichtesten Häufung eines Wertekollektivs wieder. Begründet wird dies damit, dass das arithmetische Mittel zu einem überhöhten Orientierungswert (z.B. durch Ausreißer) führe. [Verein Deutscher Ingenieure–2014]

Der angegebene Richtwert soll als anzustrebender Wert bei der Durchführung von Energieeinsparmaßnahmen dienen. Dazu wird für den Richtwert der untere Quartilmittelwert verwendet. Dieser entspricht dem arithmetischen Mittel der unteren 25 % der aufsteigend sortierten Kennwerte, also dem Mittelwert des besten Viertels. [Verein Deutscher Ingenieure–2014]

2.3 Energiekosten und -management in Krankenhäusern

In diesem Kapitel werden die Energiekosten je Bett der Krankenhäuser ermittelt sowie die Verbreitung eines Energiemanagements in Krankenhäusern durch Erhebungen dargestellt.

2.3.1 Energiekosten

Der „Kostennachweis der Krankenhäuser“ wird statistisch erfasst und jährlich vom Statistischem Bundesamt aktualisiert und veröffentlicht. Darin wird die Summe der Kosten für Energie, Wasser und Brennstoffe aller Krankenhäuser und u.a. nach Größenklasse verteilt angegeben. Insgesamt lagen die Kosten für Energie, Wasser und Brennstoffe in allen deutschen Krankenhäusern 2020 bei ca. 2,06 Mrd. €. Dies entspricht ca. 4,5 % der Sachkosten bzw. ca. 2,0 % der Gesamtkosten der Krankenhäuser. [Statistisches Bundesamt–2022b]

Aus den Daten lässt sich ebenfalls ermitteln, wie hoch die Kosten je Bett eines Jahres und nach Größenklassen sind. Um dies bestimmen zu können, wird die Bettenanzahl nach Größenklassen in Deutschland benötigt. In Tabelle 2-4 wird diese Anzahl zusammen mit der durchschnittlichen Bettenanzahl der Krankenhäuser angegeben.

Das „deutsche Durchschnittskrankenhaus“ hat demnach 256 Planbetten. Auffallend ist, dass in der höchsten Größenklasse (über 800 Betten) durchschnittlich über 1 202 Betten je Krankenhaus aufgestellt sind. Dies wird durch sehr große Universitätskliniken hervorgerufen, die teils über 1 500 Betten verfügen. Das größte Krankenhaus in Deutschland ist die Charité in Berlin mit 3 099 Planbetten. [Charité – Universitätsmedizin Berlin–29.10.2022]

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

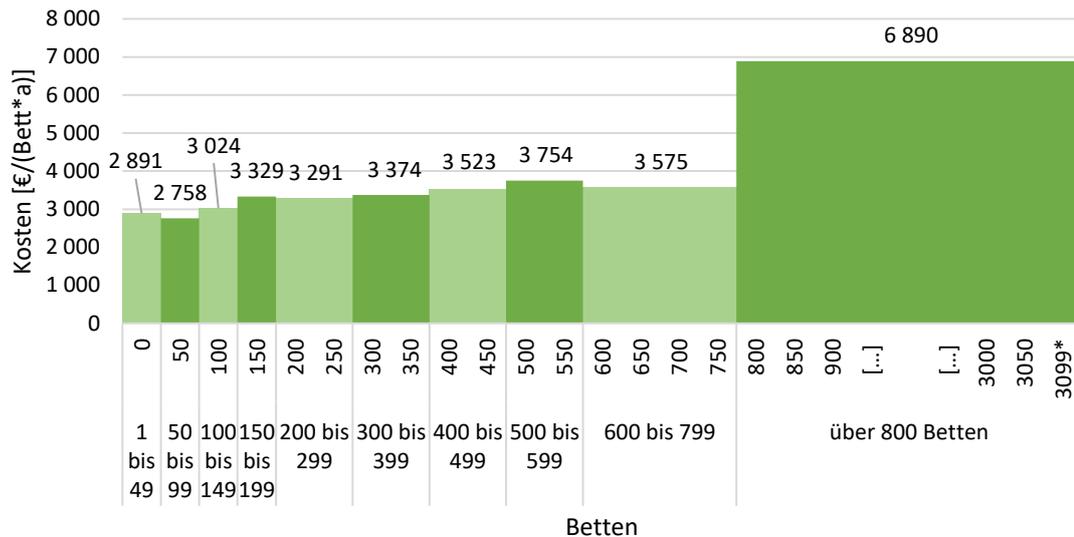
Tabelle 2-4: Durchschnittliche Bettenanzahl je Größenklasse 2020
Werte aus [Statistisches Bundesamt-2022a]

	Anzahl	Betten	Durchschnittl. Bettenzahl
Krankenhäuser insgesamt	1 903	487 783	256
0* Betten	63		
1 - 49 Betten	365	7 633	21
50 - 99 Betten	230	16 789	73
100 - 149 Betten	235	28 698	122
150 - 199 Betten	178	30 809	173
200 - 299 Betten	250	61 888	248
300 - 399 Betten	177	60 569	342
400 - 499 Betten	141	62 642	444
500 - 599 Betten	84	45 912	547
600 - 799 Betten	85	58 661	690
800 und mehr Betten	95	114 182	1202

*Reine Tages- oder Nachtkliniken mit ausschließlich teilstationärer Versorgung

Die Kosten pro Bett werden aus dem Quotienten der Summe der Kosten für Wasser, Energie und Brennstoffe und der Bettenanzahl je Größenklasse ermittelt. Im Jahr 2020 zeigt sich der Verlauf in Abbildung 2-3. Darin lassen sich einige Besonderheiten erkennen. Entgegen der Erwartung, dass durch Größenvorteile bei großen Krankenhäusern tendenziell geringere Kosten je Bett anfallen, zeigt sich, dass die Kosten je Bett mit der Größe des Krankenhauses ansteigen. Gerade kleine Krankenhäuser unter 100 Betten weisen geringe Kosten für Wasser, Energie und Brennstoffe unter 3 000 € je Bett und Jahr auf, während Krankenhäuser in den mittleren Größenklassen (100 bis 799 Betten) Kosten zwischen ca. 3 000 bis 3 800 € je Bett aufweisen. Ein linearer Verlauf ist nicht zu bestimmen, da im Verlauf eine „Delle“ bzw. lokales Minimum zu erkennen ist (600 bis 799 Betten).

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus



*Größtes Klinikum in Deutschland mit 3 001 Betten

Abbildung 2-3: Kosten für Wasser, Energie und Brennstoffe nach Krankenhausgröße 2017
 Werte in €/Bett*a, eigene Darstellung und Berechnung, Rohdaten entnommen
 aus [Statistisches Bundesamt–2018a; Statistisches Bundesamt–2018b]

Vor allem die Diskrepanz der im Vergleich sehr hohen Kosten in der höchsten Größenklasse (über 800 Betten) gegenüber den anderen Größenklassen ist auffallend. Mit ca. 6 900 € je Bett und Jahr wird hier der größte Betrag für Wasser, Energie und Brennstoffe benötigt. Die Gründe sind vielfältig. Größere Krankenhäuser neigen seltener dazu, energieintensive Bereiche (Sterilisation, Wäschereien, Küchen usw.) auszulagern [Blum–2013]. Bilanziell werden auf diese Weise die Energiekosten durch Auslagerungskosten substituiert und fallen damit nicht in die Statistik.

Trotz dessen betreiben Großkrankenhäuser mehr energieintensive medizinische Geräte (MRT, CT usw.), die dadurch die Energiekosten überproportional im Vergleich zu kleineren Krankenhäusern erhöhen. Da im Kapitel 2.4 die Energieverbräuche nach Sektoren genauer untersucht werden, wird an dieser Stelle auf diese Untersuchungen verwiesen.

2.3.2 Energiemanagement in Krankenhäusern

Aufgrund des steigenden Kostendrucks von Krankenhäusern wird in diesem Zusammenhang ein Energiemanagement immer notwendiger. Kostenstrukturen und Einsparpotentiale werden grundsätzlich nicht nur bei privaten, sondern auch bei öffentlichen und freigemeinnützigen Krankenhäusern analysiert. Ziel eines Energiemanagements ist es, den Energieeinsatz von Energieeinkauf bis -verbrauch zu optimieren. Gut durchgeführt, führen Energiemanagementsysteme zu Betriebskostensenkungen und einem ressourcenschonenden Umgang. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015; Tippkötter–2009]

Aus [Blum–2014] geht bzgl. des Energiemanagements in Krankenhäusern hervor, dass Maßnahmen und Instrumente eines strategischen Energiemanagements, wie eine schriftliche Unternehmensstrategie, eine strategische und operative Zielplanung, energiebezogene Betriebsanalysen oder ein Energiecontrolling, zu einer höheren Senkung

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

von Strom- und Wärmeverbrauch sowie deren Kosten beitragen. Analog gelte dies auch für Kennzahlenanalysen, und die Erstellung von Energiebilanzen.

Einen Rahmen und Anleitung eines strategischen Energiemanagements geben Energiemanagementsysteme (EnMS) nach DIN EN ISO 50.001, welche branchenübergreifend definiert sind. Die Benennung eines Energiebeauftragten und die Übertragung von Verantwortlichkeiten an ein Energiemanagement-Team sind zentrale Anforderungen an ein EnMS. In der Erhebung aus [Blum–2014] wird nicht explizit nach einem EnMS nach Norm gefragt, jedoch geben 28 % der Krankenhäuser an, über einen sog. Energiebeauftragten zu verfügen. In der Erhebung nach [Filsler–2022] geben 30 % der Krankenhäuser an, über einen Umwelt bzw. Klimaschutzbeauftragten zu verfügen. Instrumente und Maßnahmen eines strategischen Energiemanagements seien tendenziell bei Krankenhäusern unter 600 Betten anzutreffen. [Blum–2014].



Abbildung 2-4: Verwendete Aspekte von strategischem Energiemanagement im Krankenhaus Werte in %, entnommen aus [Filsler–2022]

Im Krankenhausbarometer 2014 wurden ähnliche Fragestellungen genutzt. So geben 2013 26 % der Krankenhäuser an strategische Ziele im Bereich Energiemanagement festzulegen sowie besitzen 13 % eine schriftliche Unternehmensstrategie, die auf die Energieversorgung eingeht. Die regelmäßige Erfassung und Monitoring von Verbrauchskennzahlen wurden 2013 nach zu 57 % regelmäßig und damit ähnlich häufig durchgeführt wie in Abbildung 2-4 angegeben. 2013 gaben 43 % der Krankenhäuser an, Leistungsspitzen und Lastprofilen regelmäßig zu analysieren, zusätzlich 38 % manchmal. Diese Krankenhäuser kennen demnach ihr (Strom-)lastprofil und können demnach Maßnahmen zur Flexibilisierung ihrer Versorgungstechnik grundsätzlich offener sein.

Die Zahlen lassen darauf schließen, dass ein strategisches Energiemanagement bei der Mehrheit der befragten Krankenhäuser 2013 wie 2021 noch nicht etabliert ist, jedoch

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

werden einzelne Elemente des Energiemanagements wie Kennzahlenanalysen und die Analyse von Lastprofilen häufig angewandt.

Mit Inkrafttreten der Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes (EDL-G) am 22. April 2015 werden Unternehmen, die nicht als kleines oder mittleres Unternehmen (KMU) anzusehen sind, verpflichtet entweder ein Energieaudit nach DIN EN 16.247 durchzuführen bzw. durchführen zu lassen oder alternativ ein EnMS nach DIN EN ISO 50.001 oder ein Umweltmanagementsystem (UMS) nach EMAS oder DIN EN ISO 14.001 einzuführen. Betroffen sind Kliniken mit privaten, öffentlichen und gemeinnützigen Trägern, sofern sie Leistungen auf dem Markt anbieten und somit eine wirtschaftliche Tätigkeit ausüben. Davon freigestellt sind Betriebe, bei denen es sich um einen kommunalen Regiebetrieb handelt oder welche überwiegend hoheitlich tätig sind. Letzteres ist bei Universitätskliniken der Fall. [Thalmayr–2016]

Die KMU-Regel greift ab einer bestimmten Krankenhausgröße bezogen auf die Mitarbeiteranzahl und den Jahresumsatz oder der Jahresbilanzsumme. Grundsätzlich gelten Unternehmen unter einer Anzahl von 250 Beschäftigten (Jahresarbeitsseinheiten) und einem Umsatz von unter 50 Mio. € oder einer Bilanzsumme von unter 43 Mio. € als KMU und sind somit von der Pflicht befreit. Dabei steht frei, ob als Kriterium auf den Jahresumsatz oder die Bilanzsumme verwiesen wird. Demnach kann ein Grenzwert überschritten werden, um weiterhin als KMU zu gelten. [Europäische Union–2015]

Bei der Bildung der Kennwerte sind Unternehmenszusammenschlüsse zu betrachten, so dass ein Krankenhaus mit der Zugehörigkeit zu einer Krankenhauskette durchaus den Status als KMU verlieren kann. Im Zweifel ist hier das Bundesamt für Wirtschaft- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zu Rate zu ziehen, welches auch die Durchführung der Energieaudits - oder die Etablierung des EnMS bzw. UMS überwacht. [Europäische Union–2015; Thalmayr–2016]

Wie viele Krankenhäuser genau davon betroffen sind, ist schwer zu bestimmen, da die Besitzverhältnisse nicht immer bekannt und der jährliche Umsatz oder die Jahresbilanzsumme nicht transparent sind. Laut [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] seien jedoch die meisten Krankenhäuser in Deutschland vom EDL-G betroffen. Dies lässt sich dadurch stützen, dass im Jahr 2017 nach Daten aus [Statistisches Bundesamt–2018a] Krankenhäuser ab der Größenklasse von 150-199 Betten durchschnittlichen auf über 250 Vollbeschäftigte kommen. Damit erfüllen ca. 1 000, also mehr als die Hälfte der Krankenhäuser, das Mitarbeiterkriterium.

Es wird deutlich, dass sich vor allem mittlere und große Krankenhäuser durch ein Energieaudit, Umwelt- oder Energiemanagementsystem genauer mit ihrer Energieversorgung beschäftigen müssen. Laut Gesetz sind die Krankenhäuser zwar nicht dazu verpflichtet, die in einem Energieaudit festgehaltenen Maßnahmen durchzuführen, jedoch decken diese Audits Energieeinsparpotentiale auf. Benchmarking-Projekte wie der E^N.Kompass oder Best-practice Beispiele aus [Beier–2009a] können dabei zusätzliche Unterstützung und Handlungsempfehlungen liefern, um die Energiekosten der Krankenhäuser zu reduzieren. Bisher konnten sich zudem Krankenhäuser durch den BUND mit dem Gütesiegel „Energie sparendes Krankenhaus“ für besondere Leistungen beim Klimaschutz durch Investitionen in die Gebäudetechnik, -dämmung und weiterer klimarelevanter Maßnahmen ausgezeichnet werden. Das Gütesiegel wird zunächst für

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

fünf Jahre verliehen. 2019 trugen 46 bzw. 2,3 % der Krankenhäuser das Gütesiegel. [BUND–2019]. Solche Gütesiegel tragen zur Verbreitung und dem Aufbau eines Netzwerks für Energieeinsparmaßnahmen in Krankenhäusern bei.

In der Befragung des Krankenhausbarometers gaben 51 % der Krankenhäuser an, für den Zeitraum von 2014 bis 2016 Investitionen und Modernisierungsmaßnahmen im Bereich Energieversorgung zu planen. Im Fokus standen dabei Neubau, der Ersatz oder die Instandsetzung von Blockheizkraftwerken, aber auch die Erneuerung von Gas-, Kessel-, Lüftungs- und Kälteanlagen. Seltener betrafen die Maßnahmen den Anschluss an die Fernwärme, den Einbau von Photovoltaik- und Solarenergieanlagen oder die Sanierung der Energiezentrale oder von einzelnen Anlagen der Energieversorgung. (Blum et al. 2014)

Aus diesen Daten lässt sich schließen, dass eine Bereitschaft zur Modernisierung der Energieversorgung in Krankenhäuser vorhanden ist, zum Befragungszeitpunkt mit dem Schwerpunkt (erdgasbetriebene) KWK. Diese wurde durch das KWKG gefördert und dadurch wirtschaftlich attraktiv (siehe hierzu Kapitel 4.2.3).

Zusammenfassend sind die Mehrzahl Krankenhäuser allein des Gesetzes wegen gefordert sich mit ihrer Energieversorgung befassen. Die Bereitschaft hierzu ist gegeben, wenn die ökonomischen Anreize dafür vorliegen.

2.4 Energieversorgungsstrukturen in Krankenhäusern

Krankenhäuser weisen in Bezug auf ihre Energieversorgungssysteme einige Besonderheiten auf. Dies zeigt sich durch die vielfältigen Funktionsbereiche wie Sterilisation, Operationssäle, Labore usw., welche über eine ebenso umfangreiche Gebäudetechnik verfügen müssen. Die Versorgungsaufgabe umfasst die Bereitstellung und Verteilung von Energie für die Heizung, die Lüftung und die Klimatisierung, die Beleuchtung, die Sanitärtechnik, Aufzüge, Zutrittskontrollen, die Kommunikationstechnik und Sicherheitssysteme. Deshalb und aufgrund der durchgehenden Nutzung einzelner Bereiche und den Einsatz energieintensiver medizinischer Geräte gehören Krankenhäuser zu dem Gebäudetyp mit einem der höchsten flächenbezogenen Energieverbräuchen. [Hagemeier–2018b; Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Je nach Funktionsbereich greifen unterschiedliche Normen und Vorschriften, welche gesonderte Anforderungen z.B. an die Beleuchtung oder die RLT-Anlagen stellen. Da Krankenhäuser zur kritischen Infrastruktur zählen, verfügen sie zudem über eine Notstromversorgung, die meist durch ein Dieselaggregat realisiert wird. Aufgrund der ständigen Anpassungen und Anforderungsänderungen durch den Um- oder Nachbau von Gebäuden und Gebäudeteilen ergeben sich häufig gewachsene Gebäudestrukturen mit meist überdimensionierten Versorgungsanlagen, die die Versorgungssicherheit des Krankenhauses über einen langen Zeitraum gewährleisten sollen. [Tippkötter–2009]

Weiterhin werden Funktionsbereiche, insbesondere derer mit nicht-medizinischen Leistungen oder sekundären Prozessen, immer häufiger aus Kostengründen zur Gewinnung zusätzlicher Räumlichkeiten fremdvergeben. Darunter fallen die energieintensive Bereiche Wäschereien, Küchen und Sterilisation. 95 % der Krankenhäuser gaben 2021 an, ihre Wäscherei ganz oder teilweise ausgelagert zu haben. Bei den Küchen sind es 24 %. Die Sterilisationen bzw. hauseigene Aufbereitungseinheiten

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

hingegen sind bei 32 % der Krankenhäuser ganz oder teilweise ausgelagert. Dem Krankenhausbarometer 2013 nach sind auch weniger energieintensive Bereiche wie Reinigungsdienste (63 %), Apotheken (53 %), Labore (39 %) und die Bettenaufbereitung (28 %) von Outsourcing betroffen. Insgesamt neigen vor allem Krankenhäuser kleinerer Größenklassen dazu, Bereiche fremd zu vergeben. Größere Krankenhäuser können hingegen diese Bereiche eher für sich beanspruchen. [Blum–2013; Filser–2022]

Für eine nähere Betrachtung der Energieversorgungsstrukturen werden die Versorgungszweige Wärme, Kälte, Strom und Dampf in den Unterkapiteln 2.4.1 bis 2.4.4 getrennt voneinander betrachtet. Dabei wird jeweils zunächst auf die in Krankenhäusern vorliegenden Versorgungsanlagen eingegangen. Es werden typische Nutzungsorte und Verbraucher benannt, an denen der Bedarf hervorgerufen wird. Anschließend werden bei vorliegenden Daten die Verbräuche in den jeweiligen Sektoren dargestellt. Dazu wird auf die witterungs- und prozessbereinigten Daten aus dem „Leitfadens für Energieeffizienz für Krankenhäuser“ nach [Tippkötter–2009] und auf die Erhebung „Klimaschutz in deutschen Krankenhäusern“ nach [Filser–2022] verwiesen. Weiterhin werden Charakteristika, welche aus den Daten anderer Erhebungen hervorgehen, dargestellt und erläutert. Es ist hervorzuheben, dass im Krankenhausbereich im Vergleich zu Wohngebäuden im geringeren Umfang Daten zu Energieverbräuchen vorliegen. Die beiden vorliegenden Quellen sind dabei die letztvorliegenden Quellen, welche branchenweite Verbrauchsdaten methodisch stichhaltig evaluieren. Typische Ineffizienzen bei der jeweiligen Versorgungsstruktur in Krankenhäusern und bisherige Lösungsansätze z.B. durch Energieeinsparmaßnahmen werden im Anschluss erläutert sowie im Bereich Wärme genauer auf Vermarktungsmöglichkeiten eingegangen.

2.4.1 Wärmeversorgung

Allgemein wird angegeben, dass zwischen 70 % bis 80 % des Gesamtenergieeinsatzes auf den Bereich der Wärme zurückfällt. Dabei lässt sich der Energiebedarf in den Raumwärme- und Warmwasserbedarf einteilen. Je nach Quelle wird der Dampfbedarf miteinbezogen, wenn es Dampfkesselsysteme gibt, die den Dampfbedarf und die Wärmeversorgung übernehmen. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Abbildung 2-5 zeigt ein Schema typischerweise eingesetzter Wärmeversorgungsanlagen in Krankenhäusern. Dampfkesselanlagen sind ausgenommen und werden in Kapitel 2.4.4 aufgenommen. Die in der Abbildung angegebenen Werte bzgl. der Auslagerung der Bereiche Wäschereien, Küchen und Sterilisation beziehen sich auf die komplette und nicht teilweise Auslagerung des jeweiligen Bereichs.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

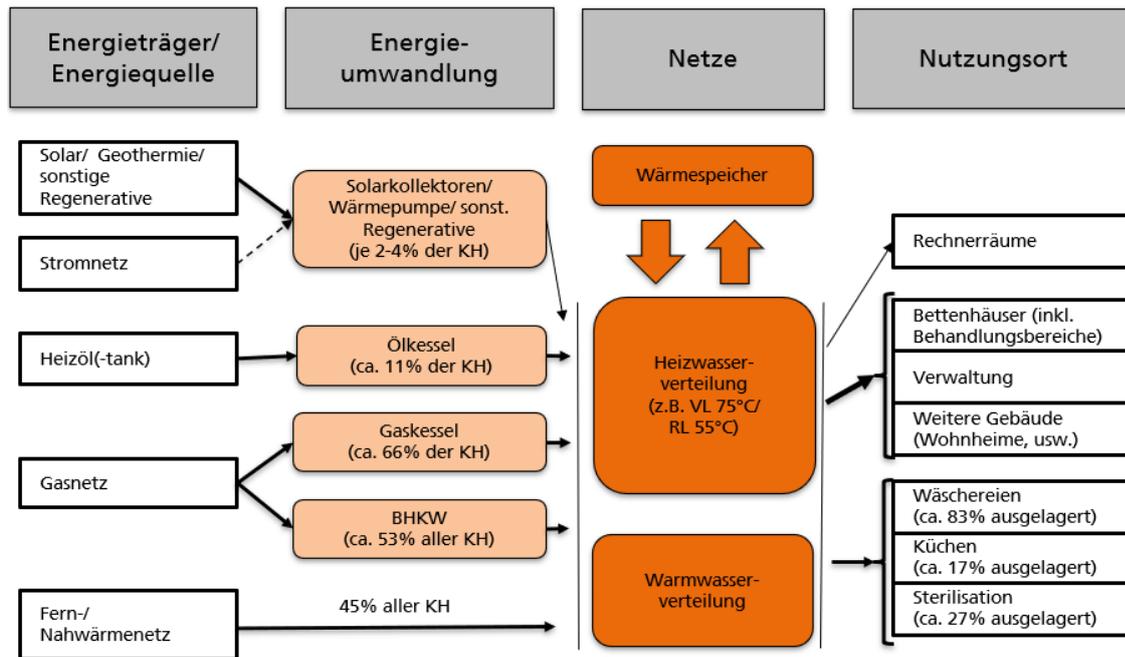


Abbildung 2-5: Schema Wärmeversorgung in Krankenhäusern
Eigene Darstellung, Werte entnommen aus [Filser–2022]

Wärmebereitstellung

2013 liegen noch bei ca. 59 % der Krankenhäuser ein Fern- bzw. Nahwärmeanschluss vor. Die aktuellere Erhebung gibt nach Daten aus 2019 einen Anteil von 45 % der Krankenhäuser an. Aus beiden Quellen lässt sich schließen, dass besonders bei größeren Krankenhäusern ab 600 Betten die Fernwärmenutzung weitverbreitet ist. [Blum–2014; Filser–2022]

Liegt kein Fernwärmeanschluss vor, werden in der Wärmeerzeugung in der Regel Heizkessel mit den Energieträgern Erdgas bzw. Biogas oder Heizöl eingesetzt. In älteren Krankenhäusern ist auch die Deckung der Raumwärme über einen Dampfkessel als Nieder- oder Hochdruckdampfkessel möglich. Liegt ein Dampfkessel vor, wird die erzeugte Wärmeenergie für den Heizkreislauf und Warmwasserzirkulation mittels Wärmeübertrager übergeben. Allerdings besteht in Krankenhäusern auch ein direkter Dampfbedarf, welcher in Kapitel 2.4.4 genauer aufgegriffen wird. [Blum–2014; Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Die Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) findet 2019 bei 57 % der Krankenhäuser Anwendung. 2013 sind es 30 %. Damit ist ein deutlicher Anstieg von BHKW in Krankenhäusern zu verzeichnen. Vor allem mittlere Krankenhäuser von 300 bis 599 Betten weisen den größten Anteil mit 67 % auf. Regenerative Systeme (Solarkollektoren, Wärmepumpe, etc.) tragen nur marginal zur Deckung des Wärmebedarfs bei, da sie im einstelligen Prozentbereich (jeweils 2 bis 4 %) in Krankenhäusern vorkommen. [Filser–2022]

Solarkollektoren z.B. werden nicht den Großteil an der Wärmeversorgung dieser Krankenhäuser übernehmen, da diese aufgrund des Flächenbedarfs sowie der Lastproblematik – die Wärmeerzeugung ist im Sommer sehr hoch, wenn der Bedarf allerdings gering ist – meist zur Deckung des Warmwasserbedarfs eingesetzt werden.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Wärmeverbrauch

Typische Wärmeverbraucher sind Heizung, die Trinkwarmwassererwärmung, RLT-Anlagen, Bäder, Küchen, Wäschereien und Desinfektionsanlagen bzw. die Sterilisation. [Tippkötter–2009]

Zuletzt wurden branchenweit Daten zum Wärmeverbrauch von Krankenhäusern durch die Fragebogenaktion nach [Tippkötter–2009] ermittelt. Für die Angabe der Wärmeverbrauchskenwerten wird daher auf die Daten aus dem Jahr 2008 verwiesen. Aktuellere Branchendaten liegen nicht vor oder sind nicht repräsentativ, da sie zum Beispiel im Fall von [Blum–2014] nicht witterungsbereinigt und damit schlecht vergleichbar sind. Die Daten aus [Filsler–2022] sind ebenfalls nicht witterungsbereinigt und sind nicht ohne Weiteres auf die Verbrauchskennzahl $kWh/(Bett*a)$ übertragbar. Die in Abbildung 2-6 gezeigten Werte werden durch gemessene Werte einzelner Stichproben von Fraunhofer UMSICHT ergänzt, welche nicht witterungs- und prozessbereinigt sind. Diese Krankenhäuser aus vergangenen Forschungsprojekten werden durch einzelne Punkte repräsentiert.

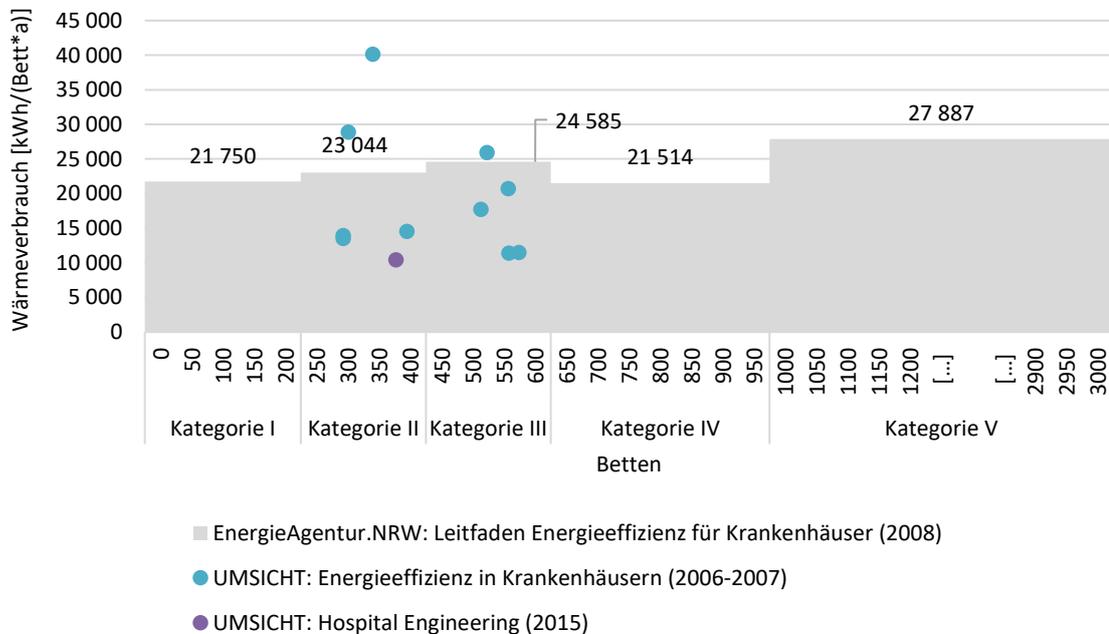


Abbildung 2-6: Wärmeverbrauch von Krankenhäusern nach Betten
Eigene Darstellung, gemessene und evaluierte Werte

Es lässt sich - ähnlich zu den Energiekosten - keine Senkung des Wärmeenergieverbrauchs je Bett mit der Größe des Krankenhauses feststellen. Krankenhäuser der Kategorie IV (650 bis 1 000 Betten) haben den geringsten bettenbezogenen Wärmeverbrauch mit ca. 21 500 kWh pro Bett und Jahr. Daneben fällt der hohe Verbrauch bei den Großkrankenhäusern über 1 000 Betten auf (ca. 27 900 kWh pro Bett und Jahr). In den einzelnen Krankenhauswerten aus den Forschungsprojekten zeigt sich die große Streuung der Verbrauchswerte, auch innerhalb einer Größenklasse. Die große Streuung der Verbrauchswerte wird ebenfalls explizit in [Filsler–2022] erwähnt.

Die Werte des Leitfadens der EnergieAgentur.NRW werden in Abbildung 2-7 mit den Werten der VDI-Richtlinie 3807 Blatt 2 gegenübergestellt.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

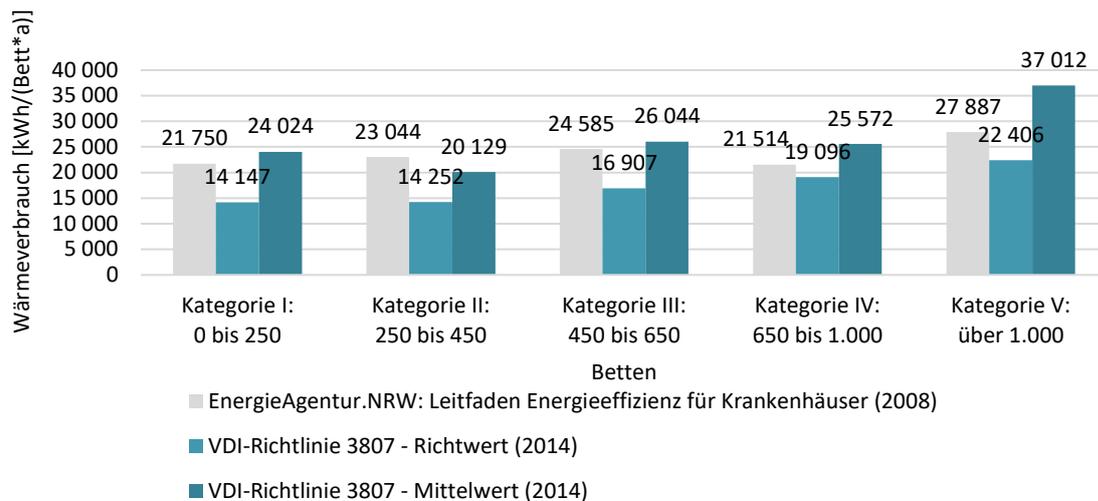


Abbildung 2-7: Vergleich Wärmeverbrauchskennwerte nach Betten
Eigene Darstellung

Entgegen dem Leitfaden haben hier die Mittelwerte² der VDI-Richtlinie die Werte der Krankenhauskategorie II den geringsten bettenbezogenen Verbrauch mit ca. 20 100 kWh je Bett. Tendenziell weisen auch hier die Krankenhäuser der höheren Größenkategorien größere bettenbezogene Verbräuche auf. Abweichungen fallen bei der Kategorie V auf. Dort ist der angegebene Mittelwert aus der VDI-Richtlinie um ein Drittel höher als aus dem Leitfaden. In den anderen Größenklassen werden ebenfalls Abweichungen nach oben und unten deutlich. Dies ist vorrausichtlich auf die unterschiedlich große Datenmenge der Messungen und Erhebungen zurückzuführen. Sämtliche VDI-Richtwerte sind geringer als die Werte des Leitfadens und weisen einen kontinuierlichen Anstieg der Verbrauchskennwerte auf.

Da [Tippkötter–2009] Verbrauchswerte von über einen Zeitraum von 2000 bis 2008 angibt, können über den zeitlichen Verlauf weitere Aussagen getroffen werden. Obwohl die Jahreswerte trotz Witterungs- und Prozessbereinigung variieren, zeigt sich, dass der Wärmeverbrauch je Bett insgesamt in den Jahren von 2000 bis 2008 um 8 % gesunken ist.³ Die Variation der Jahreswerte weist darauf hin, dass in jedem Jahr unterschiedlich viele Krankenhäuser mit anderen Verbräuchen an der Fragebogenaktion teilnahmen. Die im gleichen Zeitraum sinkende Bettenanzahl der Krankenhäuser, lässt insgesamt einen sinkenden Wärmeverbrauch der Krankenhäuser vermuten. Dies lässt sich weiterhin dadurch stützen, dass im gleichen Zeitraum von 2000 bis 2008 der flächenbezogene Energieverbrauch der Krankenhäuser um ca. 32 % gesunken ist.

Aus den untersuchten Verbrauchsdaten lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

² Der Mittelwert bezeichnet in der VDI-Richtlinie den Modalwert und nicht das arithmetische Mittel (siehe Kapitel 2.2)

³ Die prozentualen Werte der betten- und flächenbezogenen Kennwerte wurden mittels einer Regressionskurve über den Zeitraum von 2000 bis 2008 bestimmt.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

- Der Verbrauch für Wärme je Bett steigt tendenziell mit der Größe der Krankenhäuser
- Krankenhäuser über 1 000 Betten weisen besonders hohe bettenbezogenen Wärmeverbräuche auf
- Die Streuung der Wärmeverbrauchswerte wird durchgehend als hoch angegeben, so dass die Krankenhäuser sehr heterogen bezogen auf ihre Wärmeeffizienz sind.
- Bettenbezogene und flächenbezogene Wärmeverbrauchskennwerte weisen unterschiedliche Senkungsraten auf (-8 % und -32 % nach von 2000 - 2008)

Herausforderungen und bisherige Maßnahmen

Typische Herausforderungen lassen sich vor allem im Betriebsverhalten der oftmals überdimensionierten Heizkessel erkennen. Hier wird von einer Überauslegung um den Faktor von zwei bis drei berichtet. Dies ist auf zwei Hauptgründe zurückzuführen. Erstens werden Heizkessel durch den zusätzlichen Bau eines weiteren Kessels redundant ausgelegt, um den Heizbedarf bei Ausfall eines Kessels weiterhin decken zu können. Zweitens basiert die Auslegung der Kessel auf der maximal möglichen Heizlast, die nachträgliche Umbauten und Nachbauten durch eine Sicherheit mitberücksichtigt, allerdings den sinkenden Wärmebedarf durch Auslagerung einzelner Bereiche nicht miteinbezieht. Die Folge ist, gerade bei älteren Kesseln ohne mehrstufigen oder modulierenden Brenner, ein Betriebsverhalten mit hoher Taktung durch häufiges An- und Abfahren. Dies sorgt für eine höhere Abnutzung und einen insgesamt ineffizienteren Betrieb. Zudem sind die Kessel selten als Brennwertkessel ausgeführt, so dass die Abwärme des Rauchgases über einen Wärmeübertrager in der Regel nicht genutzt wird. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] Daher ergeben sich Energieeinsparpotentiale durch den Austausch alter Heizkessel.

Weiterhin ist eine Überprüfung der Regelsysteme und ein hydraulischer Abgleich sinnvoll, um die Leitungswärmeverluste zu verringern. Die Dämmung der Rohre spielt dabei aufgrund der langen Rohrnetze in Krankenhäusern eine besondere Rolle. In [Beier–2009a] wird darauf hingewiesen, dass die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Heizungssystems in den untersuchten Krankenhäusern häufig zu gering ist. Beispielhaft wird ein Verlauf mit einer Differenz von 8 K gezeigt. Dies führt zu erhöhten Pumpstromkosten, weil ein zu hoher Volumenstrom für den Wärmeverbrauch eingestellt ist. Zudem liegt eine zu hohe Rücklauftemperatur vor, sodass eine Brennwertkesselnutzung nicht mehr möglich ist.

Darüber hinaus ist auf die erwünschte Raumtemperatur zu achten. In vielen Fällen lässt sich diese um z.B. 1 K absenken. Zusätzlich lässt sich bedarfsseitig der Verbrauch durch eine bessere Dämmung der Gebäudehülle reduzieren. Je nach Alter können Krankenhäuser teils sehr unterschiedliche U-Werte aufweisen, so dass durch eine bessere Dämmung der Transmissionswärmeverlust wesentlich verringert wird. [Beier–2009a; Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Möglich ist auch der Einsatz der Solarthermie zur Reduktion der fossilen Energieträger und damit auch zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Insgesamt wird dies allerdings selten forciert, da die Solarthermie zur Warmwasserbereitstellung nur im Sommer den Bedarf

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

vollständig decken könnte. Der im Winter sehr hohe Wärmebedarf lässt sich solarthermisch aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung nicht decken.

[Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Großes Potenzial wird in der Wärmerückgewinnung aus Abwasser vermutet. Bisher findet dies allerdings in Krankenhäusern nur marginal (1 bis 3 %) statt. [Filsler–2022]

Durch Bereiche mit hohem Belüftungsbedarf (OP, Intensivstation, Küche) entstehen hohe Lüftungswärmeverluste, da die kühlere Außenluft erst erwärmt werden muss, bevor sie in die Bereiche geleitet wird. Mit der Ergänzung der RLT-Anlagen durch eine Wärmerückgewinnung (WRG, seit EnEV 2009 für neue und modernisierte Anlagen Pflicht) lassen sich die Wärmeverluste um bis zu 70 % verringern. Zudem sorgt eine zeitliche Steuerung einiger Bereiche, die nicht zu durchgehend am Tag genutzt werden, dafür, die Betriebszeiten der RLT-Anlagen und damit deren Strom- und Wärmeverbrauch zu reduzieren. [Beier–2009a]

Vermarktung von Wärme

Die Vermarktung von überschüssiger Wärme ist ausschließlich über ein Wärmenetz möglich. 2019 besitzen ca. 45 % der Krankenhäuser einen Anschluss an ein Fern- bzw. Nahwärmenetz. [Filsler–2022] Diese werden allerdings für den Bezug von Wärme genutzt und dienen zur Deckung des Wärmebedarfs und in der Regel nicht der Einspeisung von Wärme in ein Wärmenetz. Dies wird durch Anschluss- und Benutzungszwang nach §16 EEWärmeG [Bundesumweltministerium–2015] erschwert. Demnach können Gemeinden nach jeweiligem Landesrecht den Anschluss- und Benutzungszwang zum Zweck des Klima- und Ressourcenschutzes für Fern- und Nahwärme einklagen und durchsetzen. Das bedeutet, dass der Abnehmer keine Wahlfreiheit bezüglich der Wärmeversorgung hat, wenn ein Anschluss besteht und damit die Notwendigkeit entfällt eigene Wärmeerzeugungsanlagen wie BHKW oder Heizkessel zu betreiben. [Maaß–2015; Pfnür–2016]

Durch den Benutzungszwang gehen Wärmeabnehmer und Wärmenetzbetreiber ein gegenseitiges Abhängigkeitsverhältnis ein. Somit besteht einerseits die Verpflichtung der Wärmebereitstellung durch den Wärmenetzbetreiber und andererseits die Abnahme des Fernwärmekunden. Dadurch bildet sich eine monopolhafte Struktur, da der Kunde nicht zu einem günstigeren Anbieter wechseln kann. Daraus folgen höhere Wärmepreise, da der Wärmeanbieter nicht mit anderen Wärmeerzeugungssystemen konkurrieren muss. [Maaß–2015]

Zukünftig können über Wärmenetze, welche auf dezentrale Erzeuger umstellen (sog. „dezentral organisierte Wärmeplattformen“), bei Erfüllung der technischen Anforderungen auch kleinere Wärmeerzeuger an dem Wärmemarkt teilnehmen. Dieser ist jedoch auf das lokale Wärmenetz beschränkt. [Maaß–2017] Eine Abnahme von Wärme nach heutigem Stand kann also vor der Installation eines Netzanschlusses mit dem Wärmenetzbetreiber bilateral verhandelt werden. Dafür sind allerdings die technischen Voraussetzungen des Wärmenetzes zu prüfen. Für die Erhöhung der Flexibilität von BHKWs kann ein Wärmenetz als „Abpuffersystem“ genutzt werden. Auf diese Weise kann überschüssige Wärme ins Netz und benötigte Wärme aus dem Netz bei geringen

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Strompreisen entnommen werden. Allerdings bleibt auch hier die Marktteilnahme stark abhängig von den lokalen Gegebenheiten.

Zusammenfassend bietet die Vermarktung von Wärme keinen gleichwertigen Ansatz für alle Krankenhäuser in Deutschland und wird im Rahmen des Projektes nicht weiter betrachtet.

2.4.2 Kälteversorgung

In Krankenhäusern werden Diagnostikbereiche (90 %), Operationssäle (89 %), Notaufnahme (63 %) sowie zunehmend Patientenzimmer und administrative und sonstige Bereiche klimatisiert. Zusätzlich müssen medizinisch-technische Geräte und Rechnerräume gekühlt werden. Insgesamt wird dafür ca. 14 % des Stromverbrauchs für die Kälteversorgung aufgewendet. [Filsler–2022]

Das folgende Schema (Abbildung 2-8) zeigt den Aufbau der Kälteversorgung, wie sie in Krankenhäusern Anwendung finden kann.

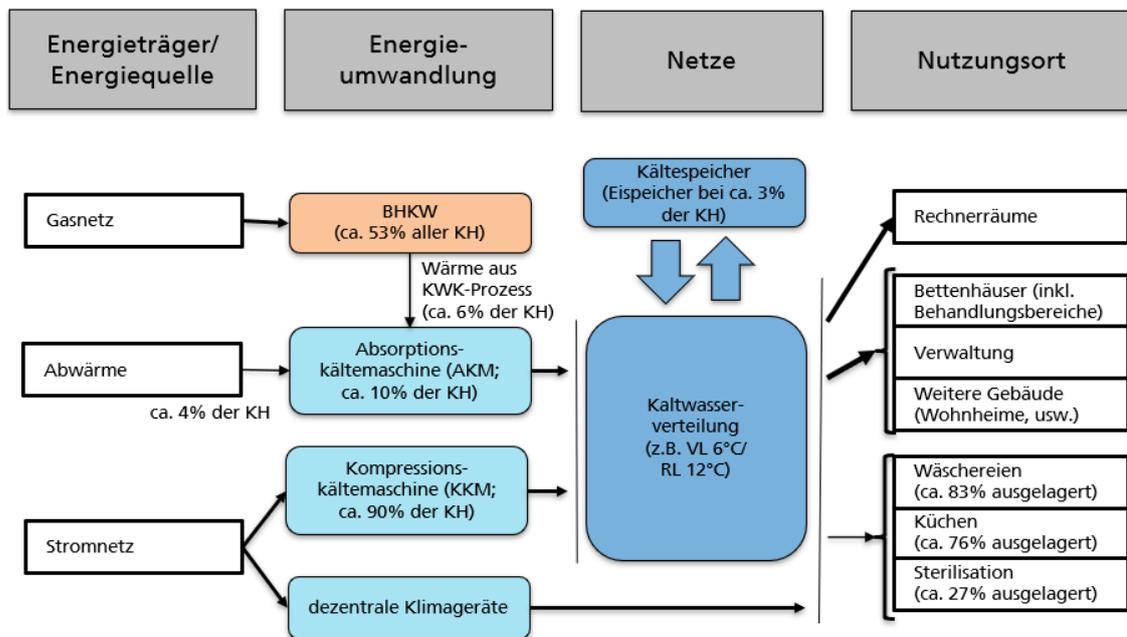


Abbildung 2-8: Schema Kälteversorgung in Krankenhäusern
Eigene Darstellung, Werte entnommen aus [Filsler–2022]

Kältebereitstellung

In der Regel werden die Kälteverbraucher über ein Kältenetz mit Kaltwasser (Vorlauf-/Rücklauf-Temperatur 6 °C/12 °C) von einer zentralen Kälteerzeugungsanlage versorgt. Darüber hinaus finden sich häufig auch dezentrale Klimatisierungsgeräte wie Kompakt- oder Split-Geräte, die für sich abgeschlossene Bereiche wie EDV-Räume klimatisieren. Großgeräte in Krankenhäusern wie Kernspinn und Magnetresonanztomograph weisen meist ein eigenständiges Kühlsystem auf, so dass diese eher selten an das Kältenetz direkt angeschlossen sind. Liegt ein zentrales Kältenetz vor, werden in der Regel Kompressionskältemaschinen (KKM) eingesetzt. KKM werden durch einen mechanischen

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Verdichter betrieben, der elektrisch betrieben wird. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015; Tippkötter–2009] Nach [Filser–2022] geben 90 % der Krankenhäuser für 2019 an, für die Kälteversorgung KKM zu betreiben.

Möglich ist auch die Versorgung mit einer Absorptionskältemaschine (AKM). Diese besitzt eine thermische Verdichtung und benötigt zum Betrieb Wärmeenergie. Wird diese Wärme aus der Abwärme einer Kraft-Wärme-Kopplung (z.B. BHKW) bezogen, wird von einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) gesprochen. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] Laut [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010b] bestehen bei Krankenhäusern ab einer Größe von 200 Betten gegebenenfalls gute Voraussetzungen für diese Anlagenkombination. Nach [Filser–2022] geben 10 % der Krankenhäuser für 2019 an, für die Kälteversorgung AKM zu betreiben. Diese bergen den Vorteil, überschüssige Abwärme eines BHKW oder Heizkessels, welche nicht von dem Krankenhaus abgenommen wird, in den Absorptionsprozess zu überführen, so dass auch im Sommer der energetische sinnvolle Betrieb eines BHKW ermöglicht wird.

Die Kältespeicherung ist in Krankenhäusern nicht verbreitet. 3 % geben 2019 an einen Eispeicher zu besitzen. Daten zu Kaltwasserspeichern sind nicht vorhanden.

Bei 62 % der Krankenhäuser werden Kältemaschinen nicht für sich allein, sondern in einem Verbund von mindestens zwei Anlagen betrieben. Auffällig ist, dass bei 14 % der Krankenhäuser Verbünde von über fünf Anlagen betrieben werden. Dies weist auf gewachsene Strukturen mit gestiegenen Kältebedarfen an. Durchschnittlich sind die Anlagen 18 Jahre alt. [Filser–2022]

Kälteverbrauch

Der Bedarf liegt vor allem in der Raumklimatisierung in Bereichen mit hohen Wärmelasten durch z.B. technische Geräte, wie in Operationssälen, Intensivstationen, Küchen oder Räumen mit EDV-Anlagen. Weiterhin besteht Kältebedarf in Kühlräumen der Pathologie und bei der Kühlung von Arzneien und Lebensmittel. [Hagemeier–2018b; Tippkötter–2009]

Den Kälteverbrauch abzuschätzen ist schwer. Im Falle einer Erzeugung der Kälte über KKM und kleinen Kühlgeräten geht die Energie für die Bereitstellung der Kälte in den Stromverbrauch mit ein und muss daher separat erfasst werden. Im Falle einer AKM wird die Energiemenge dem Verbrauch von Wärme über den Gasverbrauch für den Betrieb des vorangeschalteten BHKWs zugeordnet. In beiden Fällen muss die kältetechnische Anlage für sich bilanziert werden, um den Kälteverbrauch zu bestimmen. Selbst die durchgeführten Messungen im Rahmen des Forschungsprojekts aus [Beier–2009a] können keinen Benchmark für einen typischen Kälteverbrauch eines Krankenhauses liefern. Dies hat verschiedene Gründe. Erstens wurden die Messungen über kurze Zeiträume, z.B. einer Woche, durchgeführt. Damit kann nicht das Betriebsverhalten über ein gesamtes Jahr abgeleitet werden. Eine Hochrechnung würde mit zu großen Ungenauigkeiten verbunden sein. Die Wochendaten der Krankenhäuser sind zwar untereinander vergleichbar, allerdings wurden diese zu unterschiedlichen Zeitpunkten jeweils anderen Witterungsbedingungen durchgeführt. Damit wird je nach Außentemperatur die

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Kälteerzeugung in Teil- bzw. Volllast gefahren, so dass dieses unterschiedliche Betriebsverhalten den Vergleich erschwert. Zudem erfolgt die Kälteerzeugung in verschiedenem Maße dezentral oder zentral, so dass eine Messung des zentralen Kältenetzes nicht immer den gesamten Kälteverbrauch abdeckt.

In [Filsler–2022] werden Verbräuche für ganze Krankenhäuser als Median angegeben, woraus sich allerdings schwer auf die Kennzahl $kWh/Bett*a$ bestimmen lässt.

Die Datenlage zu Kälteverbräuchen ist insgesamt nach aktuellem Forschungsstand zu dünn, so dass eine Analyse des Kälteverbrauchs der Krankenhäuser an dieser Stelle entfällt.

Herausforderungen und bisherige Maßnahmen

Insgesamt wird ein steigender Kältebedarf für die Raumklimatisierung angenommen. Dies ist meist mit dem Zubau von Operationssälen begründet. [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010b] In Operationssälen und Intensivstationen bestehen zusätzlich neben der Klimatisierung an das Lüftungssystem besondere Anforderungen, wie die Gewährleistung von Keimarmut und eines niedrigen Gehaltes an Mikroorganismen, Staub, Narkosegasen sowie Geruchsstoffen. [Hagemeyer–2018b]

Zur Verringerung des Energiebedarfs für die Klimatisierung gibt es mehrere Optionen. Erstens sind die Betriebszeiten der RLT-Anlagen zu überprüfen. Eine bedarfsgerechte Steuerung der Lüftungsanlagen hebt große Einsparpotentiale. So müssen nicht sämtliche Operationssäle rund durchgehend gekühlt werden, wenn in ihnen kein Betrieb herrscht. [Beier–2009a]

Zweitens sollte die Kältelast selbst durch die Vermeidung innerer Wärmequellen reduziert werden. Ein Austausch der Beleuchtung auf energiesparende LEDs, und den Tausch zu effizienteren EDV-Systemen mit einer geringeren Wärmeabgabe reduziert den Kühlbedarf. Zudem sollte bei der Neuanschaffung von medizinischen Geräten auf integrierte (Wasser-) Kühlsysteme geachtet werden. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Drittens sind für neue und modernisierte RLT-Anlagen Wärmerückgewinnungssysteme seit der EnEV 2009 verpflichtend. Durch die WRG wird die warme, eintretende Außenluft mit der kühleren, ausströmenden Innenluft vorgekühlt. Das Energieeinsparpotenzial liegt hier laut [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] bei 30 bis 50 %.

Die Kälteerzeugung mittels KKM ist mit einem hohen Stromverbrauch und Strombezugsspitzen verbunden. Aus diesem Grund wird der Einbau eines Kältespeichers wie Eisspeicher als Kältespeicher für den Abbau von elektrischen Lastspitzen empfohlen. Dieser minimiert den Bezug von Hochtarifstrom, da der Speicher in Schwachlastzeiten mit günstigerem Niedertarifstrom geladen wird. Zudem wird mit einem Kältespeicher die Versorgungssicherheit erhöht, da eine Reserve vorgehalten werden kann. Laut [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] haben sich Eisspeicher im Betrieb bewährt.

Weiterhin ist ein Systemwechsel von dem Betrieb einer KKM hin zu einer adiabaten Kühlung in Betracht zu ziehen. Diese ist kostengünstiger, da für die Kälteerzeugung selbst

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

kein Strom aufgewendet werden muss. Dabei kann das System auf die Zuluftbefeuchtung mit anschließender Trocknung oder auf eine Abluftbefeuchtung mit anschließender WRG zur Kühlung der Außenluft basieren. Die Grenzen der Anwendung werden bei hohen Außenlufttemperaturen erreicht, da die Außenluft mit der adiabaten Kühlung um maximal 10 °C abgekühlt werden kann. In diesem Fall wird die adiabate Kühlung durch eine KKM unterstützt. Insgesamt lassen sich die Betriebskosten mit der adiabaten Kühlung auf ein Drittel reduzieren. [Kabus–2009; Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] 44 % der Krankenhäuser setzen die adiabate Kühlung 2019 ein. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung von ausreichend kalter Außenluft als freie Kühlung. Sie wird zu 81 % bereits eingesetzt. [Filsler–2022]

Bei der Kälteerzeugung mit KKM liegen zudem weitere Herausforderungen bei der Verwendung des Kältemittels. Durch Leckagen weist die Kälteanlage je nach Kältemittel ein hohes Global Warming Potential (GWP) auf und greift zusätzlich die Ozonschicht in der Atmosphäre an. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

2.4.3 Stromversorgung

Der Anteil des elektrischen Energiebedarfs am gesamten Energiebedarf eines Krankenhauses liegt im Durchschnitt bei 20 bis 30 %. Aufgrund des im Vergleich zu anderen Energieträgern hohen Strompreises beträgt der Kostenanteil an den Energiekosten 50 %. [Filsler–2022; Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Die folgende Abbildung 2-9 gibt analog zur Wärme- und Kälteversorgung die Stromversorgungsstruktur wieder.

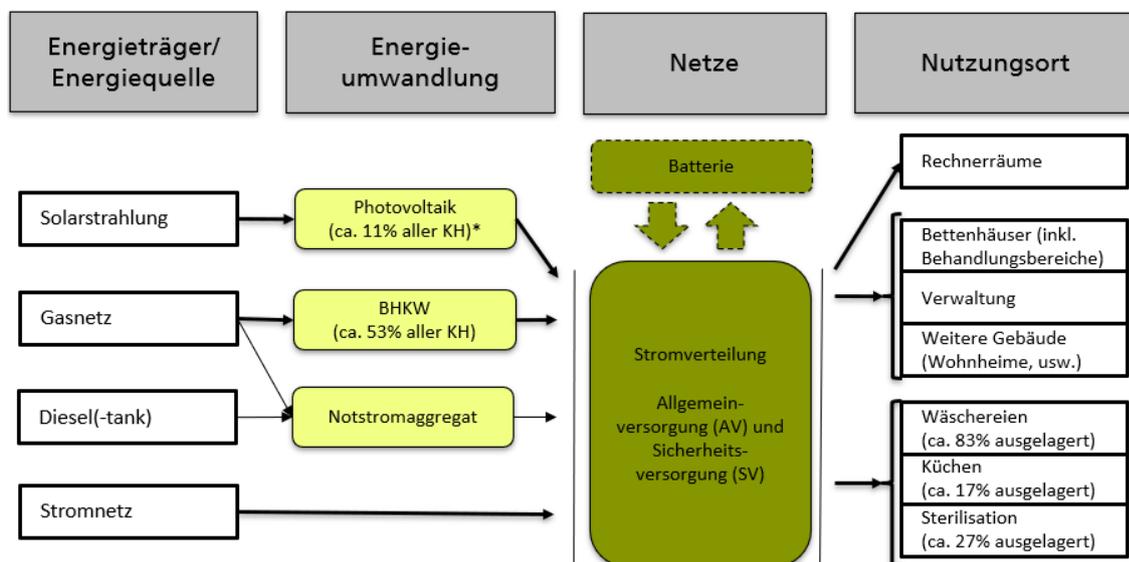


Abbildung 2-9: Schema Stromversorgung in Krankenhäusern

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Eigene Darstellung, Werte entnommen aus [Filsler–2022], * abweichend Wert entnommen aus [Blum–2014]

Strombereitstellung

Strom wird hauptsächlich durch Fremdbezug aus dem örtlichen Verteilnetz bezogen. Ca. 57 % der Krankenhäuser auf Eigenstromversorgung durch KWK mit BHKW. [Filsler–2022] Dies lässt sich aufgrund des höheren Preises des fremdbezogenen Stroms im Vergleich zur Eigenstromerzeugung und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch das KWKG erklären. Die Grundversorgung durch das BHKW deckt einen Teil des Stromverbrauchs ab und kann den Fremdbezug nicht zu 100 % ersetzen.

Weiterhin betreiben 2013 11 % der Einrichtungen Photovoltaik-Anlagen (PV). Zur Eigenerzeugung ist anzumerken, dass die Eigenstromerzeugung insgesamt in den größeren Krankenhäusern ab 600 Betten seltener vorkommt (19%) als in kleineren Einrichtungen unter 300 Betten und in der mittleren Bettengrößenklasse (34% bzw. 38%). [Blum–2014]

Die PV-Anlagen haben an der Eigenstromerzeugung einen Anteil von 1,5 %; d.h. der Großteil des Eigenstroms wird über die installierten BHKWs erzeugt. Diese haben gegenüber den PV-Anlagen den Vorteil tageszeitenunabhängig betrieben werden zu können und werden bisher auf hohe Jahresvollbenutzungsstunden (über 6 000 h/a) ausgelegt. Krankenhäuser bilden gute Voraussetzungen für den Einsatz von BHKW. Dazu zählt der hohe Strombedarf mit konstant hoher Grundlast und sich wiederholende Tageslastgänge. Weiterhin besteht durch die Warmwasserbereitung ein ganzjähriger Wärmebedarf. Zudem bietet sich die Möglichkeit, das BHKW als Netzersatzstromanlage zu nutzen. [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010b]

Das interne Stromnetz teilt sich in eine Allgemenstromversorgung (AV) und eine Sicherheitsstromversorgung (SV) auf. Die SV als Notstromnetz weist separat geführte und abgesicherte Stromkreise auf [Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe–2014]. Sie muss nach DIN VDE 0100-710 gewährleisten, dass die Sicherheit der Patienten weder bei medizinischen Eingriffen, Untersuchungen und Behandlungen noch bei deren Aufenthalt in diesen Bereichen durch elektrische Einflüsse gefährdet wird. Die AV hingegen versorgt die sonstigen Geräte und Bereiche. Im Falle eines Stromausfalls wird die AV daher nicht versorgt. Die Last der SV wird von der - meist batteriegestützten - unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) übernommen, bis ein Notstromaggregat hochgefahren ist. Dabei muss das Notstromaggregat nach 15 Sekunden 80 % und nach 5 weiteren Sekunden den vollen Notstrombedarf übernehmen. Bei den Aggregaten handelt es sich meist um Dieselaggregate. Möglich sind allerdings auch gasbetriebene Aggregate, die allerdings eine separate Gasversorgung benötigen, da die allgemeine Gasversorgung durch das Notstromaggregat nicht beeinträchtigt werden darf. [Zahoransky, Richard–2010]

In einem KH aus [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] (Paracelsus-Klinik Golzheim in Düsseldorf) wird das Notstromaggregat für ein Virtuelles Kraftwerk und zur Spitzenlastreduktion genutzt.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch ist durch viele Klein- und Großverbraucher gekennzeichnet. Darunter zählen der Energieverbrauch für den Betrieb der technischen Versorgungsanlagen (Gebläse, Lüfter, Pumpen, Kompressoren, etc.), medizinisch-technische Geräte, EDV- und Kommunikationsanlagen, die Beleuchtung, Aufzüge, Küchen, Wäschereien und Sterilisationen. Der Energieverbrauch für Druckluft bzw. vakuumbetriebene Anwendungen nimmt eine eher kleinere Rolle ein. [Tippkötter–2009]

Ca. 22 % des Strombedarfs wird durch die Beleuchtung verursacht. Dies ist einerseits durch die hohen Beleuchtungsanforderungen und andererseits durch den Betrieb ineffizienter Leuchtmittel wie Leuchtstoffröhren begründet. Die Anforderungen an die Beleuchtung sind sehr unterschiedlich. In OP-Räumen sind Beleuchtungsstärken nach DIN EN 12464-1 von 1 000 bis 2 000 Lux, im Operationsfeld Beleuchtungsstärken von 40 000 bis zu 160 000 Lux erforderlich. Für die Notfall- und Intensivbehandlung sind 1 000 Lux vorgeschrieben. Im Vergleich dazu muss die Flurbeleuchtung in der Regel lediglich 200 bis 300 Lux vorweisen. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Mit den Daten von [Tippkötter–2009] aus 2008 werden entsprechend zum Wärmeverbrauch der bettenbezogene Stromverbrauch in Abbildung 2-10 dargestellt. Auch hier werden Datenpunkte mit den Werten einzelner Krankenhäuser aus zwei Projekten von Fraunhofer UMSICHT sowie die angegebenen Stromverbräuche der Krankenhäuser aus dem Projekt E^N.Kompass der EnergieAgentur.NRW exemplarisch mitdargestellt.

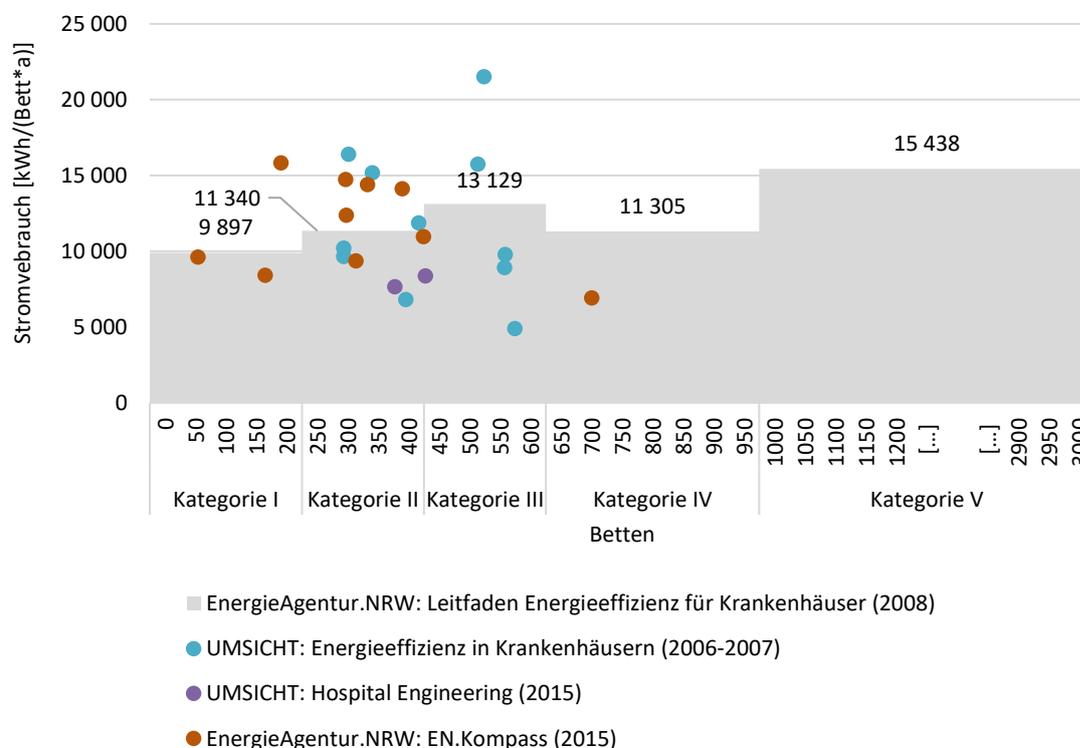


Abbildung 2-10: Stromverbrauch von Krankenhäusern nach Betten
Eigene Darstellung, gemessene und evaluierte Werte

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Der Verlauf der Werte lässt einige Parallelen zum Wärmeverbrauch erkennen. Erstens ist die Streuung der Verbrauchswerte sehr hoch. Dies ist unabhängig von dem Erhebungsjahr zu erkennen. Zweitens fällt bei den Verbrauchswerten des Leitfadens Energieeffizienz erneut ein geringerer Werte bei der Kategorie IV mit ca. 11 300 kWh je Bett ggü. der Kategorie III auf. Den geringsten Stromverbrauchswert erreicht erneut die Kategorie I mit KH bis 250 Betten (ca. 9 900 kWh je Bett). Weiterhin sind die höchsten Verbräuche bei den Großkrankenhäusern über 1 000 Betten zu verzeichnen (ca. 15 400 kWh je Bett). Ein eindeutiger proportionaler Zusammenhang ist nicht gegeben, obgleich große Krankenhäuser tendenziell einen höheren bettenbezogenen Stromverbrauch aufweisen.

Der zeitliche Verlauf von 2000 bis 2008 aus [Tippkötter–2009] zeigt trotz Prozessbereinigung eine hohe Streuung. Wie beim Wärmeverbrauch weist dies darauf hin, dass in jedem Jahr unterschiedlich viele Krankenhäuser mit anderen Verbräuchen an der Fragebogenaktion teilnahmen. Insgesamt zeigt sich dennoch, dass der bettenbezogene Stromverbrauch über den gesamten Zeitraum um 34 % angestiegen ist.⁴ Demnach ist die Entwicklung im Vergleich zu den Wärmeverbrauchswerte entgegengesetzt. Analog zum Wärmeverbrauch ist der flächenbezogene Kennwert geringer. Die Werte weisen von 2000 bis 2008 keinen Anstieg (knapp unter 0 %) auf. Da im gleichen Zeitraum die Bettenanzahl der Krankenhäuser gesunken ist, lässt sich insgesamt ein geringerer Stromverbrauchsanstieg vermuten.

Die Stromverbrauchswerte aus dem Leitfaden werden den Kennwerten aus der VDI-Richtlinie 3807 in Abbildung 2-11 gegenübergestellt. Dabei sind große Abweichungen bei den Kategorien I bis IV zu erkennen. Der angegebene Mittelwert aus der Richtlinie ist dabei um 42 bis 55 % niedriger als die Werte aus [Tippkötter–2009]. Bei der Kategorie V ist der Wert um 11 % geringer. Die Abweichung zu dem erstrebenswerten Richtwert der VDI-Richtlinie ist dabei noch größer und erscheint daher schwer für Krankenhäuser zu erreichen.

⁴ Die prozentualen Werte der betten- und flächenbezogenen Kennwerte wurden mittels einer Regressionskurve über den Zeitraum von 2000 bis 2008 bestimmt.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

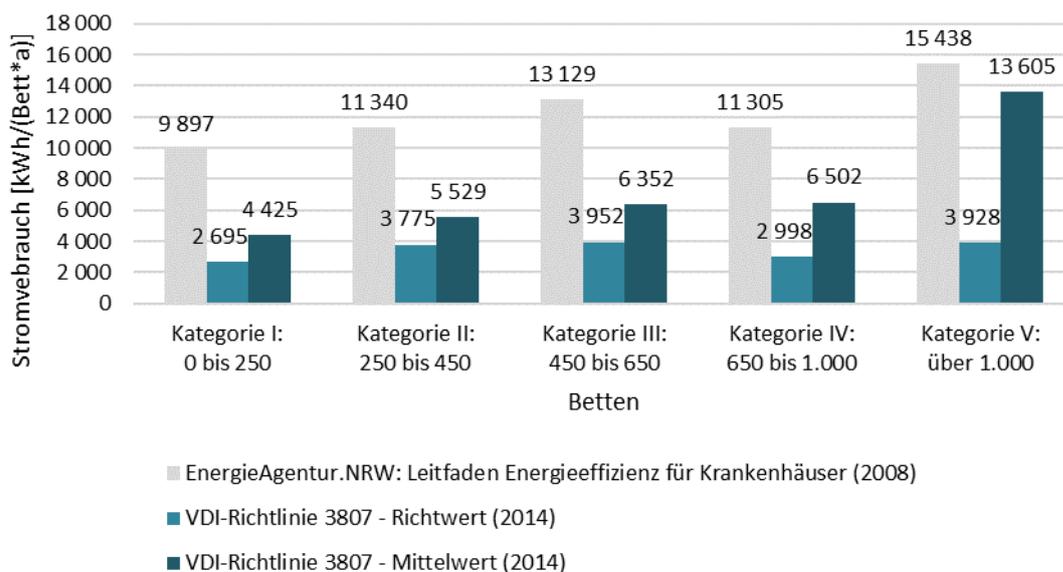


Abbildung 2-11: Vergleich Stromverbrauchskennwerte nach Betten

Die Gründe für die großen Abweichungen können vielfältig sein. Zum einen liegen unterschiedliche Erhebungs- bzw. Evaluierungsmethoden vor. Je nach Grundgesamtheit können bei der hohen Streuung von Verbrauchswerten Abweichungen auftreten. Zusammenfassend sind die Werte der VDI-Richtlinie kein praktikabler Benchmark und werden daher nicht weiter betrachtet.

Aktuellere Daten zum Stromverbrauch aus Fremdbezug liegen nach [Filsler–2022] vor und werden als Median der befragten Krankenhäuser in Tabelle 2-5 angegeben.

Tabelle 2-5: Stromverbrauch nach Betten 2019
Quelle: [Filsler–2022]

	Strombezug [kWh/(Bett*a)]
50 bis 299 Betten	9 722
300 bis 599 Betten	9 131
Ab 600 Betten	11 575

In großen Krankenhäusern sind die höchsten Verbräuche zu erkennen. Im Gegensatz zu den bisherigen Untersuchungen liegen die geringsten Stromkennzahlen bei mittleren Krankenhäusern von 300 bis 599 Betten. In Abbildung 2-10 entspricht dies der Kategorie II und III, welche mit 11 300 und 13 100 kWh je Bett und Jahr noch einen höheren Verbrauch als kleine Krankenhäuser aufweisen. Die Gründe hierfür können hier in der Verbreitung von BHKW und PV-Anlagen zwischen 2008 und 2019 liegen. 65 % der mittleren Krankenhäuser produzieren Energie selbst am Standort und weisen damit den höchsten Anteil ggü. kleinen und großen Krankenhäusern auf. [Filsler–2022] Damit sinkt der Stromverbrauch aus Fremdbezug für diese Größenklasse überproportional.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

Aus den untersuchten Verbrauchsdaten lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

- Der Verbrauch für Strom je Bett steigt tendenziell mit der Größe der Krankenhäuser
- Krankenhäuser über 1 000 Betten weisen besonders hohe bettenbezogene Stromverbräuche auf
- Die Streuung der Stromverbrauchswerte ist sehr hoch, so dass die Krankenhäuser sehr heterogen bezogen auf ihre Effizienz sind.
- Bettenbezogene und flächenbezogene Stromverbrauchskennwerte weisen unterschiedliche Steigerungsraten auf (+0 % und +36 % von 2000 bis 2008)
- Die Eigenerzeugung verringert den Stromverbrauch (Fremdbezug) signifikant, verringert jedoch die Vergleichbarkeit der Werte aus den Statistiken untereinander.

Herausforderungen und bisherige Maßnahmen

Wie in den anderen Sektoren setzen bei der Stromversorgung die Energieeinsparmaßnahmen verbrauchs- und anlagenorientiert an. Bezüglich der Lüftungsanlagen weist [Beier–2009a] darauf hin, dass der nötige Luftvolumenstrom geprüft werden sollte. Da die Strömungsgeschwindigkeit der Luft zur dritten Potenz in die Lüfterleistung eingeht, kann bei einer Halbierung der Luftvolumenstroms der Stromverbrauch des Lüfters auf ein Achtel gesenkt werden. Gerade bei älteren Anlagen sollten das Lüftungssystem auf die aktuellen Minimalanforderungen nach DIN 1946-4 [Deutsches Institut für Normung e.V.–2005] gebracht werden, um den Stromverbrauch zu reduzieren. Weiterhin können in den RLT-Kanälen Reibungsverluste durch den regelmäßigen Austausch der Luftfilter und durch Auslegung auf möglichst große Lüftungsquerschnitte minimiert werden.

Der gleiche Zusammenhang zwischen Strömungsgeschwindigkeit und Leistung besteht bei den Umwälzpumpen im Heizungssystem. Gerade unregelmäßige Pumpen sollten ausgetauscht werden, da sich die hydraulische Leistung in dritter Potenz zur Drehzahl des Lauftrahls und der Strömungsgeschwindigkeit erhöht. In vielen Fällen liegen die Amortisationszeiten beim Austausch von unregelmäßigen zu drehzahlgeregelten Umwälzpumpen bei unter fünf Jahren. [Beier–2009a; Fahrion–2018]

Bezüglich des Strombedarfs sollte eine energiesparende Beleuchtung eingebaut werden. Hier sollten energiesparende Leuchtmittel wie LED-Lampen eingesetzt werden, die eine Lebensdauer von bis zu 50 000 Betriebsstunden aufweisen und gegenüber Glühlampen ein Ersparnis von bis zu 80 % zeigen. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] Zudem wird empfohlen, die Lichtintensität über eine Lichtregelung mit Helligkeitssensoren anzupassen, um das Tageslicht optimal auszunutzen.

Bezugnehmend auf die Gebäudeautomation sind die einzelnen Regelungssysteme in vielen Fällen gewerkeübergreifend vernetzt und mit einem Leitsystem verbunden. Gezielt werden externe Führungsgrößen miteinbezogen, so dass die Verwendung von Temperatur- und Helligkeitssensoren, Durchflussmesser und Präsenzmelder nötig ist, um

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

die Verbräuche bedarfsorientiert zu reduzieren. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

Zudem sind die Konditionen beim Stromanbieter regelmäßig zu überprüfen. Laut [Blum–2013] wird dies bereits bei 60 % der KH standardmäßig und bei 32 % manchmal durchgeführt. Weiterhin sind laut [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015] flexible Anlagen aus Spitzenlastzeiten in Niedertarifzeiten zu verschieben. Auf diese und weitere Möglichkeiten und Potentiale zur Anlagenflexibilisierung wird in Kapitel 3 detailliert eingegangen.

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

2.4.4 Dampfversorgung

Der Dampfbedarf kann über ein internes, zentrales Dampfnetz durch einen Hochdruck- oder Niederdruckdampfkessel gedeckt werden. Häufig angewandt wird hingegen die dezentrale Dampfversorgung. Für die dezentrale Dampferzeugung werden elektrische Dampferzeuger eingesetzt. [Tippkötter–2009]

Bei einer Dampfkesselanlage wird die Wärme für die Raumwärme und Warmwassererwärmung nachgelagert verwendet. Der Aufbau einer Versorgung mit Dampf und Wärme mit einer Dampfkesselanlage wird in der nachfolgenden Abbildung 2-12 dargestellt. Eine Untersuchung von Dampfverbrauchskennwerten entfällt, da der Heiz- und Warmwasserbedarf bereits im Sektor Wärme (Kapitel 2.4.1) aufgezeigt wird. Zudem liegen keine Erhebungen zum direkten Dampfbedarf von z.B. Sterilisationen vor.

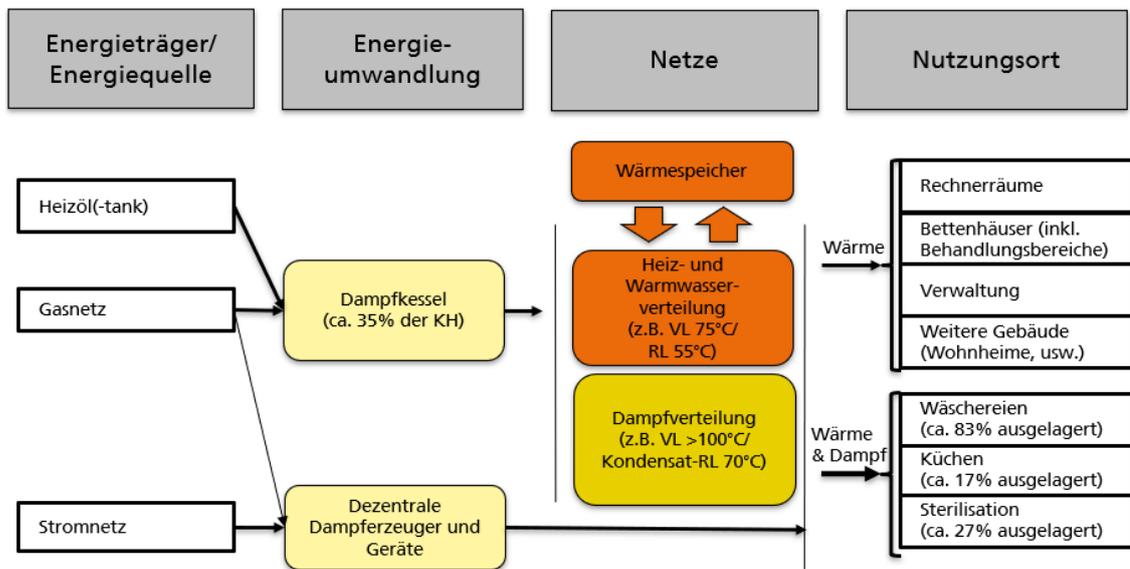


Abbildung 2-12: Schema Dampfversorgung in Krankenhäusern
Eigene Darstellung, Werte entnommen aus [Filser–2022]

35 % der Krankenhäuser verwenden einen zentralen Dampfkessel. Für dezentrale Geräte liegen keine Zahlen vor. Der Einsatz einer dezentralen oder zentralen Dampferzeugung ist abhängig von dem jeweiligen Bedarf im Krankenhaus. Der Trend zur Auslagerung der Bereiche mit Reinigungs- und Desinfektionsautomaten (Küche, Wäschereien und auch Sterilisation) führt dazu, dass die Dampferzeugung im Fall einer zentralen Versorgung überdimensioniert und nicht mehr an den tatsächlichen Bedarf angepasst ist. [Blum–2013; Tippkötter–2009]

Liegt eine zentrale Dampfkesselanlage vor, kann eine Dezentralisierung demnach der Dampferzeugung von Vorteil sein. Bei der Versorgung der Sterilisation wird auf Schnelldampferzeuger zurückgegriffen. [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]

2 Untersuchungsobjekt Krankenhaus

2.5 Krankenhaus Hattingen

Das Krankenhaus Hattingen gehört zur Evangelischen Stiftung Augusta, in deren Trägerschaft sich zwei weitere Krankenhäuser in Bochum befinden. Mit knapp 300 Betten ist es ein Krankenhaus mittlerer Größe. Es verfügt über ein Blockheizkraftwerk, eine Kompressionskältemaschine, einen Gaskessel sowie Wärme- und Kältespeicher. Damit stellt es ein typisches Krankenhaus mit einem krankenhaustypischen Energiesystem dar und erfüllt zudem alle Voraussetzungen für flexibilisierbare Anlagen.



Abbildung 2-13: Bettenhaus des Krankenhauses Hattingen

Das Krankenhaus wurde im Jahr 1963 erbaut und besteht aus dem 14-geschossigen Bettenhaus und dem Behandlungshaus, die 1969 um einen Ostflügel und 1989 um einen Westflügel erweitert wurden. Die Fläche dieser Gebäude umfasst 17600 m². Neuere Gebäude sind der Neubau Süd und das Ambulante Zentrum Hattingen (AZH).

Seit der Sanierung der Energiezentrale in 2001 werden Wärme und Strom über ein eigenes BHKW bereitgestellt. Ebenfalls von der Wärmezentrale versorgt werden umliegende Gebäude (zwei Wohnheime, ein Altenheim, Personalwohnungen, ein Verwaltungsgebäude, eine Krankenpflegeschule und eine Kurzzeittagespflege).

Der Wärmeverbrauch des Krankenhauses liegt bei etwa 4,7 MWh und der Stromverbrauch bei 2,7 MWh. Mit einem Wärmeverbrauch pro Bett von 16 MWh/Bett und einem Stromverbrauch von 9,2 MWh/Bett liegt der Energieverbrauch des Krankenhauses unter dem Durchschnitt vergleichbarer Häuser.

3 Anlagenflexibilisierung

In diesem Kapitel werden die Grundlagen zur Anlagenflexibilisierung vorgestellt. Nach einer einleitenden Motivation zur Notwendigkeit der Flexibilisierung von Energieanlagen in Abschnitt 3.1 folgen in Abschnitt 3.2 Grundlagen zum Flexibilisierungspotential verschiedener dezentraler Energieerzeugungsanlagen. Dabei liegt der Fokus auf Energieerzeugungsanlagen, die typischerweise in Krankenhäusern eingesetzt werden. Auf dieser Grundlage wird in Abschnitt 3.3 das Flexibilisierungspotential von BHKW und KKM genauer analysiert. Zum Abschluss folgt in 3.5 ein Exkurs zu bisherigen Anwendungsfällen von Anlagenflexibilisierung.

3.1 Flexibilisierungsbedarf

Das zukünftige Energiesystem wird durch einen höheren Anteil volatiler Erzeugung geprägt sein. Während sich in der Vergangenheit die Erzeugung am Verbrauch orientierte, ist dies mit einem steigenden Anteil saisonaler und wetterabhängiger fluktuierender Erzeugung nicht mehr möglich. Um dennoch ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herstellen zu können, sind verschiedene Mechanismen nötig. Eine Möglichkeit ist hierbei die Flexibilisierung von dezentralen Erzeugungsanlagen unter der Ausnutzung von thermischen und elektrischen Speichern, sodass die dezentrale Stromerzeugung insbesondere in Zeiten mit geringer erneuerbarer Erzeugung und der Stromverbrauch zu Zeiten mit hoher erneuerbarer Erzeugung stattfindet.

Die zukünftig steigende Volatilität der Erzeugung wurde durch Berechnungen der Bundesnetzagentur auf Basis des Netzentwicklungsplans (NEP) 2025 und Einspeisezeitreihen für die Vergleichsjahre 2015 und 2025 belegt. In Abbildung 3-1 ist die von der Bundesnetzagentur ermittelte Veränderung der Einspeiseleistung der drei volatilen erneuerbaren Energiequellen Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft sowie Photovoltaik für jede Stunde gegenüber der Vorstunde dargestellt. Abgebildet sind die Jahresdauerlinien für die beiden Vergleichsjahre 2015 (rot) und 2025 (blau). Dabei ist erkennbar, dass einerseits sowohl die Leistungserhöhungen und Leistungsreduktionen innerhalb einer Stunde deutlich höhere Maximalwerte erreichen, als auch, dass große Leistungsunterschiede deutlich häufiger auftreten. [BNetzA–2017b]

3 Anlagenflexibilisierung

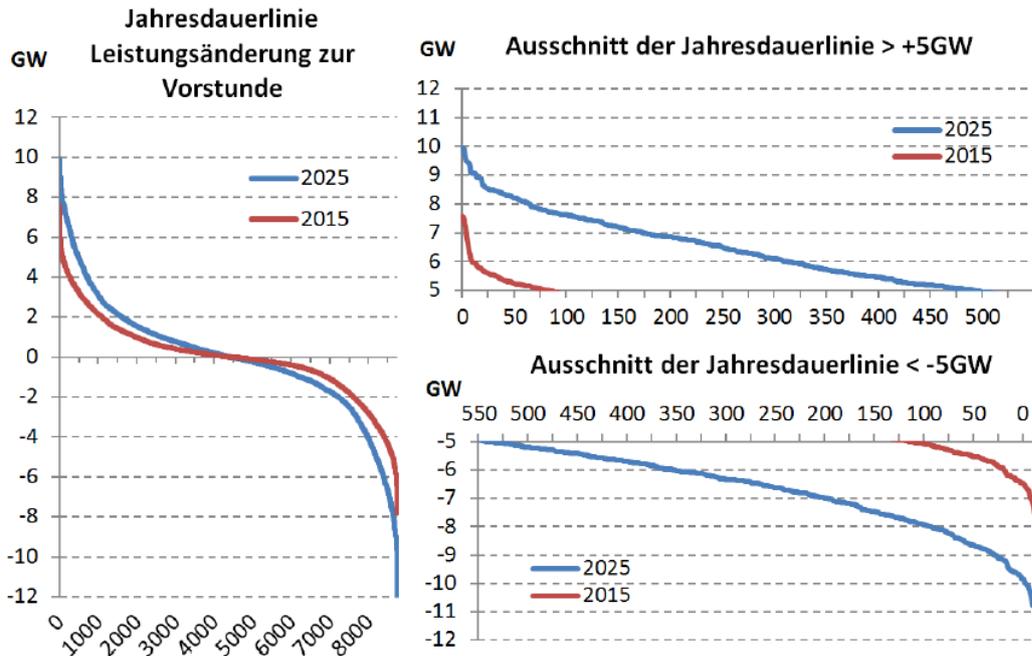


Abbildung 3-1: Jahresdauerlinie der Leistungsveränderung 2015 und 2025.
 Quelle: [BNetzA–2017c. S. 7]

Tabelle 3-1 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Berechnungen zusammen. Im Jahr 2015 veränderte sich die angebotsabhängige Einspeiseleistung zwischen aufeinanderfolgenden Stunden während ca. 200 Stunden um mehr als 5 GW. Für das Jahr 2025 wird sich die Anzahl der Stunden mit schnellen Einspeiseänderungen von mehr als 5 GW innerhalb einer Stunde verfünffachen (1000 Stunden). Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur den Umfang der Leistungsveränderungen zwischen zwei Extremwerten (Einspeiseminimum bzw. -maximum) ermittelt. Die Veränderung der Leistung zwischen zwei Extremwerten, die für gewöhnlich mehrere Stunden umfasst, wird als Ereignis bezeichnet. Ein Ereignis stellt somit die Leistungsänderung um einen bestimmten Leistungsbereich dar. Im Gegensatz zu den schnellen Einspeiseänderungen kann der Zeitraum hierfür allerdings mehrere Stunden umfassen. Die Häufigkeit von Ereignissen zeigt das Ausmaß der bestehenden Volatilität im Strommarkt an. Für die Leistungsänderung von mindestens 20 GW steigt die Anzahl der Ereignisse innerhalb der zehn Jahre voraussichtlich um mehr als das Doppelte an (von 180 auf 420 Ereignisse). Die durchschnittliche Leistungsänderung steigt dabei von 23 GW in 2015 auf 30 GW in 2025. Bei einer Leistungsänderung von über 30 GW erhöht sich die Anzahl zwischen 2015 und 2025 demnach mindestens um das Zwölfwache (von 15 auf 190 Ereignisse). Die durchschnittliche Leistungsänderung wird im Jahr 2025 bei ca. 37 GW liegen. Mit fortschreitendem Ausbau der EE ist somit ein Anstieg der absoluten Leistungsänderung zwischen zwei Extrempunkten sowie der Häufigkeit des Eintretens zu erkennen. Da die durchschnittliche Dauer der Ereignisse konstant bleibt (11 Stunden) erhöht sich die Geschwindigkeit, mit der die Leistungsänderungen stattfinden. Unter diesen Gegebenheiten muss sich das Gesamtsystem in Zukunft auf steigende Leistungsänderungen bei gleichbleibender Dauer einstellen. [BNetzA–2017b]

3 Anlagenflexibilisierung

Tabelle 3-1: Anzahl der Ereignisse mit Änderung der Einspeiseleistung zwischen zwei Stunden nach [BNetzA–2017c])

	2015	2025
$\Delta_{h1-h2} > 5\text{GW} $	200 h/a	1 000 h/a
$\Delta_{h1-h2} > 20\text{GW} $	180 Ereignisse (Ø 23 GW)	420 Ereignisse (Ø 30 GW)
$\Delta_{h1-h2} > 30\text{GW} $	15 Ereignisse (Ø 33 GW)	190 Ereignisse (Ø 37 GW)
Ø Dauer der Ereignisse	11 h	11 h

3.2 Flexibilisierungspotential

Das Flexibilisierungspotential lässt sich nach [Umweltbundesamt–2015] in technisches, soziotechnisches und wirtschaftliches Potential untergliedern. Technische Potentiale ergeben sich aus den technischen Eigenschaften der Anlagen und schließen dabei die soziotechnischen und wirtschaftlichen Potentiale mit ein.

Für eine erste Einschätzung des Flexibilisierungspotentials wird daher zunächst das technische Potential relevanter Anlagen identifiziert. Die Anlagen müssen einerseits nötige technische Restriktionen erfüllen und andererseits für Krankenhäuser anwendbar sein. Dazu fließen die Erkenntnisse aus Abschnitt 2.4 ein, um ein besonderes Augenmerk auf die bereits in Krankenhäusern vorhandenen Anlagen zu legen. Weiterhin werden Anlagen untersucht, welche (noch) nicht in Krankenhäusern etabliert sind, allerdings im Kontext des flexiblen Anlagenbetriebs potenziell eingesetzt werden können.

Die Bewertung erfolgt zunächst qualitativ in Form einer Bewertungsmatrix. Die relevanten Anlagen werden dazu bezogen auf ihre Flexibilität in vier Kategorien eingeordnet (Abbildung 3-2).

3 Anlagenflexibilisierung

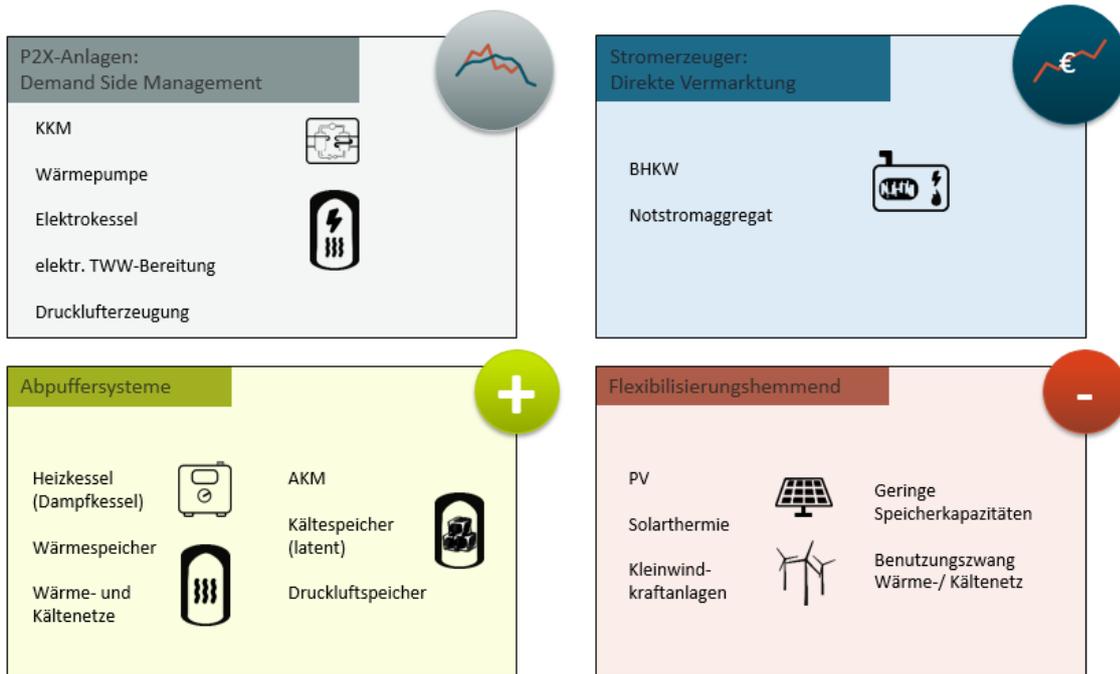


Abbildung 3-2: Kategorien der Flexibilisierung

Dabei wird zwischen den folgenden vier Kategorien unterschieden:

1. **Power-to-X-Anlagen (Cross-sektorale-Anlagen):** Stromverbraucher, welche durch Lastverschiebung ihren Energiebezug in Zeiten mit niedrigen Strompreisen verlagern können. Dafür ist zusätzlich ein zugehöriges Puffersystem des zu versorgenden Sektors unerlässlich.
2. **Stromerzeuger:** Anlagen, die dezentral Strom erzeugen der direkt an den Strommärkten vermarktet werden kann. Bei der Nutzung von cross-sektoralen Stromerzeugern sind thermische Speicher notwendig.
3. **Abuffersysteme:** Dabei handelt es sich um Speicher mit hoher Kapazität oder Energieversorgungsanlagen, die nicht direkt an den Stromsektor angeschlossen sind. Diese Systeme erhöhen das Flexibilitätspotential cross-sektoraler Anlagen mit direkter Verbindung zum Stromsektor.
4. **Flexibilisierungshemmnisse:** Aufgrund der volatilen Einspeisung von dargebotsabhängiger Wind- und Solarenergie beeinflussen diese das Flexibilisierungspotential negativ. Auch ein Benutzungszwang von Wärme- und Kältenetzen sind Hemmnisse in Hinblick auf einen flexiblen Anlagenbetrieb.

3.3 Bestimmung der Relevanz

Für die Einstufung der Relevanz der Anlagen für Krankenhäuser und für die Flexibilisierung wird jeweils das Vorkommen in Krankenhäusern und das Flexibilisierungspotential einer Anlage zwischen voll (X) bis gar nicht (O) bewertet. Tabelle 3-2 gibt einen Überblick und eine Erklärung zu den verwendeten Bewertungssymbolen.

3 Anlagenflexibilisierung

Tabelle 3-2: Bewertung der Anlagentechnik

Zeichen	KH-Relevanz	Flexibilisierungsrelevanz
X	Immer/sehr häufig in KH installiert	Hoch
(X)	Teilweise in KH installiert	Anlage ist indirekt beteiligt
O	Selten bis nie in KH installiert	Irrelevant
B	-	Blockade der Flexibilisierung

Infolge der Bewertung lassen sich die Anlagen in einer Bewertungsmatrix zuordnen. Die grundlegenden Flexibilisierungsoptionen einer Anlage in Bezug auf die Bewertungskriterien sind in Tabelle 3-3 erläutert. Auf diese Weise wird bestimmt, welche Anlagen für die weitere Bearbeitung ausgewählt werden.

Tabelle 3-3: Bewertungsmatrix für das Anlagenflexibilisierungspotenzial

		Relevanz für die Flexibilisierung			
		X	(X)	O	B
Häufigkeit in Krankenhäusern	X	Relevant für HESKH: Anwendungsfälle prüfen	Prüfen der Einschränkungen: Überwiegen Vorteile der bisherigen Anwendung oder einer Flexibilisierung?	Prüfen des Substitutionspotentials der bestehenden Anlagen durch flex.-relevante Anlagen	Flexibilisierung des Sektors blockiert; Änderungen der Rahmenbedingungen nötig
	(X)	Ausbau der Anlagen für größere Flex.-Potentiale in KH wünschenswert	Prüfen der Schranken, falls die Anlage für KH relevanter werden wird	Zunächst nicht weiter betrachtet, in zukünftigen Projekten neu prüfen.	Zunächst nicht betrachtet. Bei Zubau müssen sich Rahmenbedingungen ändern, wenn Flex. das Ziel ist
	B	Prüfen: Zukünftig Potential vorhanden?	Prüfung der Einschränkungen, wenn zukünftig Potential gegeben	Anlagen werden nicht weiter betrachtet	Bei absehbarem Zubau wichtig, ansonsten Flex.-Blockade irrelevant

Anhand dieser Methode werden alle potenziellen Anlagen in Tabelle 3-4 bewertet.

3 Anlagenflexibilisierung

Tabelle 3-4: Bewertung des Anlagenflexibilisierungspotentials

Anlage	KH-Relevanz	Flex-Relevanz	Relevanz im Projekt	Kommentar
Heizkessel	X	X	Relevant für HESKH	Heizkessel muss auf die volatile Wärmeerzeugung eines BHKW reagieren und die Versorgung u.U. vollständig übernehmen
BHKW	X	X	Relevant für HESKH	BHKW können auf die Stromnachfrage durch Leistungsanpassung im Teillastbetrieb reagieren.
Solarthermie	(X)	O	Hier nicht betrachtet, zukünftig neu prüfen.	Wenn in Kombination mit BHKW u.U. Begrenzung der Flexibilität, da Wärme im Sommer durch Solarthermie gedeckt und so BHKW-Laufzeit verringert wird
Fernwärme	(X)	B	Nicht weiter betrachtet.	Kann das Wärmenetz zum Abführen überschüssiger Wärme genutzt werden, wird das Flexibilisierungspotential sogar erhöht
Wärmepumpe	O	(X)	Zukünftiges Potenzial prüfen	Als Stromverbraucher können Wärmepumpen den Wärmespeicher in Zeiten neg./sehr günstiger Strompreise oder als neg. Regelleistung laden
Elektr. Direktheizung	O	(X)	Zukünftiges Potenzial prüfen	Als Nachrüstung für TWW- und Heizwasserspeicher denkbar. Betrieb, wenn Strompreise negativ/sehr günstig sind oder als neg. Regelleistung. Einsatz stets als zusätzlicher Erzeuger, daher wird das Potential anderer Anlagen nicht beeinflusst.
Elektr. TWE	(X)	(X)	Hier nicht betrachtet	In der Regel im KH zentrale TWW-Erwärmung über die Heizung. Ganzjährige Wärmeabnahme. Bei dezentralen Anlagen stark begrenztes Speichervolumen.
Wärmespeicher	X	X	Relevant für HESKH	Je größer der Wärmespeicher ausgelegt, desto größeres Flex-Potential
Notkühler	X	(X)	Relevant für HEKH	Der Notkühler ist primärenergetisch nicht sinnvoll, ist jedoch weit verbreitet und erhöht das Flexibilitätspotential.
KKM	X	X	Relevant für HESKH	Als Stromverbraucher kann die KKM einen Kältespeicher in Zeiten neg./sehr günstiger Strompreise oder als neg. Regelleistung laden.

3 Anlagenflexibilisierung

Anlage	KH-Relevanz	Flex-Relevanz	Relevanz im Projekt	Kommentar
AKM	(X)	X	Relevant für HESKH	AKM erhöht das Flex-Potenzial des BHKW durch höheren Wärmebedarf im Sommer. Größtmögliche Freiheit durch Betrieb von KKM und AKM im Verbund.
Fernkälte	O	B	Hier nicht betrachtet. Kann zukünftig relevanter werden	Kann das Kältenetz zum Abführen überschüssiger Kälteenergie genutzt werden, wird das Flexibilisierungspotential erhöht, andernfalls nicht vorhanden.
Kältespeicher, sensibel	X	(X)	Relevant für HESKH	Sensible Kaltwasserspeicher haben geringe Speicherdichten. Eine Auslegung für flexiblen Anlagenbetrieb erfordert große Speichervolumina.
Kältespeicher, latent	O	X	Ausbau für höhere Flex.-Potentiale wünschenswert	Die im Vergleich größere Speicherdichte eines latenten gegenüber einem sensiblen Kältespeicher erhöht das Flex.-Potential der Kälteanlagen deutlich.
Notstromaggregat/NEA	X	X	Relevant für HESKH	Bereits heute vermarkten einige Krankenhäuser ihre Notstromaggregate am Regelleistungsmarkt (MRL)
Photovoltaik	(X)	O	Hier nicht betrachtet. Kann zukünftig relevanter werden	In der Regel auf Eigenverbrauch ausgelegt, PV-Einspeisung abhängig von Solarstrahlung, daher keine Flexibilisierung möglich
Batteriespeicher	O	X	Ausbau für größere Flex.-Potentiale wünschenswert.	Aufgrund geringer Reaktionszeit sofortige Reaktion auf die Stromnachfrage. Flexibilisierung der batteriegestützten USV in KH aufgrund von Sicherheitsbedenken voraussichtlich nicht möglich.
Dampfkessel	(X)	O	Hier nicht betrachtet.	Anlagen werden in KH tendenziell abgebaut und weniger zur Wärmebereitstellung genutzt.
Elektrodampfkessel	X	(X)	Prüfung der Einschränkungen	Verschiebepotenziale sollten geprüft werden, vermutlich nur um geringe Zeitschritte verschiebbar
Druckluft-erzeuger	X	(X)	Prüfung der Einschränkungen	Verschiebepotenziale könnten geprüft werden, vermutlich nur um geringe Zeitschritte verschiebbar

3 Anlagenflexibilisierung

Auf Grundlage dieser Bewertung folgt, dass die folgenden Anlagen eine ausreichende Relevanz für weitere Untersuchungen beinhalten:

- Gaskessel
- BHKW
- Kompressionskälteanlage
- Ab-/ bzw. Adsorptionskälteanlage
- Wärmespeicher
- Kältespeicher (sensibel)
- Notstromaggregat (sensibel)
- Notkühler

3.4 Eigenschaften der Anlagen

Die vorherige Bewertung basiert unter anderem auf den technischen Eigenschaften der Anlagen. Diese sind nachfolgend steckbriefhaft aufgeführt.

3.4.1 Wärmeerzeugung und -speicher

Neben den krankenhaustypischen Wärmeerzeugern wie Heizkessel, BHKW und Solarthermie, werden auch die Power-to-Heat-Systeme Wärmepumpe, Elektrokessel (Heizstab) und die elektr. TWW-Bereitung untersucht. Außerdem sind Wärmespeicher innerhalb dieser Kategorie aufgeführt.

Heizkessel (Input: Gas/Öl)

Heizkessel sind die am weitesten verbreiteten Wärmeerzeuger. Unterschieden wird zwischen Standardheizkesseln, Niedertemperaturkesseln (NT-Kessel) oder Brennwertkesseln [Sprenger–2015]. Die für die Flexibilisierung und Modellierung zu beachtenden Parameter von Heizkesseln sind in Tabelle 3-5 zu finden.

Tabelle 3-5: Parameter Heizkessel

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung auf die maximale Heizlast inkl. Sicherheit für Um- und Anbauten [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]
Wirkungsgrad	Der Wirkungsgrad ist abhängig von der Bau- und Betriebsweise. Bei Anlagen unter 400 kW gelten EG-Wirkungsgradanforderungen für Voll- und Teillastbetrieb; Wirkungsgradanforderungen nehmen mit steigender Nennleistung zu. Die Unterschiede im Kesselwirkungsgrad bei Nennleistung moderner NT-Kessel sind bei den verschiedenen Herstellern verhältnismäßig gering; sie betragen bei modernen Kesseln deutlich über 90%. NT-Heizkessel und besonders Brennwertkessel: ansteigende Nutzungsgraden im Teillastbereich. [Sprenger–2015]
Regelung/ Betriebsweise	Einsatz von einstufigen Brennern (Ein-Aus-Betrieb) nur bei kleineren Kesseln. Oberhalb von einer Nennleistung von 100 kW ist der

3 Anlagenflexibilisierung

	Einsatz eines mehrstufigen oder stufenlos regelbaren Brenners für längere Brennerlaufzeiten sinnvoll. [Sprenger–2015]
Emissionen ⁵	Direkte Emissionen durch Verbrennung; daher abhängig vom verwendeten Brennstoff und Wirkungsgrad (Voll-/Teillast) [Ecofys Germany GmbH–2011]: <ul style="list-style-type: none"> • Gas-Brennwertkessel: 22 kg_{CO2}/(m²a) • Öl-Brennwertkessel: 29 kg_{CO2}/(m²a) • Pellet-Brennwertkessel: 3 kg_{CO2}/(m²a)

Blockheizkraftwerk (BHKW), (Input: Gas)

BHKW erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme und stellen daher einen Kopplungspunkt zwischen den Gas-, Strom- und Wärmenetzen dar. In Tabelle 3-6 sind die relevanten technischen Eigenschaften von BHKWs aufgelistet.

Tabelle 3-6: Parameter BHKW

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung in der Regel auf Wärmegrundlast (über 6 000 Vollbenutzungsstunden im Jahr) unter Beachtung der Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauchs [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010b], daher werden BHKW in der Regel wärmegeführt betrieben [Klotz–2014]
Wirkungsgrad	Elektrischer Wirkungsgrad steigt mit der Nennleistung des BHKW, mittlere Wirkungsgrade 25 % (0.3 kW-Anlagen) bis 49 % (18 MW-Anlagen) [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2011] Stromkennzahl (Verhältnis Stromerzeugung/ Wärmeerzeugung) bei BHKW „fest und inflexibel“ [Klotz–2014]
Regelung/ Betriebsweise	Mindestlast liegt bei 40-60% der Nennlast [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2014; Gu–2015] Grundsätzlich sind BHKW mit Verbrennungsmotoren gut zur Taktung geeignet. Häufige Starts verringern jedoch die Lebensdauer durch den höheren Verschleiß, da die Schmierung zur Reibungsminimierung der noch kalten Teile im Start nicht optimal erfolgt [Häring–2013]. Daher bei Modellierung von BHKWs in verschiedenen Quellen Mindestlaufzeiten von 0 bis 2h angenommen, in den meisten Fällen zwischen 20 und 30 Minuten [Dunkelberg–2019; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.–2012; Gu–2015; Maas–2010; Matthiss–2019].

⁵ Die Emissionswerte stammen aus (Ecofys Germany GmbH 2011) und sind exemplarisch für ein „Neubau-Einfamilienhaus EnEV09“ ermittelt. Diese dienen in erster Linie zum Vergleich der Technologien untereinander und stellen keine Berechnungsgrundlage für weitere Betrachtungen dar.

3 Anlagenflexibilisierung

	Annahmen zur Mindeststillstandszeit: 0 - 15 min [Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.–2012; Matthiss–2019]
	Grundsätzlich gilt: Je größer die Leistung des BHKWs, desto höher die Mindestlaufzeit pro Start [Häring–2013]
Emissionen ⁵	Direkte Emissionen, abhängig vom Wirkungsgrad: 19 kg _{CO2} /a [Ecofys Germany GmbH–2011]
	Verschiedene Ansätze für die Allokation der Emissionen (Zuschreibung auf Wärme- und Stromerzeugung) [Mauch–2010]

Fernwärme (Input: Wärme)

Als Bilanzraum wird lediglich das Krankenhaus betrachtet, sodass die zentrale Erzeugung der Fernwärme kein Gegenstand der Untersuchung ist. Die relevanten Parameter bezüglich Systemgrößen und Emissionen sind in Tabelle 3-7 zu finden.

Tabelle 3-7: Parameter Fernwärme

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung des Hausanschlusses durch den Netzbetreiber nach Wärmeverbrauch und -entnahmeleistung, meist in der Ausführung als Speicher-Lade- oder Speichersystem [Dötsch–2017]
Emissionen ⁵	Indirekte Emissionen, abhängig von der Primärenergiequelle (Erdgas, Biogas, Abfall, usw.) [Henkes–2016]
	Angaben nach [Ecofys Germany GmbH–2011]:
	<ul style="list-style-type: none"> • Fernwärme konventionell: 21 kg_{CO2}/(m²a) • Fernwärme regenerativ: 1 kg_{CO2}/(m²a)

Solarthermie (Input: Solarstrahlung)

Solarthermische Anlagen dienen nicht der alleinigen Deckung des Wärmebedarfs, sondern werden in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern eingesetzt. Im Sommer wird ein Teil des übrigen Energieträgers durch die thermische Solarenergie ersetzt. In Tabelle 3-8 sind relevante technische Eigenschaften der Solarthermie gelistet.

Tabelle 3-8: Parameter Solarthermie

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung auf Deckung des Wärmebedarfs (TWW) im Sommer (Juni bis August) [Tippkötter–2009]. Die erreichbare Wärmeleistung ist zudem abhängig von verfügbarer Dachfläche, -neigung und -ausrichtung [Droste–2009].
Emissionen	Solarthermische Anlagen haben im Betrieb nahezu keine Emissionen [Samweber–2014]. Abhängig vom Hauptheizsystem wird eine unterschiedlich hohe Emissionsreduktion der gesamten Wärmeerzeugung erzielt. [Ecofys Germany GmbH–2011]

Wärmepumpe (WP) (Input: Strom)

WP werden in der Regel nach den verwendeten Medien klassifiziert: Luft-Wasser; Sole-Wasser (z.B. bodennahe Geothermie); Wasser-Wasser (z.B. Grundwasser) [Sprenger–2015].

3 Anlagenflexibilisierung

Ist ein Wärmespeicher vorhanden, ist unter Umständen eine Ausnutzung von Niedertarifstrom möglich. Die technischen Parameter von Wärmepumpen sind in Tabelle 3-9 zu finden.

Tabelle 3-9: Parameter Wärmepumpe

Auslegung/ Systemgröße	Luft-Wasser-WP: Die Spitzenlast wird an kalten Tagen häufig über zweiten Wärmeerzeuger gedeckt, zwei Varianten möglich: monoenergetisch (elektrische Zusatzheizung ab z.B. -20°C) oder bivalent (im Alternativbetrieb oder Parallelbetrieb mit konventioneller Heizung) [Sprenger–2015]
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad abhängig von der zu erreichenden Temperaturspreizung und Außentemperatur [Miara–2014] Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen ist der Wirkungsgrad (COP) stark abhängig von der Außentemperatur [Sprenger–2015]. Bei Wärmequellen mit weniger schwankenden Temperaturen (Grundwasser, Erdreich) hat die Temperaturschwankung im Jahresbereich einen weniger hohen Einfluss auf den COP.
Regelung/ Betriebsweise	Zweipunkt-Regelung, z.B. [Glen Dimplex Deutschland GbmH–2019] oder modulierende Regelung [Kermi GmbH–2018; Viessmann–2019]: Modulation im Bereich von ca. 80% bis 130 % der Nennwärmeleistung abhängig von der Außentemperatur Kurze Wärmepumpenlaufzeiten können die Effizienz verschlechtern und/oder zusätzliche Investitionen nach sich ziehen [Miara–2015].
Emissionen ⁵	Emissionen indirekt, abhängig vom Strombezug und Wärmequelle; Angaben nach [Ecofys Germany GmbH–2011]: <ul style="list-style-type: none"> • Luft-Wasser WP: 24 kg_{CO2}/(m²a) • Sole-Wasser WP: 21 kg_{CO2}/(m²a)

Elektr. Direktheizung (Input: Strom)

Für die flexible Nutzung von elektrischer Energie können Heizstäbe (Widerstandsheizung) in den vorhandenen Heizwärmespeicher integriert (kleinere Leistungen) oder zusätzliche Elektroheizkessel installiert werden [Böttger–2017; Lenk–2016]. In Deutschland wird die direkte Elektroheizung als Zusatz- oder Übergangsheizung eingesetzt, zum Beispiel für die Nutzung von Niedertarifstrom [Sprenger–2015].

Die für die Flexibilisierung und Modellierung wichtigen Eigenschaften sind in Tabelle 3-10 zusammengefasst.

Tabelle 3-10: Parameter Elektrische Direktheizung

Auslegung/ Systemgröße	Heizstab/Heizpatronen für Speicher im Wohngebäudebereich im einstelligen kW-Bereich verfügbar [Fuhs–2015]
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad annähernd 100% [Böttger–2017; Sprenger–2015]
Regelung/ Betriebsweise	Widerstandsheizungen innerhalb von Sekunden ansprechbar. Die Regelung ist je nach Hersteller stufenlos oder in Stufen möglich [Fuhs–2015].

3 Anlagenflexibilisierung

	Bei Elektrodenkesseln (größere Leistungen von über 5 MW) geringe Mindestlast (<1 %) vorhanden; Kaltstart innerhalb von 15 Minuten und Warmstart innerhalb von 30 Sekunden auf volle Leistung [Böttger–2017]
Emissionen ⁵	Emissionen indirekt, abhängig vom Strombezug; Emissionen nach [Ecofys Germany GmbH–2011], Angabe hier abweichend zu einem Passivhaus und nicht zu einem EnEV09-Haus: 24 kg _{CO2} /(m ² a)

El. Trinkwarmwasserbereitung (TWW) (Input: Strom)

Für die Trinkwarmwasserbereitung existieren zentrale (Widerstandsheizung) und dezentrale Lösungen (z.B. Durchlauferhitzer/ Untertischgerät). Im Gegensatz zum Raumwärmebedarf gibt es eine ganzjährige Wärmeabnahme. Die Nachrüstung eines Heizstabs in TWW-Speicher ist möglich (siehe auch „Elektr. Direktheizung“). In Tabelle 3-11 sind relevante technische Parameter zusammengefasst.

Tabelle 3-11: Parameter TWW-Bereitung

Auslegung/ Systemgröße	Bei dezentralen Anlagen stark begrenztes Speichervolumen
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad annähernd 100% [Sprenger–2015]
Regelung/ Betriebsweise	Reaktionszeit im Sekundenbereich (siehe Widerstandsheizung unter „Elektr. Direktheizung“) Dezentral in der Regel Zweipunktregelung üblich [Sprenger–2015]
Emissionen	Indirekte Emissionen

Wärmespeicher

Im klassischen Sinne werden Wärmespeicher als Pendelspeicher ausgelegt. Die Aufgaben eines Pendelspeichers sind das Glätten von Lastspitzen und der Fördermengen im Rohrleitungssystem [Huhn–2016]. Dadurch werden Wirkungsgrad und Lebensdauer der Wärmeerzeugungsanlagen erhöht, da diese länger effizient unter Vollast und in geringerer Taktung betrieben werden können [Böttger–2017].

Des Weiteren können Wärmespeicher auch zur Lastverschiebung dienen.

Relevante Wärmespeicherparameter sind in Tabelle 3-12 erfasst.

Tabelle 3-12: Parameter Wärmespeicher

Auslegung/ Systemgröße	Dimensionierung abhängig von der nötigen Speicherdauer, Auslegung als Kurzzeitspeicher üblich. Verhältnis Kesselgröße zu Wärmebedarf von Bedeutung; Speicherkapazität selbst abhängig von Speichervolumen und Temperaturspreizung im Speicher [Sprenger–2015]. Be-/ und Endladeleistungen bestimmen sich durch Volumenstrom (Eingang-/Ausgang) und Temperaturspreizung [Sprenger–2015].
---------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

3 Anlagenflexibilisierung

Wirkungsgrad	Stillstandsverluste: Wärmeabgabe an die Umgebung abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und Umgebung [Sprenger–2015]; Vergrößerung der Temperaturmischzone im Speicher [Huhn–2016]. Beide Effekte lassen sich durch eine sehr gute Isolierung minimieren. In [Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.–2012] wurde ein Standverlust von 0,5 %/h angenommen.
--------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

3.4.2 Kälteerzeugung und -speicher

Die Aufgabe der Kälteversorgung in Krankenhäusern wird in der Regel durch Kompressionskältemaschinen bewältigt. Gerade durch die zunehmende Nutzung von BHKW in Krankenhäusern scheint der Einsatz von Absorptionskältemaschinen sinnvoll. Im folgenden Abschnitt werden die Rahmenbedingungen dieser Systeme sowie der in Deutschland gering verbreiteten Fernkälte dargelegt. Analog zur Wärmeerzeugung werden auch hier Speichersysteme betrachtet. Im Gegensatz zu Wärmespeichern wird bei Kältespeichern zwischen sensiblen und latenten Wärmespeichern („Eispeicher“) unterschieden werden.

Kompressionskältemaschine (Input: Strom)

Kompressionskältemaschinen sind die heute üblichen Kältebereitstellungsanlagen in Krankenhäusern [Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.–2015]. Die technischen Eigenschaften sind in Tabelle 3-13 zu finden.

Tabelle 3-13: Parameter KKM

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung nach max. Bedarf durch Gebäudeklimatisierung und Prozesskälte (Bestimmung Kühllast), bei Systemen mit latenten Speichern nach Auslegungsverhältnis [Hilligweg–2013]. Je nach versorgten Anlagen im Winter geringer Kältebedarf, insbesondere wenn die Anlage auf freie Kühlung ausgelegt ist [Krystallas–2018; Umweltbundesamt–2014]. Installierte Kälteleistung in KH in der Regel zwischen 1 und 2 kW je Bett (insgesamt zwischen 5 kW und 3 MW). In der Gebäudeklimatisierung 460 Vollbenutzungsstunden im Jahr (Standort Frankfurt) [Umweltbundesamt–2014], in [Beier–2009a] ein Median von 993 Vollbenutzungsstunden im Jahr bei den gemessenen KH.
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad ist abhängig von Verdampfer- und Kondensationstemperaturen (Medium), Verdichterbauart und Betrieb [Kabus–2018]
Regelung/ Betriebsweise	Unter 10kW: Zweipunktregelung Immer möglich: Drehzahlregelung des Antriebsmotors (40% bis 100% der Nennlast) [Beier–2009a; Kulterer–2015] Ansonsten: Abhängig von Verdichterbauart und Anzahl der Verdichter (Regelbarkeit in Stufen mit mehreren Verdichtern oder modulierend) [Beier–2009a; Kulterer–2015]

3 Anlagenflexibilisierung

	Bei Zweipunktregelung: Zu häufiges Ein- und Ausschalten setzt Lebensdauer herunter, da die Lagerschmierung beim Anfahren nicht optimal ist [Siemens Building Technologies–2016].
Emissionen	Berechnung des Total Equivalent Warming Impact (TEWI) erforderlich: Berechnung des Global Warming Potentials (GWP) aus Kältemittelleckagen, Rückgewinnungsverlusten und Energiebedarf [Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH–2018]. Verwendung natürlicher Kältemittel (Ammoniak, Propan) aufgrund deren besserer Umweltverträglichkeit zu bevorzugen [Umweltbundesamt–2014].

Absorptionskältemaschine (Input: Wärme)

Absorptionskältemaschinen werden häufig eingesetzt, um Abwärme aus KWK im Sommer nutzbar zu machen. Dadurch wird die Auslastung des BHKW im Sommer erhöht [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010a]. Auch eine Kombination von Absorptionskältemaschinen und Fernwärme als Wärmequelle ist möglich [Biedermann–2014a]. Die Anlagenparameter sind in Tabelle 3-14 aufgeführt.

Tabelle 3-14: Parameter AKM

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung nach verfügbarer Abwärmemenge des BHKW und nötiger Kältelast (Klimatisierung und/oder Prozesskälte) [Umweltbundesamt–2014] Mögliche Bauarten für Fernwärme nach nötigem Temperaturniveau [Biedermann–2014a]: <ul style="list-style-type: none">• Einstufige LiBr-Wasser-AKM: 75 - 110°C• Zeolithe/Silikagel-Wasser-AKM: 55 - 95°C
Wirkungsgrad	Temperaturen von Wärmequelle und Wärmesenke beeinflussen Wirkungsgrad, Vorlauftemperatur sollte ausreichend hoch sein (z.B. 75°C bei LiBr-Wasser) [Biedermann–2014a]. Wärmeverhältnis in der Größenordnung von 0,75 bei einstufigen AKM, mehrstufige AKM mit höheren Wärmeverhältnis bisher nicht wirtschaftlich [Umweltbundesamt–2014].
Regelung/ Betriebsweise	Nachgelagerte Anlage, daher Leistungsgradient weniger bedeutend Lange Anlaufzeit, höher als bei KKM, daher werden AKM eher zur Grundlastdeckung eingesetzt [Dittmann–2008]
Emissionen	Bei Abwärmenutzung aus Erdgas-BHKW wird die Wärme bei [Umweltbundesamt–2014] mit einem TEWI von 0 g _{CO2} /kWh bewertet.

Fernkälte (Input: Kälte)

Fernkälte wird durch einen zentralen Kälteerzeuger erzeugt und das Kaltwasser über Rohrleitungen zum versorgten Objekt geleitet. Bei Anschluss kann über das Landesrecht durch die Gemeindeordnung der Benutzungszwang über das Objekt erwirkt werden (§16

3 Anlagenflexibilisierung

EEWärmeG), so dass ausschließlich Fernkälte zur Kältebereitstellung verwendet werden darf. Relevante Anlagenparameter sind in der nachfolgenden Tabelle 3-15 gelistet.

Tabelle 3-15: Parameter Fernkälte

Auslegung/ Systemgröße	Kälteverbrauch und -entnahmeleistung relevant für die Auslegung der Übergabestationen, verbaut werden in der Regel Indirektanschlüsse mit Wärmetauschern [Krystallas–2018]
Emissionen	Emissionen indirekt, abhängig von der Erzeugung und Energy Efficiency Ratio (EER ⁶) (Naturkälte bzw. Grundwasserkälte und technisch erzeugte Kälte über KKM, AKM, usw. [Krystallas–2018])

Kältespeicher, sensibel

Kältespeicher werden eingesetzt, um Lastspitzen der Kälteerzeugung zu reduzieren. Dadurch wird der Wirkungsgrad der Kälteerzeugungsanlagen erhöht.

Die Erweiterung eines Kaltwassersystems durch einen Kaltwasserspeicher bewirkt je nach Klima eine Verringerung des elektrischen Energiebedarfes um 10 bis 12 %, da der Speicher in den Nachtstunden bei niedrigen Außentemperaturen geladen und bei hohen Außentemperaturen entladen werden kann [Umweltbundesamt–2014]. In Tabelle 3-16 sind die relevanten Speicherparameter erfasst.

Tabelle 3-16: Parameter Kältespeicher

Auslegung/ Systemgröße	Dimensionierung analog zum Wärmespeicher. Aufgrund der niedrigen Temperaturspreizung stehen nur geringe Speicherkapazitäten zur Verfügung: Nutzung der Wärmekapazität von Wasser (4,18 kJ/(kg*K)), Speicherdichte bei ca. 1,16 kWh/(m ³ *K) [Kabus–2018]
Regelung/ Betriebsweise	Für Be- und Entladeleistung sowie Stillstandsverluste siehe Wärmespeicher
Emissionen	Durch Einsatz eines Speichers können Kälteanlagen kleiner dimensioniert werden, so dass die Menge des Kältemittels verringert wird (Verringerung des TEWI) [Deutsche Energie-Agentur GmbH–2010]

Kältespeicher, latent (Eisspeicher)

Wie auch sensible Kältespeicher werden latente Speicher zur Vergleichmäßigung und Erhöhung der Benutzungsstunden des Strombezuges bzw. zur Minderung von Lastspitzen eingesetzt. Durch die höhere Wärmekapazität sind die erzielten Effekte größer als beim sensiblen Kältespeicher. Zudem kann eine Verlagerung des Strombezuges in preisgünstigere Zeiten erzielt werden [Deutsche Energie-Agentur GmbH–2010; Kabus–2018]. Die Parameter bezüglich Systemgrößen und Betriebsweisen sind in Tabelle 3-17 zu finden.

⁶Der EER wird bei Kälteerzeugungsanlagen (Anwendung Kühlen) entsprechend dem Coefficient of Performance (COP) bei Wärmepumpen (Anwendung Heizen) verwendet. Nach der Definition „Verhältnis von Nutzleistung zu Antriebsleistung“ sind sie identisch (vgl. Umweltbundesamt [2014]).

3 Anlagenflexibilisierung

Tabelle 3-17: Parameter Eisspeicher

Auslegung/ Systemgröße	<p>Nutzung der Wärmekapazität von 4,18 kJ/(kg*K) (Wasser) und der Schmelzenthalpie von 332 kJ/kg (Wasser), Speicherdichte zwischen 40 und 60 kWh/m³ [Kabus–2018].</p> <p>Eine Dimensionierung erfolgt in Abhängigkeit des Kühllastprofils und der Vollast-Entladezeit im Zusammenspiel mit der Kälteleistung der Kältemaschine, Kapazität des Eisspeichers und Entladeleistung des Eisspeichers [Hilligweg–2013].</p>
Regelung/ Betriebsweise	<p>Die Beladeleistung ist abhängig von Bauart, Betriebsweise und Wärmeübertragerflächen sowie der Größe der Phasengrenzfläche zwischen Eis und Wasser [Deutsche Energie-Agentur GmbH–2010].</p> <p>Bei Eisbauersystemen kann die aufbauende Eisschicht durch Heißgas abgesprengt werden („Eisernte“). So wird einerseits die isolierende Eisschicht entfernt und andererseits die Phasengrenzfläche zwischen Eis und Wasser entfernt, dadurch Erhöhung der Speicherleistung [Deutsche Energie-Agentur GmbH–2010].</p>
Emissionen	<p>Durch den Einsatz von Speichern können Kälteanlagen kleiner dimensioniert werden, so dass die Menge des Kältemittels verringert wird (Verringerung des TEWI) [Deutsche Energie-Agentur GmbH–2010]. Durch die höheren Kapazitäten bei latenten Kältespeichern ist dieser Effekt im Verhältnis zu sensiblen Speichern höher.</p>

3.4.3 Stromerzeugung und -speicher

Eine Besonderheit in Krankenhäusern ist die autarke Stromversorgung der Sicherheitsversorgung im Fall eines Stromausfalles. Die dafür installierten Netzersatzanlagen (NEA) sind zumeist als Kolbenmotoren umgesetzt. Weitere Systeme für die Eigenstromversorgung sind BHKWs und PV-Anlagen, deren technischen Eigenschaften dargelegt werden. Kleinwindkraftanlagen werden nicht betrachtet. Analog zur Wärme und Kälte werden auch Speichersysteme wie Batterien betrachtet.

BHKW (Input: Gas)

Das BHKW, welches sowohl als Stromversorger als auch als Wärmeversorger dient, wird im Kapitel Wärmeerzeuger betrachtet.

Notstromaggregat bzw. Netzersatzanlagen (NEA) (Input: Diesel, seltener Gas)

Netzersatzanlagen versorgen die wichtigsten Anlagen im Krankenhaus im Falle eines Stromausfalls. In der Regel werden Dieselgeneratoren verwendet, es sind jedoch auch gasbetriebene Generatoren möglich. Alternativ könnten auch Brennstoffzellen verwendet werden [Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe–2015; Zahoransky, Richard–2010].

Einmal monatlich sollte ein Probelauf durchgeführt werden, einmal im Jahr wird ein Betrieb des Notstromnetzes empfohlen [Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe–2015]. Wird ein Notstromaggregat für die Regelleistungsbereitstellung eingesetzt, können Regelennergieabrufe häufig als Probelauf deklariert werden [Next Kraftwerke GmbH–2017].

3 Anlagenflexibilisierung

Die für die Flexibilisierung und Modellierung relevanten technologischen Rahmenbedingungen sind in Tabelle 3-18 aufgeführt.

Tabelle 3-18: Parameter NEA

Auslegung/ Systemgröße	Auslegung nach der zu erbringenden Last der Sicherheitsversorgung. Der autarke Betrieb muss für 24-stündigen Betrieb ausgelegt sein [Blum–2015].
Wirkungsgrad	Abhängig von Anlagentyp, Alter der Anlage und Teillastbetrieb [Zahoransky, Richard–2010]
Regelung/ Betriebsweise	NEA müssen 80 % der Bemessungsscheinleistung innerhalb von 15 Sekunden ($\cos \phi \geq 0,8$) in maximal zwei Stufen erbringen; die restlichen 20 % der Bemessungsscheinleistung innerhalb weiterer 5 Sekunden [Blum–2015]. Anlage muss netzparallelfähig sein, um für Flexibilisierung geeignet zu sein [Next Kraftwerke GmbH–2017]
Emissionen	Direkte Emissionen, abhängig vom Wirkungsgrad und vom verwendeten System bzw. Brennstoff [Zahoransky, Richard–2010]

Photovoltaik (Input: Solarstrahlung)

Der durch Photovoltaikanlagen erzeugte Strom ersetzt teilweise den Netzbezug. In der Regel sind die Anlagen in Krankenhäusern nicht so groß, dass eine Rückspeisung ins Netz erfolgt. Der Stromertrag steht in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung und unter dem Einfluss von Jahreszeiten- und Tagesschwankungen [Wesselak–2016]. In Tabelle 3-19 sind die für die Abbildung von PV-Anlagen relevanten Eigenschaften gelistet.

In einigen Krankenhäusern wurden ausgefallene Lösungen bzgl. der Installationsorte umgesetzt, z. B. Installation an der Fassade zur Fensterverschattung (zwischen 30 und 100 kWp) [Droste–2009; viamedica–2019].

Tabelle 3-19: Parameter PV

Auslegung/ Systemgröße	Dimensionierung bei KH in der Regel für Eigenstromversorgung [Droste–2009] Private Haushalte: Nachdem die Einspeisevergütung für PV-Strom unter den Strompreis fiel, Auslegung nach Eigenstromversorgung (ca. 30% möglich) und nicht mehr maximale Ausnutzung der Dachfläche für eine möglichst hohe Einspeisung ins Niederspannungsnetz [Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V.–2016]
Wirkungsgrad	Einflussfaktoren auf den Wirkungsgrad: Bestrahlungsstärke maßgebend (damit auch Dachneigung und -ausrichtung) sowie die Sauberkeit der Module und potenzielle Verschattungen [Wirth–2019]. Spezifischer Energieerträge bei 900 bis 1 000 kWh/kWp im Jahr [Wirth–2019]

3 Anlagenflexibilisierung

Emissionen	Keine Emissionen im Betrieb, nur über Lebenszyklus für Herstellung und Rückbau, 50-100 g _{CO2} /kg (je nach Bilanzierungsmethode) [Wagner–2007]
------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Batterie (Input: Strom)

Batterien können eingesetzt werden, um Stromspitzen abzufangen und somit den Verbrauch zu vergleichmäßigen. Gleichzeitig können Rückspeisungen ins Netz, beispielsweise durch BHKW oder PV-Anlagen verringert werden [Telaretti–2016].

Batterien werden in Krankenhäusern bisher jedoch lediglich für die unterbrechungsfreie Stromversorgung eingesetzt, indem in sensiblen Bereichen bei einem Stromausfall die Zeit bis zum Einschalten der NEA durch die Batterie überbrückt wird. Diese Batterien sind allerdings nur für eine kurze Überbrückungszeit ausgelegt [Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe–2015].

Li-Ionen-Batterien haben im Allgemeinen einen hohen Wirkungsgrad, hohe Speicherdichte und eine hohe zyklische Lebensdauer im Vergleich zu Bleibatterien; im größeren Maßstab sind Flussbatterien mit einer sehr hohen Lebensdauer günstiger [Meschede–2018].

Die Auflistung der relevanten Parameter findet sich in der folgenden Tabelle 3-20.

Tabelle 3-20: Parameter Batterien

Auslegung/ Systemgröße	Auslastung und Vollzyklenzahl, Lade-/Entladeleistung, Eigenverbrauch/Verbrauch durch Hilfsaggregate sind zu beachten.
Wirkungsgrad	Auf den Wirkungsgrad haben Batterietyp und Entladung der Batterie (DOD) Einfluss [Telaretti–2016]. Die Stillstandsverluste sind abhängig vom Batterietyp, bei Li-Ionen-Batterien liegen sie unter 0,5%/h [Meschede–2018].
Regelung/ Betriebsweise	Eine zu tiefe Entladung sollte vermieden werden (abhängig vom Batterietyp) [Telaretti–2016]. Die Reaktionszeit liegt im Sekundenbereich. Häufige Zyklen begrenzen die Lebensdauer, max. Zyklenzahl abhängig von Batterietyp [Bach–2016; Meschede–2018; Telaretti–2016].

3.4.4 Dampferzeugung und -speicher

In Krankenhäusern besteht der Bedarf an Heißdampf für die Sterilisation. Dieser kann in zentralen Anlagen durch elektrische und gasbetriebene Dampferzeuger erzeugt werden. Dampfspeicher benötigen enorme Speichervolumina, bei gebräuchlichen Dampfdrücken in industriellen Prozessen sind diese daher nicht praktikabel [Spirax Sarco GmbH–2016].

Dampfkessel (Input: Gas, Öl)

Dampfkessel finden Einsatz in der industriellen Produktion und als Träger chemischer Substanzen. Hochdruck-Dampferzeugung (größerer Leistungsbereich) erfordert besondere Anlagenausstattung [Sattler–2011].

3 Anlagenflexibilisierung

Tabelle 3-21: Parameter Dampfkessel

Auslegung/ Systemgröße	Auswahl Dampferzeuger nach Brennstoff (Biomasse, Abwärme, Gas/ Öl), Druck und Leistung; Wahl der Kesseldruckstufe; Auslegung Abhitzeessel nach Leistungsanteil aus Abhitzenutzung, Abgasquelle, Abgasmenge, wasser-/ dampfseitige Druckbelastung, Anzahl Abhitzequellen [Sattler–2011]
Wirkungsgrad	Einflussgrößen auf den Kesselwirkungsgrad: Nutzwärmeenergie, Brennerbelastung, Wärmeverluste. Einflussgrößen auf den feuerungstechnischen Wirkungsgrad: Abgasverluste, Verluste durch Unverbranntes im Abgas und der Asche [Volta–2014]
Regelung/ Betriebsweise	Keine Mindestlast, Reaktionsgeschwindigkeit unter 10 min, Leistungsänderung kontinuierlich oder stufenweise. Maximale Abrufdauer abhängig von Bedarf. Konstruktion des Gesamtsystems verändert Anfahrtszeiten. Die Nicht-Verfügbarkeit liegt unter 1 Woche/a. [Khripko–2017]
Emissionen	Abhängig von Brennstoff

Elektrokessel/Elektrodenkessel (Input: Strom)

Bei einem Elektrokessel erfolgt die Erwärmung indirekt mittels Heizschleife (Widerstandsheizung). Bei einem Elektrodenkessel wird das Wasser direkt mit Strom durchflossen und aufgeheizt. Beide Auslegungen sind geeignet zur Erzeugung von Heißwasser und Dampf [Biedermann–2014b]. Die Anlagenparameter sind in Tabelle 3-22 zusammengefasst.

Tabelle 3-22: Parameter Elektrokessel

Auslegung/ Systemgröße	Elektrokessel: installierte Leistungen zwischen 100 kW und 15 MW Elektrodenkessel: installierte Leistungen 1 MW bis 90 MW
Wirkungsgrad	Wirkungsgrade über 99 % [Biedermann–2014b]
Regelung/ Betriebsweise	Stufenloser Regelbereich, Mindestlast bei 0 %. Schnelle Laständerungsgeschwindigkeit (0 bis 100 % in ca. 30s), sofort einsetzbar (Kaltstart bis Vollast unter 5 min). [Biedermann–2014b]

3.4.5 Druckluftherzeugung

Elektrisch betriebene Kompressoren für die Druckluftherzeugung spielen in Krankenhäusern eine untergeordnete Rolle als Stromverbraucher [Tippkötter–2009]. Druckluftherzeugung (Input: Strom)

Während auch eine Versorgung über Gasflaschen oder Gasmischereinheiten möglich ist, wird die medizinische Druckluft in der Mehrheit der deutschen Krankenhäuser über Kompressoren und eine Druckluftaufbereitungsanlage selbst hergestellt [Beuster–2013].

3 Anlagenflexibilisierung

Es gibt zwei Arten an Druckluftherzeugern: Verdrängungsmaschinen (Schrauben- und Kolbenkompressoren) und Strömungsmaschinen [Khripko–2017]. Die Aufbereitung der Druckluft erfolgt über Adsorptionstrocknung oder Kältetrocknung, bei der die Luft auf 5°C abgekühlt wird. Mit der Adsorptionstrocknung können geringere Grenzwerte bezüglich Wasserdampfgehalt und anderer Gaskomponenten erreicht werden [Beuster–2013]. In Tabelle 3-23 sind die relevanten Eigenschaften der Druckluftherzeugung aufgeführt.

Tabelle 3-23: Parameter Druckluftherzeugung

Auslegung/ Systemgröße	<p>Auslegungsparameter: Schalthäufigkeit (Motor-Einschalthäufigkeit je Stunde), Verbrauch und Auslastung für mehrere Verdichter im Last-/ Leerlaufbetrieb, intermittierender Verbrauch [Hinsenkamp–2007]</p> <p>Auslegung der Druckluftstation kann zentral (vereinfachte Wartung, fachgerechte Ausführung der Vermeidung von Emissionen) oder dezentral (flexibler Einsatz, im Rahmen von Umstrukturierungen beweglicher) erfolgen; Aufbereitung der Druckluft über Adsorptionstrocknung oder Kältetrocknung [Hinsenkamp–2007].</p> <p>Im Krankenhaus ist eine redundante Auslegung mit drei Kompressoren oder zwei Kompressoren und Flaschenanlage (kleinere Krankenhäuser) Pflicht [Beuster–2013].</p>
Wirkungsgrad	<p>Wirkungsgrad abhängig vom spez. Energieverbrauch des Verdichters, Verluste durch Regelung, Druckverluste, Leckagen im Leitungsnetz, Wartung/ Betrieb [Hinsenkamp–2007]</p>
Regelung/ Betriebsweise	<p>Verhältnis von Lauf- zu Standzeit sollte bei ca. 70/30 liegen, 10 bis 12 Schaltakte pro Stunde nach Möglichkeit nicht überschreiten. Geeignet zum Einsatz für Spitzenlast [Lerner–2013]</p> <p><i>Schraubkompressoren:</i> Dauerläufer, nur für kontinuierlichen Luftbedarf ausgelegt, Schaltspiele schaden der Lebensdauer (hoher Verschleiß durch nicht Erreichen der notwendigen Betriebstemperatur), geeignet für Grundlast-Einsatz [Lerner–2013]</p>

3.4.6 Informationstechnische Voraussetzungen

Grundsätzlich muss die Anlage in der Lage sein, die geplante Leistung über den Zeitraum der gebotenen Zeitscheibe konstant anzubieten. Eine wichtige Voraussetzung ist daher eine Kommunikationsanbindung, über die die Anlage ferngesteuert werden kann.

Für den Regelenergiemarkt gilt zusätzlich, dass die Anlage innerhalb einer vordefinierten Zeit hochfahren, bzw. herunterfahren kann [Paulus–2013]. Für Notstromaggregate gilt, dass diese netzparallel arbeiten und die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet bleibt. [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010c]

3 Anlagenflexibilisierung

3.5 Exkurs: Bisherige Anwendungsfälle von Anlagenflexibilisierung

Die Vermarktung von Flexibilität beschränkt sich zurzeit auf wenige Anlagentypen. Mittels der Flexibilitätsprämie von Biogasanlagen durch §50 des EEG 2012 wurden Anreize geschaffen, Strom aus Biogas-KWK unter Verzicht der Einspeisevergütung auf den Strommärkten anzubieten. Die Vermarktung erfolgt nicht über die Anlagenbetreiber selbst, sondern wird in der Regel mittels eines Aggregators abgewickelt. Diese begleiten ebenfalls die Präqualifikation der Anlagen [TUDortmund –2018]. Weiterhin sind Notstromaggregate zu nennen, die – vereinzelt auch in Krankenhäusern – zur Vorhaltung positiver Regelenergie genutzt werden. Aufgrund häufig nicht ausreichender Anlagenleistung werden mehrere Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen. Das Pooling und die Präqualifikation wird ebenfalls durch einen Aggregator übernommen.

Next Kraftwerke gibt konkrete Beispiele einzelner Anlagen für die Vermarktung von Strom aus Biogas-Anlagen, aus Notstromaggregaten, eines Holzheizkraftwerks und Strom aus Erneuerbaren an. Die bereitgestellte Regelleistung dieser Beispiele reicht bis in den einstelligen MW-Bereich. Weiterhin wird die Vermarktung von Stromspeichern und Stromverbrauchern beworben. [Next Kraftwerke GmbH–2010]

Als Vermarktungsbeispiele von Flexibilität werden bei Trianel Blockheizkraftwerke, Gasturbinen und Notstromaggregate, sowie die Abwicklung der Direktvermarktung von EE-Anlagen genannt. Weiterhin wird die Vermarktung von Stromspeichern (z. B. Batterien) und Stromverbrauchern wie Power-to-Heat-Anlagen und stromintensive Produktionsprozesse übernommen. Vorrangig wird bei diesen Anlagen das Anlagenpooling für die Bereitstellung positiver und negativer Regelenergie beworben. [Trianel GmbH–2018]

4 Strommärkte

Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung und/oder Verbrauch sowohl einzelner als auch aggregierter Teilnehmer aufgrund eines externen Signals, um Dienstleistungen im Energiesystem zu erbringen. Zur Beschreibung von Flexibilität können folgende Parameter verwendet werden: die Höhe der Leistungsänderung, die Dauer, die Anfahr- und Abfahrrampen bzw. Veränderungsrate, die Reaktionszeit und der Ort. [BNetzA–2017c; CEDEC–2018]

Flexibilität hat einen Marktwert, da Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz jederzeit ausgeglichen und dargebotsabhängige Erzeuger eingebunden werden müssen. Durch Ausgleichsmaßnahmen wie Redispatch, Einspeisemanagement und Speicher entstehen hohe Kosten⁷. Für die Vermarktung von Flexibilität stehen bereits heute durch die Spot- und Regelleistungsmärkte Handelsplätze zur Verfügung. Darüber hinaus werden derzeit weitere zukünftige Vermarktungsmöglichkeiten diskutiert und in Praxistests erprobt. Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilität sind erforderlich, da flexibel betriebene Anlagen im Vergleich zum nicht flexiblen Betrieb einen Mehraufwand verursachen (z.B. für die IKT-Anbindung der Anlagen, den Betriebsführungsaufwand, ggf. höhere Investitionskosten etc.). Diese sollten durch die Vermarktung der Flexibilität ausgeglichen werden können, um für Anlagenbetreiber Anreize für die Flexibilisierung zu setzen.

Im Folgenden werden die Grundlagen für eine solche Flexibilitätsvermarktung dargestellt. Zunächst werden in Kapitel 4.1 grundlegend unterschiedliche Strommarktdesigns vorgestellt und das aktuelle Strommarktdesign mit den zugehörigen Spot- und Regelleistungsmärkten sowie weitere aktuelle Vermarktungsmöglichkeiten aufgezeigt. Darüber hinaus werden mögliche Änderungen, Erweiterungen und Anpassungen am aktuellen Strommarktdesign diskutiert und zukünftige Vermarktungsmöglichkeiten dargestellt. In Kapitel 4.2 werden regulatorische Werkzeuge vorgestellt, die das Strommarktdesign dabei unterstützen, die entsprechende Netzintegration und CO₂-Emissionsziele zu erreichen. In Kapitel 4.3 wird auf die Entwicklung der aktuellen Märkte eingegangen und inwieweit sich die Preise auf den Märkten verändern. In Kapitel 4.5 werden Methoden diskutiert, wie Strompreiszeitreihen erstellt werden können, um zukünftige Preisentwicklungen abbilden zu können.

4.1 Strommarktdesigns

Der Begriff Strommarktdesign ist ein Oberbegriff für die Ausgestaltung eines Strommarktes und umfasst das übergeordnete Marktprinzip, also die Vergütungsstruktur, sowie die Marktregeln, also die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen [Umweltbundesamt–2016]. Die Marktregeln bilden die untergeordneten Gesetzmäßigkeiten

⁷ Die Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen betragen 2017 610 Mio. €, siehe <https://www.ewe.com/de/konzern/aktuelles/aktuelles/2019/erster-boersengestuetzter-flexibilitaetsmarkt-fuer-netzengpassmanagement-gestartet>. Die Kosten für Redispatch betragen 2017 1,4 Mrd. €, siehe <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/bundesnetzagentur-kampf-gegen-stromausfaelle-kostete-2017-rund-1-4-milliarden-euro/22703806.html>.

4 Strommärkte

innerhalb eines Marktes. Das Marktprinzip wird in der Regel entweder als Energy-Only-Market (EOM) oder als Kapazitätsmarkt ausgestaltet.

In Abbildung 4-1 wird das Marktdesign in die drei Gruppen Grundkonzept, Preissystem und ergänzende Märkte unterteilt. Diese werden in diesem Kapitel vorgestellt und es werden die verschiedenen Umsetzungsmöglichkeiten erläutert.

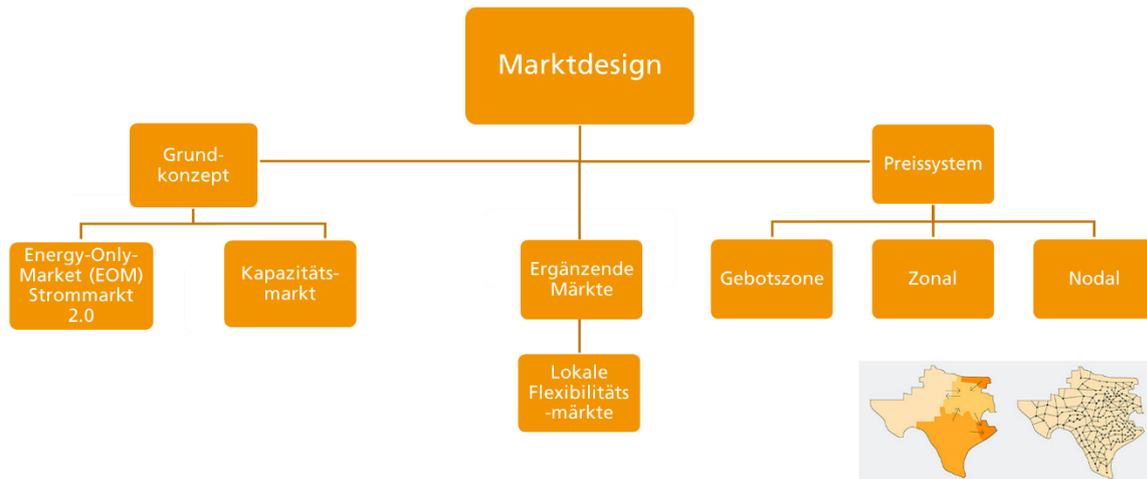


Abbildung 4-1: Übersicht zu Strommarktdesigns

Im **EOM** wird nur der tatsächlich erzeugte Strom vergütet. Es werden also ausschließlich erzeugte Megawattstunden gehandelt. Dies bedeutet, dass sich stromproduzierende Anlagen ausschließlich durch produzierten Strom refinanzieren können.

In einem **Kapazitätsmarkt** wird zusätzlich eine (in der Regel vom Staat) vorgegebene Kapazität über eine Auktion ausgeschrieben und gehandelt. Stromproduzenten werden bereits für die Bereitschaft, eine bestimmte Menge an Strom zu liefern, vergütet [Next Kraftwerke GmbH–2018].

Verschiedene Marktprinzipien wirken sich unterschiedlich auf Investitionsanreize, ausreichende Kostendeckung für Anlagenbetreiber und die Möglichkeiten zum Engpassmanagement aus. Die Vor- und Nachteile der verschiedenen Marktdesigns sowie deren genaue Ausgestaltungen werden kontrovers diskutiert. In der Literatur finden sich viele Analysen und Empfehlungen zu Änderungen oder Weiterentwicklungen im aktuellen Marktdesign, die teils zu stark abweichenden Ergebnissen kommen. In den folgenden Kapiteln werden diese unterschiedlichen Marktdesigns weiter vorgestellt und diskutiert.

Die grundlegenden Marktprinzipien existieren in diversen verschiedenen Ausgestaltungen. Neben dem aktuell vorherrschenden Strommarktdesign, welches auch Strommarkt 2.0 genannt wird, wird zusätzlich auf alternative Strommarktdesigns eingegangen, welche mitunter in das bestehende Strommarktdesign integriert werden könnten, jedoch aktuell politisch weniger oder nur teilweise verfolgt werden. Diese Strommarktdesigns können sowohl koexistieren wie auch unabhängig existieren. Darauf aufbauend werden mögliche Erweiterungen des aktuellen Strommarktdesigns vorgestellt.

4 Strommärkte

4.1.1 Aktuelles Strommarktdesign (Strommarkt 2.0)

Seit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes Ende der 90er Jahre basiert das deutsche Strommarktdesign auf einem Energy-Only-Markt (EOM). Durch die radikalen Veränderungen im Strommarkt aufgrund des deutlich gestiegenen Anteils von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien gibt es Forderungen, den bestehenden Markt durch einen Kapazitätsmarkt abzulösen [energate–2016]. Einem solchen Markt lehnte die Bundesregierung 2015 ab und beschloss die Weiterentwicklung des bestehenden Marktdesigns zum sogenannten Strommarkt 2.0, welcher verstärkt auf einen freien Markt setzt [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie–2015].

Gebotszonen

Zurzeit gibt es für Strom in Deutschland einen Einheitspreis im Länderverbund mit Luxemburg. Zuvor war zusätzlich Österreich in die Gebotszone integriert, welche jedoch aufgrund von Netzengpässen aufgetrennt wurde. Diese Entwicklung läuft den aktuellen Zielen der Europäischen Union (EU) zuwider. Die EU sieht einen ganzheitlichen EU-Energiemarkt als kosteneffektivste Lösung. Durch einheitliche Marktregeln soll Strom länderübergreifend und EU-weit transportiert werden. Dadurch wird der Wettbewerb gefördert und die Strompreise für die Kunden geringgehalten. Zur Förderung der EU-weiten Strommarktintegration wurden unter anderem im "Clean energy for all Europeans package" im Jahr 2019 neue Marktregeln verabschiedet [European Commission–2020]. Die Bundesregierung hat 2017 mit einer Novelle der Stromnetzzugangsverordnung Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dazu verpflichtet, Handelstransaktionen so zu ermöglichen, dass Deutschland eine einheitliche Stromzone bildet.

Demgegenüber stehen Ergebnisse von Forschungen zur Aufteilung der deutschen Stromzone. Durch eine grobe Teilung des Strommarkts könnte eine Balance zwischen Anreizen für Neuanlagen an Orten hoher Nachfrage und Netzausbau geschaffen werden. Die Studie [Ambrosius–2020] kommt zu dem Schluss, dass eine Zonenteilung im Vergleich zum Status quo zu einem Wohlfahrtsgewinn führen kann. Mit einer Zonenteilung würden die höchsten Preise im Süden Deutschlands auftreten und geringer werden, je nördlicher die Zone liegt. Dabei ist besonders der Süden vom Bau neuer Kraftwerke geprägt, wohingegen der Norden durch den hohen Anteil an EE versorgt werden kann, sodass Kapazitäten reduziert werden können.

Spotmarkt

In der aktuellen Gebotszone findet der Stromhandel entweder an der Strombörse oder als sogenannter Over-The-Counter (OTC)-Handel statt. Die Strombörse EPEX Spot ist Teil der EEX Group mit Sitz in Paris und verantwortlich für den kurzfristigen Stromhandel für die Gebiete Westeuropa und dem vereinigten Königreich (UK). Beim OTC-Handel werden individuelle und bilaterale Stromverträge zwischen zwei Geschäftspartnern abgeschlossen. Zwischen beiden Handelsvarianten gibt es keine signifikanten Preisdifferenzen, da diese Arbitragegeschäfte ermöglichen und diese Möglichkeit vom Markt schnell ausgeglichen wird. Die spezifischen Märkte lassen sich sowohl an der Börse als auch beim OTC-Handel in den Terminmarkt und Spotmarkt unterteilen.

4 Strommärkte

Am **Terminmarkt** werden mit einem Vorlauf, der auch mehrere Jahre betragen kann, langfristige Produkte, sogenannte Futures gehandelt. [Graeber–2014].

Die Produkte auf dem **Spotmarkt** werden auf Basis von zwei verschiedenen Handelsformen gehandelt. Zum einen gibt es den kontinuierlichen Handel. Bei dieser Handelsform werden kontinuierlich alle Aufträge geprüft und sobald zwei Aufträge zueinander passen, werden diese zu den gebotenen Konditionen (Volumen & Preis) ausgeführt. Folglich wird beim kontinuierlichen Handel das pay-as-bid-Verfahren für die Preisbildung angewendet. Dem gegenüber steht der Handel über das Auktionsverfahren. Hierbei werden alle Aufträge bis zu einem festgelegten Zeitpunkt zusammengeführt. Diese werden nach dem Merit-Order-Prinzip gelistet und es stellt sich ein Market-Clearing-Price ein, der für alle ausgeführten Aufträge angewendet wird. Derzeit sind für den kurzfristigen Stromhandel in Deutschland verschiedene Produkte, wie in Abbildung 4-2 zu sehen, für den börsenbasierten Flexibilitätshandel relevant. Zum einen werden am Vortag sowohl Stunden- und Blockgebote (Day-Ahead-Auktion) als auch 15-Minuten-Gebote und Blockgebote (Intraday-Auktion) nach dem Auktionsverfahren für den nächsten Tag gehandelt. Zum anderen werden sowohl Stundengebote als auch 15-Minuten-Gebote im kontinuierlichen Handel (Intraday-Handel) ab dem Vortag bis 5 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt gehandelt. Für alle Produkte ist ein minimales Handelsvolumen von 100 kWh Voraussetzung. Zudem sind seitens der EPEX zulässige Preisspannen für die Gebote definiert, um Preisausreißern entgegenzuwirken. [Bertsch–2017] [Märkle-Huß–2017], [EPEX Spot SE–2022b]

	Produkt	Angebots-abgabe	Zeitblöcke	Größe	Preis	Zulässige Preisspanne
EPEX-Spotmärkte	Day-Ahead-Auktion	bis 12:00 (t-1)	1 h & Blockgebote	0,1 MWh	Market Clearing Price	-500 €/MWh bis 3.000 €/MWh
	Intraday-Auktion	bis 15:00 (t-1)	15 min & Blockgebote	0,1 MWh	Market Clearing Price	-3.000 €/MWh bis 3.000 €/MWh
	Intraday-Handel 1-h-Produkte	ab 15:00 (t-1) bis 5 min vor t0	1 h	0,1 MWh	Pay-as-bid	-9.999 €/MWh bis 9.999 €/MWh
	Intraday-Handel 15-min-Produkte	ab 16:00 (t-1) bis 5 min vor t0	15 min	0,1 MWh	Pay-as-bid	-9.999 €/MWh bis 9.999 €/MWh

Abbildung 4-2: Produkte am Spotmarkt (eigene Darstellung in Anlehnung an [Next Kraftwerke GmbH–2021f])

Regelenergiemarkt

Der Regelenergiemarkt wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW betrieben. Er hat das Ziel, Produkte für die Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz bereitzustellen. Die Produkte gliedern sich in negative Regelprodukte, die bei einer Unterschreitung der Netzfrequenz eingesetzt werden, und positive Regelprodukte, für den Fall einer Frequenzüberschreitung. Negative Regelenergie kann entweder durch das Abschalten von Erzeugungsanlagen oder das Zuschalten von Verbrauchsanlagen bereitgestellt werden, wohingegen positive Regelenergie zur Erhöhung der Erzeugungslast, also dem Zuschalten von Erzeugungsanlagen oder dem Abschalten von Verbrauchsanlagen, benötigt wird. [Bertsch–2017]

4 Strommärkte

In Tabelle 4-1 ist eine Übersicht über die drei Regelenergieprodukte gegeben. Für den Fall einer Frequenzschwankung wird als erstes Primärregelenergie (PRL) eingesetzt. PRL zeichnet sich durch eine sehr kurze Aktivierungsdauer von 30 Sekunden aus, um sehr schnell der Frequenzschwankung entgegenwirken zu können. Die PRL wird von der Sekundenreserve (SRL) abgelöst, die eine Aktivierungsdauer von maximal 5 Minuten hat. Sofern die SRL nicht zur Behebung der Frequenzschwankung ausreicht, wird darüber hinaus die Minutenreserve (MRL) eingesetzt, mit einer Aktivierungsdauer von maximal 15 Minuten. [Bertsch–2017]

Tabelle 4-1: Produkte am Regelenergiemarkt [Next Kraftwerke GmbH–2010]

	PRL	SRL	MRL
Aktivierungszeit	< 30 sek.	< 5 min.	< 15 min.
Bereitstellungsdauer	< 15 min.	< 15 min.	< 45 min.
Angebotsabgabe	kalendertäglich	kalendertäglich	kalendertäglich
Tägliche Produkte	6 Zeitscheiben je 4 h.	6 Zeitscheiben je 4 h.	6 Zeitscheiben je 4 h.
Angebotsgröße	> 1 MW (symmetrisch)	>5 MW (positiv oder negativ)	>5 MW (positiv oder negativ)
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- u. Arbeitspreis	Leistungs- u. Arbeitspreis
Zulässige Preisspanne	-	< 9 999 EUR/MWh für Arbeitspreis	< 9 999 EUR/MWh für Arbeitspreis

Die Vergütung für Regelleistung ergibt sich bislang für die PRL aus dem Leistungspreis und für SRL und MRL aus der Summe von Leistungspreis und Arbeitspreis. Der Leistungspreis wird für die reine Bereithaltung von Regelleistung gezahlt. Den Arbeitspreis erhält ein Anbieter bei Abruf für die tatsächlich geleistete Arbeit. Die Angebotspreise werden von jedem Anbieter selbst festgelegt und bei erhaltenem Zuschlag individuell vergütet.

Die Angebotsvergabe und der Abruf basieren auf dem Prinzip einer Merit-Order-Liste. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat beschlossen, ab dem 01.06.2020 für SRL und MRL einen getrennten Markt für Regelleistung und Regelarbeit zu schaffen. Dadurch wird es allen Anbietern von Regelenergie ermöglicht, am Regelarbeitsmarkt teilzunehmen, auch wenn diese keinen Zuschlag auf den Regelleistungsmarkt erhalten haben. Damit hat der Regelleistungsmarkt in Zukunft eine Absicherungsfunktion für den Regelarbeitsmarkt, falls dieser ausfallen sollte [BNetzA–2019a]. Der Regelarbeitsmarkt folgt als Reaktion auf die Abschaffung des Mischpreisverfahrens. Beim Mischpreisverfahren wurde der Zuschlag für SRL und MRL als Mischpreis aus Leistungspreis und Arbeitspreis ermittelt. Durch das Verfahren wurden konventionelle Kraftwerke mit hohen Leistungspreisen, aber geringen Arbeitspreisen, gegenüber dezentralen Flexibilitätsoptionen bevorzugt [Alexander Stahl–2019].

Im Bereich des minimalen Handelsvolumens werden im Vergleich zum Spotmarkt größere Leistungen vorausgesetzt, jedoch ist ein Pooling mehrerer Anlagen zum Erreichen des benötigten Volumens erlaubt, wodurch wiederum auch kleinere Anlagen die Möglichkeit

4 Strommärkte

haben, am Markt teilzunehmen. Analog zum Spotmarkt gibt es auch für den Regelenergiemarkt eine Preisobergrenze für den Arbeitspreis. [Bertsch–2017; Christian Sperling–2018]

Weitere Vermarktungsmöglichkeiten

Neben dem Spot- und Regelenergiemarkt gibt es weitere Möglichkeiten zur Vermarktung von Strom und Systemdienstleistungen, die im Folgenden beschrieben werden.

Kapazitätsreserve: Das aktuelle deutsche Strommarktdesign sieht zur Ergänzung des EOM eine Kapazitätsreserve vor, die ab dem 01.10.2020 aktiv ist. Diese dient zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für den Fall, dass am freien Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage vorhanden ist. Die Kraftwerke, die die Kapazitätsreserve bilden, dürfen nicht am normalen Stromhandel teilnehmen. Welche Anlagen an der Kapazitätsreserve teilnehmen, wird über ein Ausschreibungsverfahren für einen zwei Jahreszeitraum ermittelt. Die bezuschlagten Anlagen erhalten eine Vergütung für die bereitgestellte Leistung (der höchste bezuschlagte Gebotspreis) sowie eine Erstattung von angefallenen Kosten. [50Hertz Transmission GmbH–2019] [Bundesamt für Wirtschaft und Energie–2020].

Weitere Systemdienstleistungen: Neben der Einhaltung der Frequenz gibt es seitens der Übertragungsnetzbetreiber noch weitere Systemdienstleistungen, wie z. B. Schwarzstartfähigkeit. Für diese Dienstleistungen existieren jedoch entweder keine Märkte und Preise oder ein kurzfristiger Handel ist aufgrund langfristiger Verträge nicht gegeben. [TUDortmund –2018]

Day-After-Handel: Der Day-After-Handel ist ein bilateraler Handel zwischen zwei Parteien und kann bis 16:00 Uhr des Folgetags durchgeführt werden. Er dient lediglich zum bilanziellen Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen und beinhaltet keine physikalische Lieferung von Strom-Flexibilität. [Trianel GmbH–2019]

Langfristige Stromabnahmeverträge (PPA): Insbesondere im Zuge des Wegfalls der festen EEG-Vergütung für Wind- und Solaranlagen seit dem Jahr 2021 gewinnen langfristige Stromabnahmeverträge, so genannte Power Purchase Agreements (PPA), immer mehr an Bedeutung. Unter diesem Sammelbegriff werden jegliche Arten von zivilrechtlichen Verträgen verstanden, bei denen eine Stromabnahme bzw. Stromlieferung unter festgelegten Konditionen vereinbart wird. [Hilpert–2018] Solche Verträge könnten im Bereich der Anlagenflexibilisierung eine Rolle spielen und zwar genau dann, wenn ein solcher Abnahmevertrag eine Überdimensionierung einer Anlage, z. B. eines BHKW oder einer PV-Anlage, ermöglicht, was dann wiederum eine größere Anlagenflexibilität und eine Wirkungsgradverbesserung ermöglicht.

4.1.2 Alternative Strommarktdesigns

Neben dem in Deutschland bestehenden Strommarktdesign, Strommarkt 2.0, gibt es weitere Strommarktdesigns, die teilweise lediglich theoretisch entwickelt wurden, oder auch bereits in anderen Ländern umgesetzt wurden.

4 Strommärkte

Reguliertes Quotenmodell

Das regulierte Quotenmodell basiert auf der Ausarbeitung aus [Agora Energiewende–2017] und orientiert sich am Regelenergiemarkt. Beim Quotenmodell legt der Netzbetreiber für die Teilnehmer eine Quote fest, die eine maximale Einspeisung regelt, beispielsweise in Bezug auf die Nennleistung. Die Teilnahme an diesem Markt ist für Anlagenbetreiber freiwillig. Teilnehmende Anlagen müssen über den Produktzeitraum für die quotierte Einschränkung für Stromeinspeisung oder -entnahme bei Auftreten von Netzengpässen zur Verfügung stehen.

Der Prozessablauf dieses Modells beginnt mit der Sammlung von Anmeldungen der Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber. Dadurch werden Stammdaten wie Leistungswerte, Standort und Kapazitätsspielraum erfasst. Der Netzbetreiber führt auf Basis von Netzinformationen und Prognosen eine Lastflusssimulation durch und prüft, ob Netzengpässe zu erwarten sind. Wenn ja, wird in einer weiteren Berechnung ermittelt, wie viel Last oder Erzeugung reduziert werden muss, um einen sicheren Zustand zu erreichen. Diese Reduzierung kann entweder gleichmäßig auf alle Teilnehmer oder auf wenige Anlagen mit hoher Sensitivität verteilt werden. Der Netzbetreiber kontrolliert die Einhaltung der Quotierung. Bei Nichteinhaltung müssen Sanktionen definiert werden, die ausreichend hoch sind, damit die Teilnehmer die Quotierung befolgen.

Die regionale Auflösung ist abhängig von der Lage des Engpasses und in welchem Netzgebiet Anlagen effektiv zur Behebung des Engpasses genutzt werden können. Je höher die Spannungsebene, in der der Engpass auftritt, desto größer ist die durch Quotierung betroffene Netzregion.

Das Produkt, also die Möglichkeit, den Teilnehmer zu quotieren, wird in 15 Minuten-Zeitscheiben aufgelöst. Im Bereich des vom Verteilnetzbetreiber (VNB) zugelassenen Stellbereichs können quotierte Anlagen auch zusätzlich am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Bei kurzfristigen Quotierungen hat der regionale Markt Vorrang gegenüber dem Regelleistungsbezug.

Die Vergütung ist reguliert, das heißt, es gibt keine freie Preisbildung. Die Preise könnten dazu an die Preise des Regelleistungsmarktes gekoppelt werden. Die Vergütung besteht aus der Kapazitätsvergütung, bei der, vergleichbar mit dem Leistungspreis der Regelenergie, die Teilnehmer zur Bereitstellung der Kapazität vergütet werden und der Einsatzvergütung, die vergleichbar mit dem Arbeitspreis der Regelenergie ist.

Nodal-Pricing

In Deutschland gilt der Strompreis für die gesamte Gebotszone. Dies wird auch als zonales Preissystem bezeichnet. Demgegenüber steht die Variante als nodales System. Dabei werden räumlich differenzierte Preise für einzelne Netzknoten ermittelt und so Restriktionen des Netzes bereits im Strompreis wiedergegeben. Durch regionale hohe Preise und den daraus resultierenden Marktanreizen wirkt ein nodales Preissystem als eine Form des präventiven Engpassmanagements [Christoph Maurer, Christian Zimmer, Lion Hirth–2018]. Ein nodales System ist grundsätzlich sowohl in einem EOM als auch einem Kapazitätsmarkt möglich, findet sich in der Umsetzung allerdings fast ausschließlich in Kapazitätsmärkten.

4 Strommärkte

Nodale Preise werden beispielsweise in mehreren US-amerikanischen Strommärkten, in Russland, Australien und Neuseeland angewendet.

Die Preisbildung beruht auf der Übertragungskapazität zwischen den einzelnen Knoten. Freie Übertragungskapazität bedeutet, dass ein Leistungsaustausch in einer Höhe möglich ist, die zum Eintreten von Preisgleichheit nötig ist, ohne die maximale Belastbarkeit der Übertragungsleistungen zu überschreiten. Ist ausreichend freie Übertragungskapazität zwischen den einzelnen Knoten vorhanden, gleicht sich daher der Preis in diesen Knoten auf demselben Niveau an. Die Preise verändern sich, wenn die Auslastung der Netze an die Kapazitätsgrenze stößt. Diese Knappheit spiegelt sich in den Preisen wider: Die Preise bestimmen sich an jedem einzelnen Knoten als "Grenznutzen für das Gesamtsystem, wenn an diesem Knoten eine MWh zusätzlich eingespeist wird", unter Berücksichtigung aller Netzrestriktionen. Würde beispielsweise durch eine zusätzliche Einspeisung am Knoten X das Netz entlastet und dadurch an anderer Stelle im Netz ein kostengünstigerer Kraftwerkseinsatz ermöglicht, wäre der Strompreis am Knoten X besonders hoch, um den hohen netzdienlichen Wert der Stromeinspeisung dort abzubilden [Christoph Maurer, Christian Zimmer, Lion Hirth–2018].

Fokussierter Kapazitätsmarkt

Bei Strompreisen, die auf dem freien Markt, beispielsweise durch ein Merit-Order-Verfahren gebildet werden, besteht die Gefahr, dass unzureichende Investitionsanreize für Neuanlagen geschaffen werden. Je größer der Anteil von EE am Strommix ist, desto mehr wird dieses Problem durch den Merit-Order-Effekt verschärft. Kapazitätsmärkte können neben dem herkömmlichen EOM und dem Regelenergiemarkt koexistieren und die langfristige Versorgungssicherheit durch Vergütung von Verfügbarkeit einer Anlage sicherstellen [International Renewable Energy Agency–2019]. Der Kapazitätsmarkt kann allerdings die Wettbewerbsintensität schmälern, die Kosten der Stromverbraucher erhöhen und das Erreichen der klimapolitischen Ziele verhindern.

Eine Variante des Kapazitätsmarktes, die diese Probleme zu umgehen versucht, ist die des fokussierten Kapazitätsmarktes [Matthes–2012]. Dieses Konzept hat nicht nur das Ziel der Versorgungssicherheit, sondern soll auch einen Beitrag dazu leisten, dass sehr flexible und emissionsarme Neuanlagen errichtet werden. Anstatt wie beim umfassenden Kapazitätsmarkt alle Teilnehmer für verfügbare Kapazität zu entlohnen, wird der Kapazitätsmarkt auf zwei Segmente fokussiert, für die jeweils Auktionen durchgeführt werden. Die Marktsegmente zielen auf die Teilnehmer mit den größten Herausforderungen der nächsten Jahre im Strommarkt ab. Die Marktsegmente bestehen aus den beiden Teilen „Bestandskraftwerke“ und „Neubaukraftwerke“. Für Bestandskraftwerke gilt die Gefahr, nicht mehr profitabel am Markt agieren zu können (Merit-Order-Effekt), wodurch allerdings Kapazität im Netz fehlen könnte. Für Neuanlagen besteht ein Investitionsrisiko, da die Nutzenschwelle bei sinkenden Vergütungen nicht erreicht werden kann. Im Marktsegment Bestandskraftwerke werden Kapazitätzahlungen für stilllegungsbedrohte Anlagen über einen Zeitraum von ein oder vier Jahren ausgeschrieben. Für den Bereich Neukraftwerke sind Kapazitätzahlungen über 15 Jahre für Neuanlagen vorgesehen, die hohen Flexibilitäts- und Umweltauflagen genügen. Dazu zählen auch Speicher [Matthes–2012]. Auch die

4 Strommärkte

Nachfrageseite soll beispielsweise im Bereich steuerbarer Lasten umfassend und gleichberechtigt im Rahmen der jeweiligen Produktsegmente eingebunden werden.

Erhält ein Bieter von Kapazität den Zuschlag in einer Auktion, so kann dieser immer noch regulär am Strommarkt teilnehmen. Die Marktmacht der bezuschlagten Teilnehmer wird durch Call-Optionen, die der Käufer der Kapazität erhält, reduziert. Bei sehr hohen Strompreisen können die Call-Optionen genutzt werden, um nur einen definierten Ausübungspreis zu zahlen, wodurch die Erträge der erfolgreichen Bieter von Kapazität sowie die Kosten des Kapazitätsmarktes verringert werden.

4.1.3 Strommarkt 2.0 mit lokalen Flexibilitätsmärkten

Nach Aufführung der derzeit existierenden Märkte und den Möglichkeiten der Anpassungen und Erweiterungen befasst sich dieses Kapitel mit möglichen Maßnahmen zur marktwirtschaftlichen Weiterentwicklung des aktuellen Strommarktdesigns.

Es wurde bereits eine Vielzahl an Forschungsprojekten und Pilot-Betrieben zum Thema der regionalen Vermarktung von Flexibilität durchgeführt. Flexibilitätsmärkte dienen darin unter anderem zum aktiven Ausgleich von Angebot und Nachfrage mit einer regionalen und marktbasierten Komponente. Auf diese Weise sollen Netzengpässe kosteneffizient behoben werden.

Die Integration von lokalen Prosumern in den Strommarkt sowie in das Netzmanagement schafft neue Märkte und Vermarktungsmöglichkeiten für emissionsarme dezentrale Energieerzeuger sowie neue Möglichkeiten des Engpassmanagements. Auf den aktuellen Strommärkten werden Netzengpässe im Strompreis nicht abgebildet. Vielmehr herrscht die Annahme des Netzes als „Kupferplatte“. Netzengpässe sind häufig lokal konzentriert und müssen durch Redispatchmaßnahmen (siehe Kapitel 4.2 Redispatch), wie Abregelung von dargebotsabhängigen EE-Anlagen, gelöst werden. Eine Lösung durch Netzausbau ist zum einen kostspielig und löst zukünftige Herausforderungen nur bedingt [Agora Energiewende–2017]. In einer Studie aus dem Jahre 2017 von Frontier Economics wird der Einfluss von Flexibilitäten in der Verteilnetzebene auf die Redispatchkosten betrachtet. Dabei werden die nutzbaren Potentiale bis zum Jahre 2023 durch Flexibilität in einem pessimistischen und einem optimistischen Szenario im Vergleich zum Status quo betrachtet. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass durch Nutzung dezentraler Flexibilitäten Redispatchkosten von 28-50 Mio. EUR pro Jahr eingespart werden können. Die Redispatchkosten lagen 2018 bei etwa 350 Mio. EUR [BNetzA–2019b]. Die Kosteneinsparungen resultieren zum einen aus den teils geringeren Kosten der dezentralen Flexibilitäten, als auch aus der Möglichkeit der Nutzung von Flexibilität mit höherer Sensitivität zum auftretenden Engpass. Weiterhin ist eine Beschränkung der Netzreserve möglich. Dem gegenüber stehen Erschließungskosten für neue Flexibilitäten sowie gesteigerte Koordinationskosten [Frontier Economics–2017].

Verschiedene regionale Marktdesigns eignen sich unterschiedlich gut für verschiedene Netzregionen. Typische Unterschiede der Netzregionen sind beispielsweise ein Überangebot an Strom, wie in windkraftdominierten Regionen im Norden Deutschlands mit Netzengpässen im Übertragungsnetz oder lastdominierte Regionen in eher vorstädtisch geprägten Regionen mit Engpässen vorwiegend in den unteren Spannungsebenen. Durch ein Überangebot an Strom und einer potenziell großen Anzahl an Flexibilitätsanbietern ist

4 Strommärkte

im Norden Deutschlands ausreichend Wettbewerb für eine freie Preisbildung gegeben. In den eher last- oder solardominierten Regionen hingegen sind die Voraussetzungen für freie Preisbildung durch zu geringen Wettbewerb derzeit nicht gegeben, sodass eine regulatorische Preisbildung, wie sie aktuell durch das Redispatch schon verfügbar ist, zu bevorzugen ist. [Agora Energiewende–2017]

Eine Zeitflexibilität kann dadurch geschaffen werden, dass der Regenergiemarkt zunehmend durch den Intraday-Markt unterstützt und der Intraday-Markt selbst fortlaufend hin zu kurzfristigeren Produkten weiterentwickelt wird. Für die Schaffung von Ortsflexibilität muss jedoch ein neuer Markt errichtet werden [Verband Kommunaler Unternehmen e.V. 2019]. Für die Nutzung der lokalen Flexibilität müssen zunächst Produkte definiert und eine Handelsplattform bereitgestellt werden. Es wurden bereits mehrere Projekte zur Klassifizierung und Bewertung von regionalen Flexibilitätsmärkten durchgeführt, in denen die definierten Marktdesigns in Pilotprojekten getestet wurden.

Alle in der Folge genauer vorgestellten Projekte sehen regionalen Flexibilitätshandel als ergänzenden Mechanismus zum Engpassmanagement im Redispatch. Durch die zusätzlichen regionalen Handelsplattformen können weitere Flexibilitäten, die nicht im Redispatch einbezogen sind, erschlossen werden. Dies beinhaltet Anlagen < 100 kW und lastseitige Flexibilität, deren (Opportunitäts-) Kosten zur Kompensation nicht oder nur sehr schwer berechnet werden können. Damit wird eine zusätzliche marktbasierende Form des Engpassmanagements geschaffen. Durch die Kombination von markt- und kostenbasiertem Redispatch kann die Energie- und Kosteneffizienz weiter erhöht werden. Ein solches Modell wird auch ‚Hybrid Market Model‘ genannt. [enera–2020]

Die genaue technische Ausarbeitung der Handelsplattformen für Flexibilität variiert von Projekt zu Projekt und wird in der Folge für die einzelnen Projekte vorgestellt.

Intraday-Flexibilitätsmärkte

Der Intraday-Flexibilitätsmarkt basiert auf der Ausarbeitung des Designs „regionaler IntradayPlus“ aus [Agora Energiewende–2017]. Es bietet eine zusätzliche Handelsplattform, an der die herkömmlichen Intraday-Produkte gehandelt werden können. Den Produkten wird aber zusätzlich eine regionale Information zugewiesen, sodass ein Netzbetreiber gezielt Strom zur Engpassbehebung handeln kann. Die Handelsplattform wird durch ein unabhängiges Unternehmen, zum Beispiel die europäische Strombörse EPEX Spot SE, organisiert. Die Netzbetreiber des ÜNB und VNB treten zusätzlich zu anderen Käufern auf dem Markt als Händler auf. Handeln diese aufgrund von Engpässen, kann es zu regionalen Preisdifferenzierungen kommen. Die regionale Auflösung ist so fein zu wählen, dass die Sensitivität der teilnehmenden Anlagen groß genug ist, um auf Engpässe effektiv zu wirken, aber auch ein ausreichend großes Gebiet abdeckt, um hohe Liquidität im Markt zu erreichen. Die Preisbildung erfolgt in diesem Marktdesign nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage, also frei und unreguliert. Es gelten die Preisgrenzen des regulären Intraday-Marktes. Für die Netzbetreiber entspricht die Preisgrenze der Vergütung des Einspeisemanagements.

4 Strommärkte

SINTEG-Projekte

Aufbauend auf dem Marktdesign der Agora Energiewende aus dem Jahr 2017 wurde im Rahmen der sogenannten SINTEG-Projekte das Intraday-Flexibilitätsmarktmodell weiter ausgearbeitet und bereits in Modellregionen erprobt.

enera

Der enera-Markt beinhaltet eine Intraday-Flexibilitätsplattform im Norden Deutschlands. Die Plattform wurde in das EPEX Spot-Handelssystem integriert und ermöglicht seit Anfang 2019 den Handel von regionalen Flexibilitäten [EWE AG–2019]. Als Flexibilität wird hierbei die Abweichung vom regulären Fahrplan der Anlage beziehungsweise als Abweichung von der möglichen Stromproduktion bezeichnet. Über einen kontinuierlichen Matching-Prozess werden Angebot und Nachfrage zugeteilt. Der enera-Markt existiert separat zu den herkömmlichen Großhandelsmärkten, sodass ein Anlagenbetreiber die gehandelte Flexibilität über den Intraday-Markt ausgleichen muss, um sein Portfolio auszubalancieren.

Zum enera-System gehört auch eine Nachweisplattform, auf der die Flexibilität auf der Einspeise- und Lastseite dokumentiert wird. So können die Verhaltensänderungen transparent nachvollzogen und vergütet werden [enera–2019].

C/sells

Im Verlauf des Projektes C/Sells wurden die Handelsplattformen ReFlex, comax und ALF (Altorfer Flexmarkt) entwickelt und in Demonstrationsprojekten getestet. Über die Handelsplattform ReFlex können Anlagen Flexibilität als Leistungsprodukt (feste Leistung) oder Quotenprodukt (prozentuale Abriegelung) (siehe reguliertes Quotenmodell) anbieten. [SINTEG–2020]

NEW 4.0

Im Projekt NEW4.0 wurde die Flexibilitätsplattform ENKO entwickelt, bei der Netzbetreiber, die Engpässe in ihrem Gebiet erwarten, Flexibilität im Day-Ahead-Markt handeln können. Zusätzlich wurde die sogenannte „Energieplattform“ zum universellen Echtzeit-Energiehandel entwickelt. Dabei kann Strom im Intraday-Handel bis fünf Minuten vor Stromlieferung basierend auf Blockchain-Technologie gehandelt werden. So können auch kurzfristig verfügbare Erzeuger und Verbraucherpotenziale zur Netzstabilisierung eingesetzt und damit die erforderliche Netzreserve reduziert werden. Durch die Blockchain-Technologie kann Strom mit Qualitäts- und Herkunftsinformationen gehandelt werden. [Erneuerbare Energien Hamburg–2022]

WindNODE

Im Projekt WindNODE bietet eine Plattform die Möglichkeit zum Handel von Flexibilität im Day-Ahead und Intraday-Markt. Die Flexibilität wird dabei nach dem pay-as-bid Prinzip vergütet. [WindNODE–2020]

Designetz

Im Projekt Designetz wurde die Plattform Flex4Energy entwickelt. Es können zwei verschiedene Produktgruppen gehandelt werden. Bei latenten Flexibilitätsgruppen wird ein Leistungsband abgesprochen, bei Fahrplanprodukten wird ein genauer Leistungsverlauf im

4 Strommärkte

entsprechenden Zeitraum verabredet. Der minimale Angebotszeitraum beträgt 15 Minuten, wobei es keine Mindestgröße für die angebotene Leistung gibt. In diesem Markt bleibt die Steuerungsverantwortung beim Betreiber der Anlage. Dadurch wird die Teilnahme von Anlagen, auf deren Prozesssteuerung nicht von außen zugegriffen werden darf, ermöglicht. [Designetz–2020]

Durch alle SINTEG-Projekte hinweg sind ähnliche Hürden für die Umsetzung der Marktmodelle aufgetreten. Es wurden einheitliche Änderungsvorschläge formuliert:

- Neben Ausschreibungsverfahren muss die marktbasierende Beschaffung von nachfrageseitiger Flexibilität erlaubt werden (Änderung in ENWG §13 (6) und §14 (1)).
- Durch das Nutzen von Flexibilität dürfen keine Zusatzkosten entstehen.

Dies betrifft einerseits die betriebswirtschaftliche Behandlung:

- Marktbasierte Flexibilität muss nach Anreizregelungsverordnung (ARegV) derselben Kostenkategorie wie kostenbasierte versorgungsseitige Flexibilität angehören, um Chancengleichheit zu gewährleisten.
- VNB müssen die Möglichkeit haben, den Einkauf operativer Flexibilitätsprodukte zur Stabilisierung der Netze betriebswirtschaftlich wie Investitionen in netztechnische Anlagen zu behandeln.

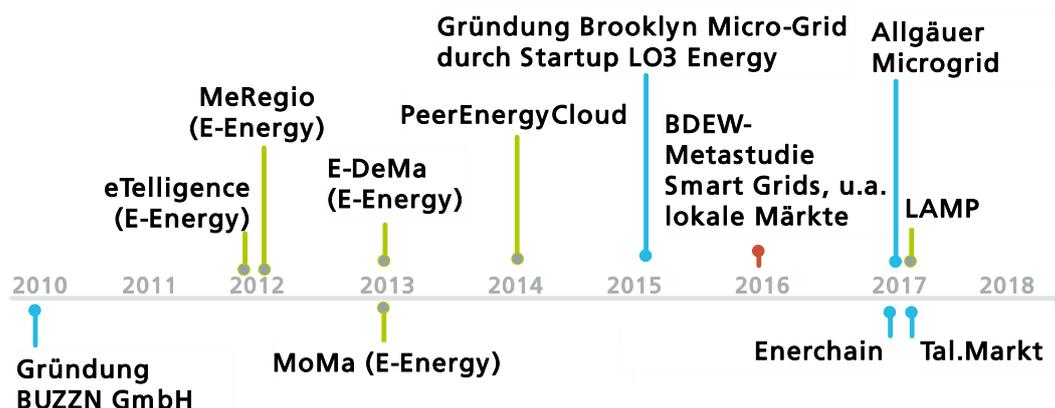
Andererseits ist die Netzentgeltsystematik betroffen:

- Die Netzentgeltsystematik muss so angepasst werden, dass für netzdienlichen Flexibilitätseinsatz keine Kosten für die Flexibilitätsanbieter entstehen (Anbieter können durch geänderten Anlagenbetrieb Privilegierung verlieren).
- Zeiträume, in denen Flexibilitätsleistungen bereitgestellt werden, sollen zur Berechnung des Netzentgeltes nicht berücksichtigt werden.
- Wie bei den Kosten für Einspeisemanagement bzw. Redispatch, soll ein Netzbetreiber die Kosten, die bei der Vergütung flexibler Lasten entstehen, bei den Netzentgelten ausgeglichen bekommen.
- Zugehörige Infrastruktur muss im Rahmen der Digitalisierung modernisiert werden.
- Es muss einheitlichen Standards für Schnittstellen zum Anbinden von Häusern/Quartieren geben.

Weitere lokale Projekte

Seit dem Jahr 2010 wurde eine Vielzahl weiterer Forschungsprojekte, Metastudien und kommerzieller Pilot-Betriebe zum Thema regionaler Vermarktung durchgeführt. Der in Abbildung 4-3 dargestellte Zeitstrahl gibt eine Übersicht für die Jahre 2010 bis 2018. Die einzelnen Projekte werden im Folgenden vorgestellt.

4 Strommärkte



Forschungsprojekt mit Feldtest Metastudie Kommerzieller (Pilot-)Betrieb

Abbildung 4-3: Regionale Märkte von 2010 bis 2018 (eigene Darstellung)

Im Jahr 2010 wurde das Münchner Start-up **BUZZN GmbH** gegründet. Das Unternehmen betreibt die Plattform „buzzn – People Power“. Auf dieser haben private Stromerzeuger die Möglichkeit, ihren eigenerzeugten überschüssigen Strom an private Stromabnehmer über einen gemeinsamen Pool zu vermarkten. Auf diese Weise fördern die Stromabnehmer eine lokale Stromerzeugung. [Will–2016]

Kernziel des im Jahr 2012 abgeschlossenen Projekts **eTelligence** war die Erprobung eines Strommarktsystems mit regionalen Produkten. Auf diesem sollten Netzbetreiber, Erzeuger, gewerbliche Verbraucher mit verschiebbaren Lasten und Energiedienstleister zusammengebracht werden. Innerhalb eines Feldtests wurde von 2008 bis 2012 das komplexe IKT-basierte System in der Region Cuxhaven getestet. Der Feldtest brachte neue Erkenntnisse und Lösungen hinsichtlich der Erhöhung von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit aus erneuerbaren Energien.

Für denselben Zeitraum wurde das Projekt ‚Minimum Emission Regions‘ (**MeRegio**) als Vorhaben der Energie Baden-Württemberg (EnBW) und verschiedenen Partnern aus der Energiewirtschaft durchgeführt. Das Ziel des Vorhabens war es, eine flexible Nachfrage zu schaffen, bei künftig erhöhter Schwankung der Erzeugung durch zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien. Hierzu wurden Energiesysteme, intelligente Zähler und Netzleittechnik miteinander verknüpft. Das Resultat war die Entwicklung neuer Netzführungskonzepte und deren Umsetzung innerhalb eines Feldtestes.

Von 2008 bis 2013 entwickelte das Forschungsprojekt ‚Entwicklung und Demonstration 5dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft‘ (**E-DeMa**) der RWE Deutschland AG einen schnittstellenoffenen elektronischen E-Energy-Marktplatz. Über diesen wurden Prosumer mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren verbunden unter der Voraussetzung einer aktiven Partizipation aller Teilnehmer. Demonstriert und evaluiert wurde das Vorhaben anhand einer Modellregion im Rhein-Ruhr-Gebiet.

Im E-Energy Projekt ‚Modellstadt Mannheim‘ (**MoMa**) wurde hauptsächlich eine Systemarchitektur entwickelt. Diese ermöglicht eine Multispartenlösung für die Nutzung und Einbindung von erneuerbaren Energien und Energiespeichern. Für die Umsetzung der

4 Strommärkte

IKT-Struktur wurde ein Energiemanagementsystem entwickelt und erprobt. Darüber hinaus sind Untersuchungen und Umsetzungen bezüglich Geschäftsmodellen und Anreizsystemen auf Smart-Grid-Basis erfolgt. Innerhalb eines Feldtests wurde die gesamte MoMa-Infrastruktur ans Netz gebracht und neben der Untersuchung des Zusammenwirkens der MoMa-Komponenten auch das Verhalten der Feldtestteilnehmer in Bezug auf Preis-Elastizität beobachtet. Die Untersuchungen zeigten eine hohe Akzeptanz der Kunden hinsichtlich des dynamischen Tarifs. Das Projekt wurde im Jahr 2013 fertig gestellt. [Frey–2013; Karg–2014; Laskowski–2013]

Ziel des Projektes **PeerEnergyCloud** mit einer Laufzeit von 2011 bis 2014 war die Entwicklung und Konzeption eines cloudbasierten Marktplatzes und eines entsprechenden Microgrids. Der virtuelle Cloud-Marktplatz diente dem Handel mit lokal erzeugtem Strom. Mithilfe der Cloud sollte eine intelligente Vermittlung von lokal erzeugtem Strom an lokale Verbraucher umgesetzt werden. Der Preis fungiert dabei als Anreiz für die Verbraucher, in erster Linie den lokal erzeugten Strom zu nutzen. In der Modellstadt Saarlouis wurde dazu ein Feldtest durchgeführt, um den lokalen Energiehandel zu erproben. [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie–2014]

In 2015 wurde das ‚Brooklyn Microgrid‘ (**BMG**) von dem amerikanischen Unternehmen LO3 Energy gegründet. Das BMG besteht aus einem lokalen Microgrid-Energiemarkt in Brooklyn. Auf diesem kann Strom aus erneuerbaren Energien, der den benötigten Eigenverbrauch übersteigt, direktvermarktet werden. Basis der Vermarktung ist die sogenannte Blockchain-Technologie, eine dezentrale Datenbank, die eine stetig wachsende Liste von Transaktionsdatensätzen beinhaltet. Die Datenbank lässt sich jederzeit chronologisch erweitern. Als Informationssystem ermöglicht die Technologie eine vollständige Umsetzung dezentraler Marktplattformen. Ausgeführte Transaktionen lassen sich dezentral verifizieren und speichern, ohne dass eine Bank oder Zahlungsdienstleister benötigt wird. [Mengelkamp–2018]

Die **BDEW** Metastudie hat sich mit verschiedenen Forschungsständen im Bereich der intelligenten Stromnetze befasst. In 2016 wurde der siebte der insgesamt zehn Projektschritte der Studie mit der Bezeichnung „Lokale & Globale Optimierung im Energiesystem“ durchgeführt. Hier ging es unter anderem um die Bewertung der Etablierung regionaler Marktplätze für flexible Leistung. Fazit ist eine zu diesem Zeitpunkt nicht ausreichend durchgeführte Erprobung von Netzclustermodellen oder der tatsächlichen Etablierung regionaler Marktplätze. [Dederichs–2016]

Seit dem Jahr 2017 kommt es verstärkt zu Projekten mit kommerziellem Pilotbetrieb. Das Projekt **Enerchain** startete 2017 als interne Prototypentwicklung des IT-Dienstleisters PONTON. Hauptauslöser war die Entstehung des „P2P-Handels im Mikronetz“, wie beispielsweise beim Brooklyn Microgrid-Projekt. Enerchain ist ein europäischer Marktplatz für Energie, der ebenfalls auf der Blockchain-Technologie basiert. Im selben Jahr wurde der erste Handel zwischen E.ON und dem italienischen Energiekonzern Enel S.p.A. (enel) durchgeführt. Bis Mitte 2018 waren 43 Teilnehmer in das Projekt involviert.

Allgäu Microgrid ist ein Projekt der Allgäuer Überlandwerk GmbH und des New-Yorker Start-Ups LO3 Energy. Dabei wird eine Peer-to-Peer Stromhandelsplattform aufgebaut, auf der Endkunden Strom untereinander handeln können. Das Projekt läuft seit 2017 und

4 Strommärkte

startete im März 2018 für insgesamt drei Jahre in den Pilotbetrieb. [Klaus–2018; Merz–2018]

Das ‚Landau Microgrid Project‘ (**LAMP**) ist ein Forschungsprojekt mit Feldtest der Energie Südwest AG, des Karlsruher Instituts für Technologie und der Softwarefirma LO3 Energy. Bei dem Projekt ging es um die lokale Nutzung von erneuerbaren Energien im Lazarettgarten in Landau an der Pfalz. Dazu wurden nach dem Projektstart in 2017 von März 2018 bis Oktober 2018 drei Feldtest-Phasen durchgeführt. Innerhalb derer wurde für 20 Haushalte eine lokale Handelsplattform bereitgestellt, auf der lokal erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien untereinander gehandelt werden konnte. Kern der Untersuchung waren die sich ergebenden Marktpreise, der Marktmechanismus und die Akzeptanz der Teilnehmer für lokale Energiemärkte. [Heidelberger–2017]

Mit der Bezeichnung **Tal.Markt** betreibt die Wuppertaler Stadtwerke AG seit September 2018 einen digitalen Marktplatz für Ökostrom aus der Region auf Blockchain-Basis. Anfang 2019 wurde dieser zu „Tal.Markt 2.0“ weiterentwickelt und soll deutlich leistungsstärker als sein Vorgänger sein. Seit April 2019 steht zudem der „Tal.Markt Live“ auch Kunden außerhalb Wuppertals bundesweit zur Verfügung. [Wuppertaler Stadtwerke GmbH–2019]

4.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die in Kapitel 4.1 vorgestellten freien Märkte werden durch kostenbasierte Regularien ergänzt. Diese werden vom Gesetzgeber vorgegeben. Damit soll ein stabiles Stromnetz gesichert werden und es werden politisch gewollte Entwicklungen unterstützt. Die im Folgenden vorgestellten Regularien haben direkten oder indirekten Einfluss auf die Vermarktung von Flexibilitätsprodukten. Daneben existieren weitere Vorschriften, wie zum Beispiel das Einspeisemanagement (Einsman). Diese werden jedoch nicht weiter erläutert.

4.2.1 Redispatch

Das aktuelle Strommarktdesign 2.0 sieht das Stromnetz als eine Art „Kupferplatte“ ohne Netzengpässe an. Mit dieser Annahme besitzen alle Erzeuger die gleichen Marktbedingungen unabhängig ihres Standorts. In der Praxis kommt es jedoch zu lokalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugern und Verbrauchern, welche zu Netzengpässen führen können. Wenn daraufhin die Stromerzeugung lokal verschoben werden muss, wird von Redispatch gesprochen. Bei einer Verschiebung werden Kraftwerke vor dem Netzengpass abgeschaltet und Kraftwerke hinter dem Netzengpass müssen die fehlende Strommenge ausgleichen. Dafür werden Erzeuger und Speicher berücksichtigt; Verbraucher werden nicht betrachtet. Für die Stabilität des Netzes sind die Netzbetreiber verantwortlich, die die Kosten des Redispatches auf die Netznutzungsentgelte umlegen. [enera–2020]

Wie in Abbildung 4-4 zu sehen, änderte sich ab dem 01.10.2021 mit der Novelle des ‚Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz‘ das Engpassmanagement und das neue Redispatch 2.0 trat in Kraft. Das neue Redispatch 2.0 sieht vor, alle Energieerzeugungsanlagen ab 100 kWel und alle fernsteuerbaren Anlagen (bisher nur konventionelle Erzeuger > 10 MW) mit in das Engpassmanagement aufzunehmen. Daraus folgt, dass in Zukunft auch Verteilnetzbetreiber und nicht ausschließlich Übertragungsnetzbetreiber aktives Engpassmanagement betreiben. Allgemein wird dadurch

4 Strommärkte

das Einspeisemanagement in das Redispatch integriert und der Einspeisevorrang der EE gelockert. Hat eine EE-Anlage oder ein BHKW eine um einen Mindestfaktor höhere Sensitivität auf einen Engpass als der konventionelle Erzeuger, der sonst geregelt werden würde, dürfen diese zum Engpassmanagement genutzt werden. Der Mindestfaktor dafür soll zwischen 5 und 15 liegen und wird von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Mittels der Plattform ‚Connect+‘ wird ein einheitlicher Datenweg für das neue Redispatch 2.0 entwickelt. [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.–2020]

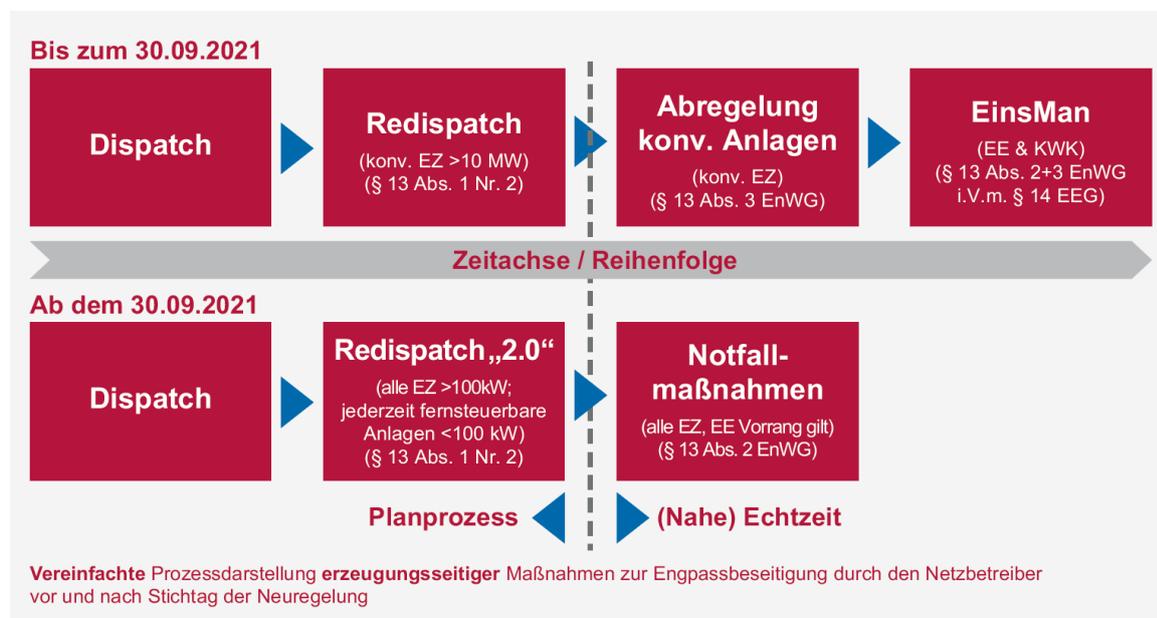


Abbildung 4-4: Änderungen im Redispatch [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.–Berlin]

Die EU sieht ein marktbasierendes Redispatch vor, von welchem Deutschland bis 2025 auf Grundlage eines Maßnahmenplanes jedoch zunächst ausgenommen ist. Als Begründung wird eine Gefahr durch nicht ausreichenden Wettbewerb und Inc-Dec-Gaming bei der Ausnutzung von Marktmacht gesehen. [enera–2020]

4.2.2 EEG

Das ‚erneuerbare Energie Gesetz‘ (EEG) soll nach §1 Abs.1 EEG im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen. Dabei sollen die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung verringert und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden. Im EEG wird das Ausbau-Ziel von erneuerbaren Energien der Bundesregierung genannt (Stand EGG 2021: Bis 2030 soll der Bruttostromverbrauch zu 65 % aus erneuerbaren Energien bestehen (§1 Abs. 2 EEG2021)). Um Anreize für den Ausbau von Erneuerbaren Energien zu schaffen, können Anlagenbetreiber für den erzeugten Strom durch solche Anlagen Vergütungen erhalten. Dazu gehören zum Beispiel die Einspeisevergütung oder der Mieterstromzuschlag. Die Bedingungen für solche Zuschläge sowie die Höhe der Förderung sind in den §§19-21 EEG festgelegt.

4 Strommärkte

4.2.3 KWKG

Das ‚Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz‘ (KWKG) fördert KWK-Anlagen durch z. B. Zuschläge auf den erzeugten Strom. Erstmals in Kraft getreten ist das KWKG in 2002. Es wurde 2020 novelliert und trat in dieser Neufassung am 8. August 2020 in Kraft. Ziel des KWKG ist die Erhöhung der Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen auf 110 TWh im Jahr 2020 und auf 120 TWh bis zum Jahr 2025. Zur Zielerreichung wird auf die Zahlung von Zuschlägen gesetzt, die über die KWK-Umlage finanziert werden.

Förderfähig sind nach der EU-Richtlinie 2012/27/EU („Energieeffizienz-Richtlinie“) neue, modernisierte und nachgerüstete hocheffiziente KWK(K)-Anlagen, die auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen⁸ Strom gewinnen. Ebenfalls förderfähig sind Wärme- und Kältespeicher, die aus diesen Anlagen gespeist werden. Anlagen, die Zuschläge über das EEG erhalten (z.B. KWK in Biogasanlagen) fallen nicht in den Geltungsbereich des KWKG. [Deutscher Bundestag–2019]

Das KWKG beinhaltet auch eine Förderung von Wärme- und Kältenetzen, die im Kontext der Anlagenflexibilisierung von geringerer Bedeutung ist. Seit dem 8. August 2020 müssen KWK-Anlagen > 100 kW_{el} direkt vermarktet werden oder den Strom selbst verbrauchen. Anlagen < 100 kW_{el} können zusätzlich zum üblichen Preis⁹ vergütet werden. Zusätzlich erhalten innovative KWK-Systeme > 1 MW_{el}¹⁰ einen Zuschlag.

Um die Zuschlagsberechtigung geltend zu machen, müssen an das Stromnetz angebundene KWK-Anlagen bis zum 31. Dezember 2029 in Dauerbetrieb genommen werden. Nicht an das Stromnetz angebundene KWK-Anlagen mit < 100 kW_{el} sind ebenfalls zuschlagsberechtigt.

Vergütung von KWK-Strom

Je nach Verwendung wird der KWK-Strom unterschiedlich hoch bezuschusst. Die Stromvergütung der KWK(K)-Anlagen für eigenverbrauchten und ins allgemeine Stromnetz gespeistem Strom ist in Tabelle 4-2 aufgeführt. Andere Zuschläge gelten für stromkostenintensive Industrieunternehmen oder bei der Weitergabe des Stroms an Dritte. Gezahlt werden die Zuschläge gestaffelt nach Leistungsanteilen. Bei Spotmarktpreisen ≤ 0 ct/kWh entfällt der KWK-Zuschlag für KWK-Anlagen > 50 kW_{el}.

⁹ Der übliche Preis nach Satz 1 ist der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal. Weist der Betreiber der KWK-Anlage dem Netzbetreiber einen Dritten nach, der bereit ist, den eingespeisten KWK-Strom zu kaufen, so ist der Netzbetreiber verpflichtet, den KWK-Strom vom Betreiber der KWK-Anlage zu dem von Dritten angebotenen Strompreis abzunehmen. Der Dritte ist verpflichtet, den KWK-Strom zum Preis seines Angebotes an den Betreiber der KWK-Anlage vom Netzbetreiber abzunehmen.

¹⁰ Das „KWKG 2023“ sieht zukünftig eine Zuschlagsberechtigung für innovative KWK-System > 500 kW_{el} vor. (Bundesregierung [2015]).

4 Strommärkte

KWK-Anlagen, die in der Südregion einspeisen, haben einen Anspruch auf einen zusätzlichen Bonus von 60 Euro je kW installierter Leistung, wenn der gesamte erzeugte Strom in das allgemeine Stromnetz eingespeist wird. [Deutscher Bundestag–2020]

Tabelle 4-2: Stromvergütungen für neue, modernisierte und nachgerüstete Anlagen nach KWKG in 2020. Daten aus [Deutscher Bundestag–2020]

Leistungs- anteil	Eigengenutzter KWK-Strom			Einspeisung in das allgemeine Stromnetz
	Objekt- versorgung	Stromkosten- intensive Industrie	KWK-Strom für Kundenanlagen oder geschlossene Verteilnetze	
[kW _{el}]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]
bis 50	8,0	5,4	4,0	8,0
über 50 bis 100	3,0	4,0	3,0	6,0
über 100 bis 250	-		2,0	5,0
über 250 bis 2 000	-	2,4	1,5	4,4
über 2 000	-	1,8	1,0	3,1 für nachgerüstete KWK-Anlagen 3,4 für modernisierte bzw. neue KWK-Anlagen

Bestimmung der Förderdauer

Um den Gesamtzuschlag zu bestimmen, wird die Förderdauer einer KWK(K)-Anlage miteinbezogen. Eine Anlage wird so lange gefördert, bis eine bestimmte Vollbenutzungsstundenzahl erreicht ist. Dabei variiert die Förderdauer je nachdem, ob es sich um eine neue, modernisierte oder nachgerüstete Anlage handelt (siehe Tabelle 4-3).

Tabelle 4-3: Förderdauer von KWK-Anlagen nach KWKG 2020 Angaben in Vollbenutzungsstunden (VBH)

Leistungs- anteil [kW _{el}]	Modernisierte KWK-Anlagen		Nachgerüstete KWK-Anlagen		
	Investition > 50% der Neukosten und Modernisierung frühestens zehn Jahre nach erstmaliger oder Wieder- aufnahme des Dauerbetriebs	Investition > 25% und ≤ 50% der Neukosten und Modernisierung frühestens fünf Jahre nach erstmaliger oder Wieder- aufnahme des Dauerbetriebs	Investition > 50 % der Neukosten	Investition 25 - 50 % der Neukosten	Investition 10 - 25 % der Neukosten

4 Strommärkte

bis 50					
über 50	30 000	15 000	30 000	15 000	10 000

Betreiber von neuen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 kW können sich auf Antrag vom Netzbetreiber vorab eine pauschalierte Zahlung der Zuschläge für KWK-Strom in Höhe von 4 Cent je Kilowattstunde für die Dauer von 45 000 Vollbenutzungsstunden auszahlen lassen.

Der Zuschlag wird pro Kalenderjahr gezahlt für bis zu

- 5 000 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2021,
- 4 000 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2023,
- 3 500 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2025,
- 3 300 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2026,
- 3 100 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2027,
- 2 900 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2028,
- 2 700 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2029 und
- 2 500 Vollbenutzungsstunden ab dem Kalenderjahr 2030.

Ausschreibungsverfahren

Liegt die Nennleistung der KWK(K)-Anlage im Bereich von 1¹¹ bis 50 MW_{el} nimmt die Anlage an einem Ausschreibungsverfahren der BNetzA teil.

Bei der Ausschreibung wird in je zwei Runden pro Jahr eine vorher festgelegte KWK-Leistung ausgeschrieben (ca. 75 bis 100 MW). Das Verfahren erfolgt nach dem Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“). Infolgedessen geben die Bieter den Gebotswert [ct/kWh] auf eine anzugebende Anlagenleistung (Gebotsmenge [kW]) bis zu einem Gebotstermin ab. Der Gebotswert bezeichnet dabei die Vergütung des Stroms aus der Einspeisung ins allg. Stromnetz. Eine Bezuschussung von eigenverbrauchtem Strom findet nicht statt. Der Höchstwert liegt bei 7,0 ct/kWh. In der letzten Ausschreibungsrunde im Juni 2022 bekamen insg. 97,158 MW_{el} den Zuschlag bei einem durchschnittlichen, mengengewichteten Gebotswert von 5,87 ct/kWh [BNetzA–2022a]

Bei Anlagen mit einer Nennleistung von über 50 MW_{el} gelten die festen Vergütungssätze für eingespeisten Strom von 3,4 ct/kWh. Eine Vergütung für selbst verbrauchten Strom besteht bei diesen Leistungsklassen nicht mehr. [DIHK - Deutsche Industrie und Handelskammer–2021] Bei Krankenhäusern sind diese Leistungsklassen jedoch nicht relevant, da die Nennleistung der BHKW in Krankenhäusern weit unter dieser Leistungsklasse liegen.

Vereinfachtes Berechnungsbeispiel

¹¹ KWKG 2023: ab 500 kW_{el}

4 Strommärkte

Eine fabrikneue KWK-Anlage ist durch das KWKG förderfähig und wird auf Eigenstromerzeugung ausgelegt. Im Jahr weist die KWK-Anlage 6 000 Betriebsstunden bei einer Nennleistung von 500 kW_{el} auf. Unter der Annahme, dass die Anlage konstant unter Nennleistung betrieben wird, wird das Objekt bei 5 000 Betriebsstunden im Jahr zu 100 % und in den restlichen 1 000 Betriebsstunden zu 50 % (250 kW) versorgt. Dabei wird der Strom-Überschuss ins allgemeine Stromnetz eingespeist (50 %; 250 kW). Die Berechnung der jährlichen Zuschlagszahlung des KWK-Stroms erfolgt nach Tabelle 4-4 und Tabelle 4-5. Darauf folgt die Bestimmung des Gesamtzuschlags über die Förderdauer.

Tabelle 4-4: Berechnungsbeispiel; Zuschläge für eigengenutzten KWK-Strom
Fiktive Daten

LA [kW]	Betriebsstunden [h]	Strommenge [kWh]	Zuschlagssatz [ct/kWh]	Zuschlag [€]
0 - 50	6 000	300 000	4,0	12 000
50 - 100	6 000	300 000	3,0	9 000
100 - 250	6 000	900 000	0,0	0
250 - 500	5 000	1 250 000	0,0	0
Summe		2 750 000		21 000

Tabelle 4-5: Berechnungsbeispiel; Zuschläge für eingespeisten KWK-Strom
Fiktive Daten

LA [kW]	Betriebsstunden [h]	Strommenge [kWh]	Zuschlagssatz [ct/kWh]	Zuschlag [€]
0 - 50	1 000	50 000	8,0	4 000
50 - 100	1 000	50 000	6,0	3 000
100 - 250	1 000	150 000	5,0	7 500
250 - 500	0	0	4,4	0
Summe		250 000		14 500

Insgesamt würde somit bei der fiktiven Anlage ein Zuschlag von 35 500 € jährlich von der BNetzA ausgezahlt werden. Dieser Zuschlag ist allerdings zeitlich begrenzt, daher ist die Förderdauer zu beachten.

Da die Beispielanlage eine fabrikneue Anlage über 50 kW ist, wird sie über 30 000 VBH bezuschlagt. Bei 6 000 Vollbenutzungsstunden im Jahr entspricht dies fünf Jahre. Damit wird die Anlage bei 35 500 € jährlich mit **insgesamt 177 500 €** gefördert.

Zuschläge für thermische Speicher

Die Förderung der thermischen Speicher, welche aus KWK- bzw. KWKK-Anlagen gespeist werden, erfolgt in Form eines einmaligen Investitionszuschusses. Genauer werden fabrikneue Speicher, wenn sie zu min. 50 % aus KWK geladen werden, mit einem Zuschlag von 250 € je m³ Wasseräquivalent bis zu einem Speichervolumen von 50 m³ bezuschusst.

4 Strommärkte

Wird angenommen, dass zwei Pendelspeicher von jeweils 10 m³ Wasseräquivalent für die Beispielanlage angeschafft werden, ergibt sich ein Zuschuss von 5 000 €. Damit ergibt sich insgesamt für Speicher und Anlage ein zu erwartender Zuschlag von **183 500 €**.

Bei Volumina über 50 m³ gilt der gleiche Satz von 250 € je m³ Wasseräquivalent, allerdings darf der Zuschuss nicht mehr als 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten übersteigen. Ansatzfähig sind jene Investitionskosten, welche „für erforderliche Leistungen Dritter im Rahmen des Neubaus von Wärmespeichern tatsächlich angefallen sind“. Nicht dazu gehören Gebühren, interne Kosten für Konstruktion und Planung, kalkulatorische Kosten, Grundstücks-, Versicherungs- und Finanzierungskosten sowie bei der Umrüstung bestehender Behälter die Kosten für bestehende Komponenten. [Deutscher Bundestag–2019]

4.3 Marktentwicklung

Um die zukünftigen Vermarktungspotentiale von flexiblen dezentralen Erzeugern und Verbrauchern abschätzen zu können, werden die Entwicklungen auf den Spotmärkten und auf dem Regelenergiemarkt untersucht.

Beeinflusst durch die Energiewende befinden sich sowohl der deutsche als auch der europäische Strommarkt in einem stetigen Wandel. Die legislativen, technologischen und marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterliegen einer kontinuierlichen Veränderung und stellen die Akteure vor die Herausforderung einer flexiblen Reaktion auf sich ändernde Marktbedingungen. In [TUDortmund –2018] sind erste Einschätzungen zu Preisentwicklungen für den Strommarkt in 2030 gegeben, basierend auf dem Basisjahr 2015. Demnach wird sich das Preisniveau der Strombörse in etwa verdoppeln. Mit einem Anstieg sowohl der Maximalpreise als auch der negativen Preise, wird ein Anstieg der Preisvolatilität einhergehen. Die Auswertungen bis 2021 bestätigen diesen Trend nur teilweise. Bei einer detaillierteren Betrachtung muss zwischen den unterschiedlichen Märkten unterschieden werden. Der Terminmarkt für Strom, aber auch für Gas, Kohle und CO₂ enthält zwar zukünftige Preise, diese sind jedoch stark vom Zeitpunkt des Vertragsabschlusses abhängig und werden nicht betrachtet, da sie nicht für eine kurzfristige Flexibilitätsvermarktung geeignet sind. [Trianel GmbH–2020] [Kern–2022]

4.3.1 Entwicklung der Märkte

Spotmarkt

Wie in Abbildung 4-5 abgebildet, wurde in 2011 der kontinuierliche Handel von 15-Minuten-Produkten gestartet, um kurzfristige Prognoseschwankungen, vor allem bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien, ausgleichen zu können. Bei Produktstart in 2011 war der Handel auf regelbare Ressourcen wie Kohle und Gas ausgelegt. Daher war der Handel bis 45 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt möglich. Im Jahr 2014 wurde die Intraday-Auktion eingeführt. Danach war es möglich, 15-Minuten-scharfe Produkte für den Folgetag zu handeln. Dies war notwendig, da in Deutschland die Bilanzkreise der Marktteilnehmer auf Viertelstundenbasis ausbalanciert sein müssen, sodass vor dem Hintergrund der

4 Strommärkte

schwankenden Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien die Stundengebote nicht mehr ausreichend waren. Im Jahr 2015 wurde die Lieferung der 15-Minuten-Produkte des kontinuierlichen Handels auf 30 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt verkürzt und 2018 schließlich auf 5 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt, sofern sich die Gebote in der gleichen Regelzone befinden. Ebenfalls seit 2018 können die Viertelstundenprodukte der Intraday-Auktion auch in Blöcken gehandelt werden, sodass nicht mehr für jede der 96-Viertelstunden des Tages ein Einzelangebot abgegeben werden muss. [EPEX Spot SE–2022a], [EPEX Spot SE–2022b] [Märkle-Huß–2017]

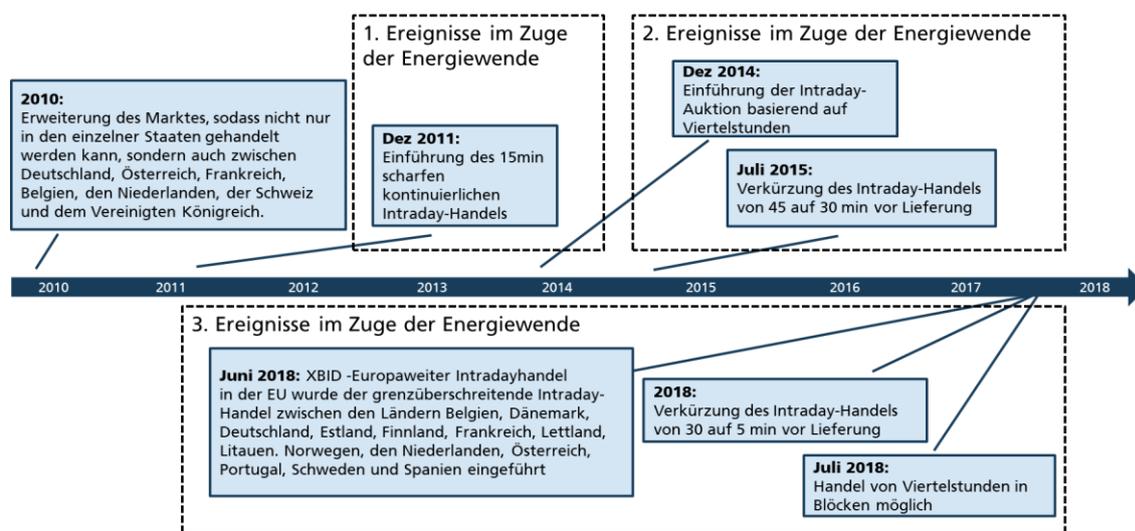


Abbildung 4-5: Produktentwicklung des EPEX Spotmarktes. Keine Änderungen nach 2018. (Quellen: eigene Darstellung)

Regelenergiemarkt

Aus Abbildung 4-6 ist ersichtlich, dass seit dem Jahr 2001 die vier Übertragungsnetzbetreiber ihren Regelenergiebedarf für die drei Produkte Primärregelleistung (PRL), Sekundenregelleistung (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) über einen transparenten und diskriminierungsfreien Markt beschaffen. Die eigenständige Beschaffung der ÜNB für ihre jeweiligen Regelzonen wurde im Dezember 2006 (MRL) bzw. Januar 2017 (SRL, PRL) auf eine gemeinsame Ausschreibung umgestellt.

Im Jahr 2018 wurden einige Anpassungen der bestehenden Produkte vorgenommen. Hintergrund ist, dass durch den zunehmenden Wegfall von regelbaren Kraftwerken Marktteilnehmer für die Bereitstellung von Regelleistung fehlten und daher neuen Marktteilnehmern der Zugang zum Regelenergiemarkt ermöglicht werden sollte. Aus diesem Grund wurde die bisherige wöchentliche Ausschreibung der SRL in zwei Zeitscheiben je Tag an die Zeitscheiben der MRL angepasst. Des Weiteren wurden die werktägliche Ausschreibung der MRL genau wie die der SRL in eine tägliche Ausschreibung geändert. Folglich können fortan jeden Tag für den Folgetag sechs 4-Stunden-Blöcke Regelenergie für die Produkte SRL und MRL gehandelt werden.

Neben den Produktanpassungen wurde im Jahr 2018 auch eine Anpassung im Bereich des Auktionsverfahrens vorgenommen. Der Auslöser hierfür ereignete sich am 17.10.2017. An diesem Tag wurde ein Gebot aus dem Bereich der MRL mit einem Arbeitspreis von 77 777 €/MW abgerufen, was in dem mit Abstand höchsten Ausgleichsenergiepreis von

4 Strommärkte

20 614,97 €/MWh resultierte. Aus diesem Grund wurde eine Preisobergrenze von 9 999 €/MWh für den Arbeitspreis aller drei Produkte eingeführt. Des Weiteren wurde die bisherige Regelung für die Auswahl der Gebote für die Vorhaltung von einem rein leistungspreisbasierten Merit-Order-Verfahren in ein Mischpreisverfahren geändert. Bei diesem werden zukünftig der Angebotszuschlag auf Basis eines Zuschlagswertes errechnet, bei dem der Leistungspreis mit einem Anteil des Arbeitspreises addiert wird. Der Anteil des Arbeitspreises wird über einen Gewichtungsfaktor bestimmt, der quartalsweise neu berechnet und veröffentlicht wird. Das Mischpreisverfahren wurde jedoch aufgrund eines Gerichtsurteiles, nachdem der Virtuelle Kraftwerk-Betreiber Next Kraftwerke aufgrund von Bevorzugung von Marktteilnehmern durch das Mischpreisverfahren geklagt hatte, wieder beendet. Ab dem 01.06.2020 existiert ein separater Leistungs- und Arbeitsregelmarkt in der aktuellen Form. [BNetzA–2017a]

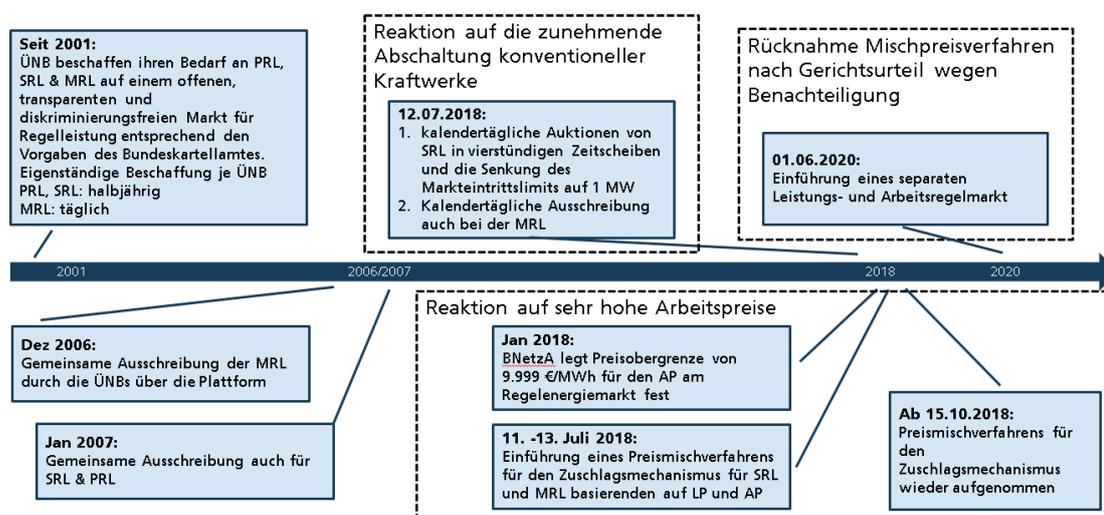


Abbildung 4-6: Entwicklung der Produkte am Regelleistungsmarkt (eigene Darstellung)

4.3.2 Preisentwicklung

Spotmarkt

In Abbildung 4-7 wird die Preisentwicklung der Day-Ahead-Auktion für die Jahre 2011 bis 2021 abgebildet [BNetzA–2022b]. Demnach sind die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise von 2011 bis 2016 kontinuierlich gesunken und zwischen 2016 und 2018 sind die Preise zum ersten Mal wieder angestiegen. In den Jahren 2019 bis 2021 sank das Preisniveau zunächst wieder, bevor es sich in 2021 mehr als verdreifachte. In Tabelle 4-6 ist zu erkennen, dass die tägliche Volatilität in diesem Zeitraum anstieg. Während die Anzahl negativer Preise zunächst zugenommen hatte, reduzierte sich die Anzahl aufgrund des hohen Preisniveaus in 2021 wieder.

4 Strommärkte

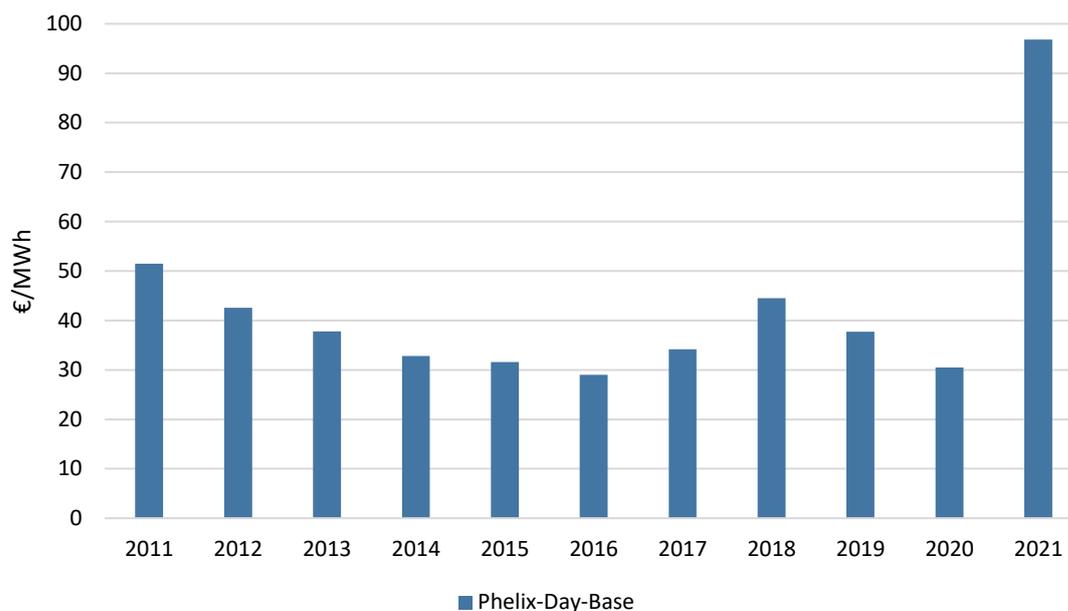


Abbildung 4-7: Phelix-Day-Base¹² der Day-Ahead-Auktion in den Jahren 2011 bis 2021
(Eigene Darstellung nach ([BNetzA-2017d], [BNetzA-2018], [BNetzA-2022b]))

Tabelle 4-6: Preisentwicklungen der Day-Ahead-Auktion für 2019 bis 2021 [Kern-2022]

Jahr	2018	2019	2020	2021
Phelix-Day-Base [€/MWh]	44,5	37,5	30,5	96,8
Phelix-Day-Peak [€/MWh]	52,1	44,5	37,5	114,2
Ø tägliche Volatilität [€/MWh]	9,8	9,0	9,4	24,5
Anz. Negativer Preise	134	211	298	139

Regelenergiemarkt

Die Leistungspreise der MRL befinden sich in den letzten Jahren auf einem konstant niedrigen Niveau und die Abrufdauer ist immer weiter gesunken. Im Bereich der SRL können durch die Vorhaltung von Regelenergie Erlöse über den Leistungspreis erzielt werden. Durch die erhöhte Abrufdauer können zusätzlich Erlöse über den Arbeitspreis generiert werden. Insgesamt zeichnet sich jedoch eine Verschiebung der Handelsvolumina vom Regelenergiemarkt zum Spotmarkt ab. Insbesondere durch die neuen Produkte am Spotmarkt und die Verkürzung der Vorlaufzeit können Prognosefehler noch kurzfristig über den Spotmarkt ausgeglichen werden.

Die Leistungspreise der SRL und MRL sanken in den vergangenen Jahren 2012 bis 2018, genau wie die Preise auf dem Spotmarkt. Die Leistungspreise der SRL haben dabei ein deutlich höheres Preisniveau, wobei berücksichtigt werden muss, dass für die Jahre 2012 bis 2017 die Vorhaltung der SRL für 12 Stunden und einen Zeitraum von 7 Tagen gilt, während bei der MRL lediglich 4 Stunden benötigt werden. Neben vereinzelt Preisspitzen lag das Preisniveau für die SRL im Jahr 2017 bei ca. 25 €/MW-50 €/MW für die negative Reserve

¹² Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise eines Tages.

4 Strommärkte

und bei ca. 200 €/MW für die positive Reserve. Dies stellt einen Preisrückgang im Vergleich zum Jahr 2014 von über 100 % dar. Die Leistungspreise der MRL lagen im Jahr 2017 für die positive Reserve durchgehend bei fast 0 €/MW und für die negative Reserve zwischen 0 €/MW-10 €/MW.

In Abbildung 4-8 sind die Preise für den Zeitraum von 2018 bis 2022 abgebildet. Zu sehen ist jeweils der tägliche Mittelwert aller bezuschlagten Ergebnisse. Ab Juli 2018 tritt das Preismischverfahren in Kraft. Zu berücksichtigen ist, dass das Mischpreisverfahren nach Einführung erstmal wieder bis zum 18.10.2018 ausgesetzt wurde, aufgrund eines Beschlusses des OLGs Köln nach einem Eilantrag des Klägers Next Kraftwerke GmbH. Daraufhin ist zu erkennen, dass aufgrund der Aussetzung des Preismischverfahrens die Preise steigen. Diese sinken anschließend wieder, schwanken jedoch in ihrer Höhe. Ab Mitte 2019 sinken sie zudem auf den Wert vor der Aussetzung. Die Preise für die MRL bleiben dabei immer konstant unter den Preisen für SRL.

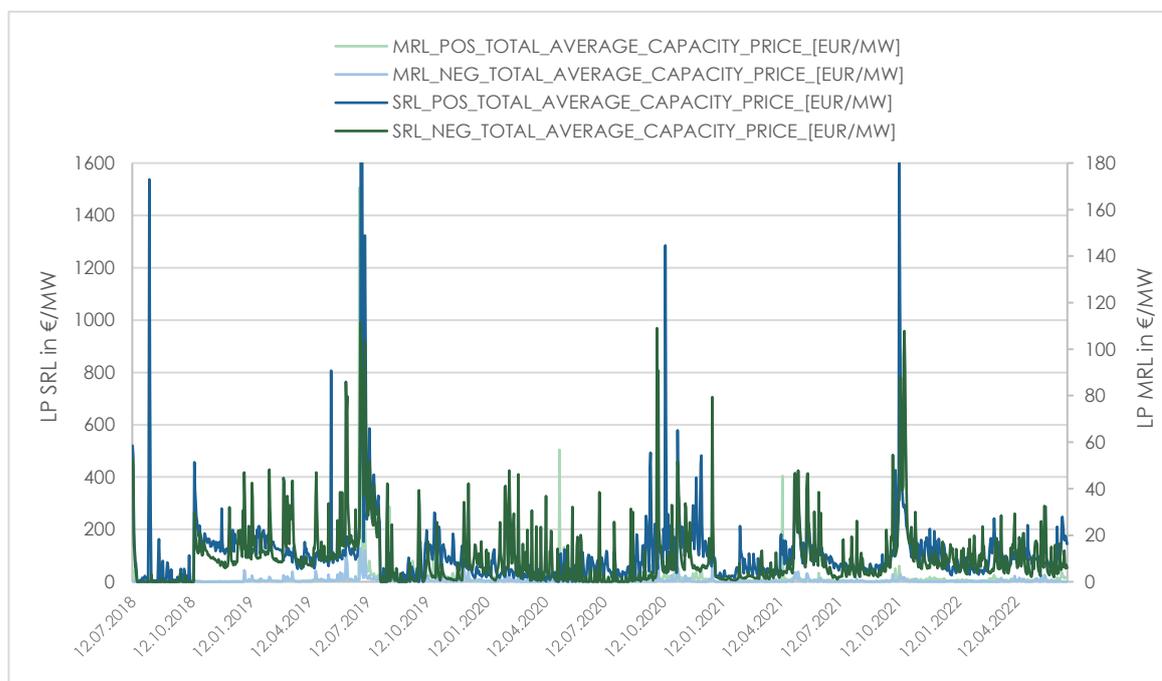


Abbildung 4-8: Preisentwicklung LP für SRL und MRL ab 12.07.2018 bis 12.06.2022. (eigene Darstellung nach [50Hertz Transmission GmbH–2022])

Für die MRL ist festzuhalten, dass neben einigen Preisspitzen zu Beginn des neuen Zuschlagsverfahrens die Leistungspreise auf einem ähnlichen Niveau wie zuvor liegen, mit Werten zwischen 0 €/MW bis 10 €/MW. Die Preise der SRL liegen trotz der Produktanpassung auf einem höheren Niveau als die der MRL und die Einführung des Mischpreisverfahren zeigt eine deutliche Zunahme der Leistungspreise

4 Strommärkte

4.3.3 Entwicklung der Handelsvolumina

Spotmarkt

Im Handelsvolumen zeigt sich ein stetiger Zuwachs für den Intraday-Markt seit seiner Einführung im Jahr 2011 (vgl. Abbildung 4-9). Im Jahr 2017 betrug das Volumen 64 TWh. Seit 2015 ist zudem ein Rückgang für das Handelsvolumen im Day-Ahead-Markt zu sehen, was darauf schließen lässt, dass der Stromhandel immer kurzfristiger getätigt wird, um Prognoseabweichungen ausgleichen zu können. [BNetzA–2022b]

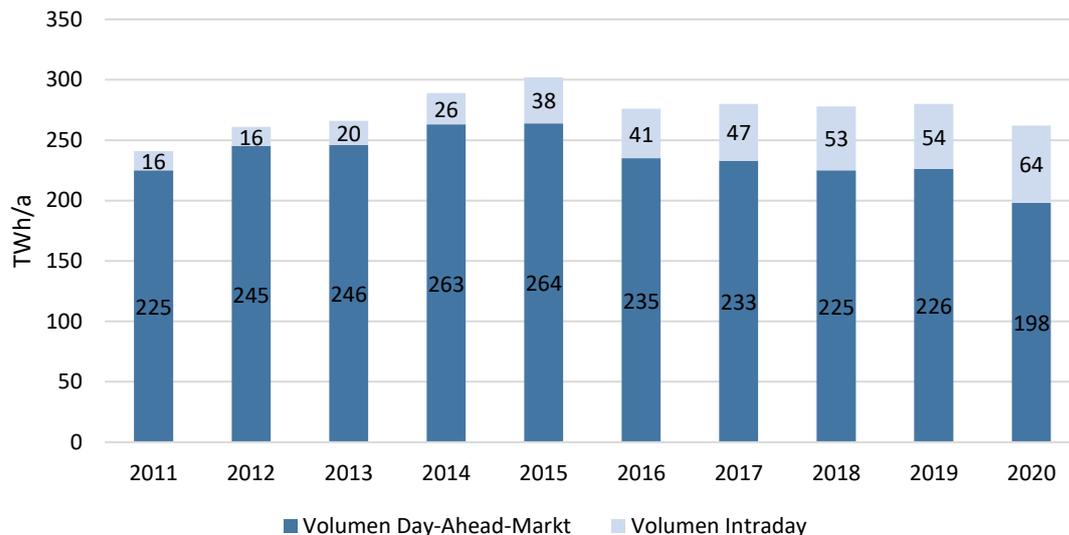


Abbildung 4-9: Entwicklung des Handelsvolumens am Spotmarkt (eigene Darstellung in Anlehnung an [BNetzA–2017d; BNetzA–2018; BNetzA–2022b])

Regelenergiemarkt

Zur Analyse der Erlösmöglichkeiten über den Arbeitspreis ist neben dem eigentlichen Arbeitspreis auch die Dauer und Häufigkeit der Abrufe von Bedeutung, da nicht alle bezuschlagten Gebote auch später abgerufen und somit über den Arbeitspreis vergütet werden.

In Abbildung 4-10 ist die Abrufhäufigkeit für SRL und MRL für den Zeitraum eines Jahres 2021 abgebildet. Während SRL in jeder Viertelstunde dieses Zeitraumes abgerufen wurde, wird MRL in weniger als 5 % des Zeitraums benötigt. Des Weiteren wird in der Hälfte dieses Jahres SRL nur in einer Höhe von weniger als 100 MW (entspricht 5 % der bezuschlagten Leistung) abgerufen.

4 Strommärkte

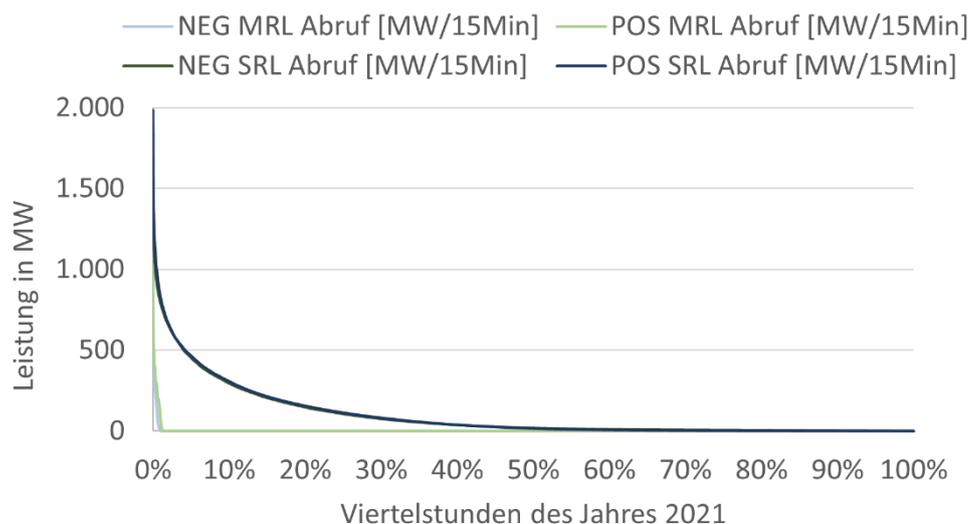


Abbildung 4-10: Abgerufene Regelernergie 2021. (eigene Darstellung nach [50Hertz Transmission GmbH-2022])

4.4 Flexibilitätsvermarktung in HESKH

Aus den bisherigen Erkenntnissen werden die für das Projekt geeigneten Strommärkte ausgewählt. Zusätzlich werden die Möglichkeiten des Stromhandels in HESKH untersucht.

4.4.1 Strommarkt

Im Folgenden werden die aktuellen Märkte auf ihre Eignung und das Potential für das Projekt HESKH abgeschätzt. In Kapitel 4.1 wird gezeigt, dass prinzipiell für den Handel von kurzfristiger Stromvermarktung aktuell zwei Märkte mit jeweils mehreren Produkten zur Verfügung stehen:

- Regenergiemarkt
 - Primärreserve
 - Sekundärreserve
 - Minutenreserve
- Spotmarkt
 - Day-Ahead-Auktion
 - Stundenprodukt
 - Blockprodukte
 - Intraday-Auktion
 - Viertelstundenprodukt
 - Intraday-Handel
 - Blockprodukte
 - Stundenprodukte
 - Viertelstundenprodukte

4 Strommärkte

Die Vermarktung von Flexibilität kann zumeist aufgrund einer zu geringen Anlagengröße oder der hohen Marktzugangskosten nicht direkt durchgeführt werden und wird daher in diesem Fall von einem Aggregator (z.B. e2m, Next Kraftwerke, Trianel, VK Energy, ...) übernommen. Diese betreiben in der Regel virtuelle Kraftwerke und schaffen somit durch das Anlagenpooling ausreichend große Kapazitäten, um so die Mindestanlagengröße zu erreichen und die relativen Marktzugangskosten zu senken. Die genaue Ausgestaltung der Vermarktungsmodelle ist dabei abhängig vom Aggregator. Die verschiedenen Märkte können auch kombiniert werden. Sobald jedoch ein Zuschlag zustande gekommen ist, ist es nicht mehr möglich, auf weiteren Märkten zu handeln. Daher ist der Handelsfristen-Zeitstrahl aus Abbildung 4-11 zu berücksichtigen. Generell ist die Ausgestaltung der Handels- bzw. Gebotsstrategie ein komplexes mehrstufiges Entscheidungsproblem, bei dem Entscheidungen unter Unsicherheit bzgl. der zu erwartenden Preise und Erlöse getroffen werden. [TUDortmund–2018].

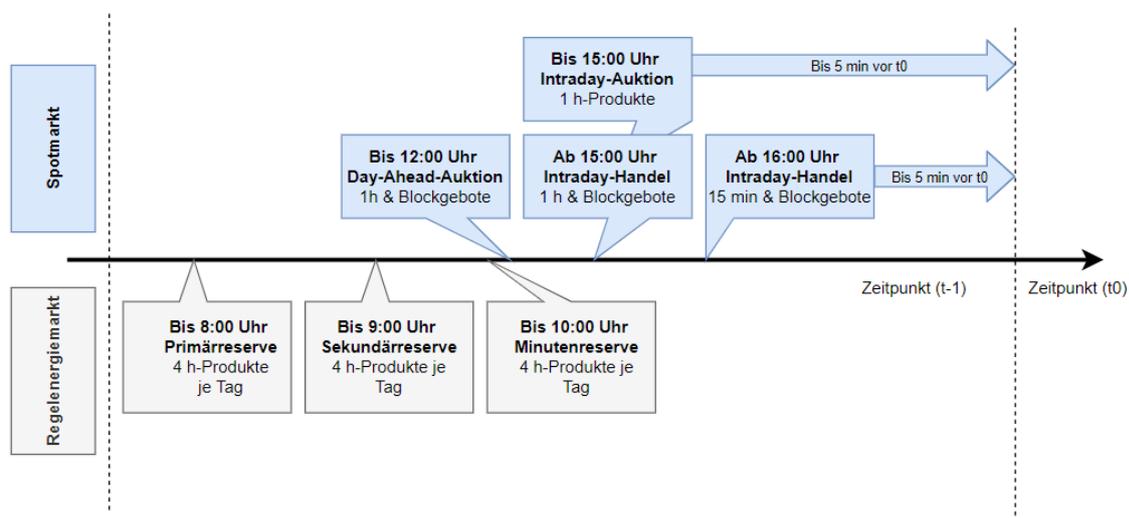


Abbildung 4-11: Zeitliche Abläufe für kurzfristigen Stromhandel (eigene Darstellung nach [Next Kraftwerke GmbH–2021b])

Regelleistungsmarkt

Die Aktivierung der **Primärreserveleistung** muss innerhalb von maximal 30 Sekunden erbracht werden und für mindestens 15 Minuten aufrechterhalten werden können. Im Vergleich zur Sekundär- und Minutenreserve wird die Primärreserve nicht durch einen Aufruf des Netzbetreibers abgerufen, sondern orientiert sich an der Netzfrequenz. Dies soll mögliche Verluste durch Kommunikationsstrecken unterbinden. Somit misst der Bereitsteller von Primärreserveleistung selbstständig die Netzfrequenz und ist verpflichtet, bei einem Unter- oder Überschreiten der Netzfrequenz um 0,1 Hertz positive bzw. negative Leistung bereitzustellen. Der gesamte Regelbereich der Primärreserve befindet sich zwischen 49,98 und 50,02 Hertz. Somit muss der Lieferant von Primärreserveleistung diese ab 49,99 und 50,01 Hertz proportional zur Netzfrequenz bereitstellen, wobei ab 49,98 und 50,02 Hertz die gesamte Leistung bereitgestellt werden muss. Für die Bereitstellung von Primärreserveleistung wird somit die Überwachung der Netzfrequenz sowie die passenden Regeleinrichtungen zu Bereitstellung der Leistung vorausgesetzt. Zudem wird ein Rahmenvertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber benötigt. Wenn diese Kriterien erfüllt

4 Strommärkte

sind, können Angebote für die Primärreserve abgegeben werden. Die Auktionen werden immer bis 8:00 Uhr für den folgenden Tag ab 00:00 Uhr für vierstündige Zeitintervalle durchgeführt und es muss eine Leistung sowie ein Leistungspreis angegeben werden. Die Leistung muss symmetrisch angeboten werden und kann somit nicht in positive oder negative Regelleistung gegliedert werden. Die Mindestgebotsgröße für die Primärreserve beträgt 1 MW. [Next Kraftwerke GmbH–2021d]

Durch den hohen technischen Aufwand sowie die Mindestgebotsgröße von 1 MW, welche für die Primärreserve nicht durch ein Anlagenpooling erwirkt werden kann, wird die Betrachtung der Vermarktung von Primärreserveleistung für HESKH ausgeschlossen.

Die **Sekundärreserve** muss innerhalb von 5 Minuten bereitgestellt werden. Außerdem muss sie mindestens 15 Minuten vorgehalten werden können. Im Vergleich zur Primärreserve sind bei der Sekundärreserve alle Teilnehmenden per Kommunikationsverbindung mit dem Übertragungsnetzbetreiber verbunden und reagieren auf die Nachfrage nach Sekundärreserveleistung. Für die Bereitstellung von Sekundärreserve muss mindestens eine Leistung von 1 MW geboten werden. Die Leistung kann durch das Anlagenpooling in einem virtuellen Kraftwerk aufgeteilt und der Zugang zum Markt somit auch für kleinere Leistungen ermöglicht werden. Für die Teilnahme an einem virtuellen Kraftwerk muss die Fernsteuerbarkeit der Anlage gewährleistet werden. Die Angebote werden jeweils bis 9:00 Uhr für den folgenden Tag ab 00:00 Uhr für 6 Zeitblöcke von jeweils 4 Stunden abgegeben. Das Angebot setzt sich aus einer positiven oder negativen Leistung sowie dem Regelleistungspreis und dem Regelarbeitspreis zusammen. Der Regelarbeitsmarkt besteht hierbei unabhängig neben dem Regelleistungsmarkt. [Next Kraftwerke GmbH–2021e]

Die **Minutenreserve** muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf bereitgestellt werden und wird somit nach der Sekundärreserve abgerufen. Die Bereitstellung verläuft wie bei der Sekundärreserve nur mit einer längeren Anfahrtszeit. Das Angebot setzt sich wie bei der Sekundärreserve ebenfalls aus einer positiven oder negativen Leistung und dem Regelleistungspreis sowie dem Regelarbeitspreis zusammen. Das Mindestangebot beträgt ebenfalls 1 MW und es darf nicht mehr als eine positive und eine negative Leistung angeboten werden. Durch Anlagenpooling kann die Mindestleistung analog zur Sekundärleistung vermindert werden. Die Angebotsvergabe wird täglich bis 10:00 Uhr für den folgenden Tag ab 00:00 Uhr durchgeführt. Die Zeitscheiben betragen 6 Scheiben mit jeweils 4 Stunden. [Next Kraftwerke GmbH–2021c]

Im Bereich der Regelernergie sind die Produkte SRL und MRL zeitlich hintereinandergestellt, sodass theoretisch zuerst am SRL- und dann am MRL-Markt gehandelt werden kann. Durch einen Regelabruf kommt es zu kurzfristigen Fahrplanänderungen der betroffenen Anlage, es kann aber ein fester Erlös durch den Leistungspreis bereits am Vortag generiert werden.

Die Preise für die MRL befinden sich auf einem stetig niedrigen Niveau. Lediglich die Leistungspreise für die SRL sind in den letzten Jahren angestiegen. Hier muss jedoch eine geringe tatsächlich abgerufene Leistung für das Jahr 2017 in Höhe von lediglich 5 % für das halbe Jahr mitbetrachtet werden. Zudem erschweren die im Jahr 2020 beschlossenen Änderungen der Regularien auf dem Regelarbeitsmarkt die genaue Einschätzung der Preisentwicklung. Diese Erkenntnisse sowie die stetige Verschiebung der Handelsvolumina von dem Regelergiemarkt zu den Spotmärkten, spricht gegen eine Berücksichtigung von

4 Strommärkte

Regelenergie in HESKH. Es könnte zumindest theoretisch die im Krankenhaus vorliegende Netzersatzanlage für Vermarktung von SRL und MRL verwendet werden. Jedoch sind für den Betrieb im Krankenhaus zusätzliche Investitionen für moderne fernsteuerbare Anlagen nötig.

Spotmarkt

Stromvermarktung an den Spotmärkten wird auch als Direktvermarktung bezeichnet. Immer mehr Anlagen müssen laut Gesetzgeber direkt vermarktet werden. Grundlegend unterscheidet sich die Teilnahme an den einzelnen Spot-Märkten in dem Handelszeitraum sowie dem Zeitpunkt der Gebotsvergabe.

Gebote für die **Day-Ahead-Auktion** können stets bis 12:00 Uhr mittags für den folgenden Tag abgegeben werden. Ob ein Angebot einen Zuschlag erhält, wird um 12:40 Uhr bekannt gegeben. Der Day-Ahead-Markt bietet die Möglichkeit, Stundenprodukte zu handeln und zudem standardisierte Blöcke wie den Peak- oder Baseloadblock. Die Mindestmenge, die gehandelt werden muss, beträgt 100 kWh. Zudem ist ein Preisrahmen im Bereich von - 500 €/MWh bis 3000 €/MWh für diesen Markt definiert. [Next Kraftwerke GmbH–2021b]

In der **Intraday-Auktion** kann bis 15:00 Uhr des Vortages gehandelt werden. Es ist möglich, auf jede Viertelstunde des folgenden Tages zu bieten und die Mindestgebotsgröße beläuft sich wie im Day-Ahead-Markt auf 100 kWh. Die Intraday-Auktion ist der Day-Ahead-Auktion nachgeschaltet und zählt somit in den Bereich des Intraday-Handels. Ziel der Auktion ist es, den Strommarkt ergänzend zur Day-Ahead-Auktion flexibler zu gestalten.

Der **Intraday-Handel** bietet die Möglichkeit 15 Minuten- oder auch 60 Minuten-Blöcke zu handeln, sowie den Zusammenschluss von mehreren einzelnen Zeitblöcken. Der Intraday-Handel beginnt für die 60 Minuten-Blöcke um 15:00 Uhr und für die 15 Minuten-Blöcke um 16:00 Uhr des Vortags und kann bis zu 5 Minuten vor Erbringung der Leistung getätigt werden. Somit ist der Intraday-Handel der flexibelste der betrachteten Spot-Märkte. Die Mindestgröße des Handelsvolumens beträgt wie für den Day-Ahead-Markt ebenfalls 100 kWh. Der Preisrahmen für den Intraday-Handel beläuft sich jedoch auf -9999 €/MWh bis 9999 €/MWh und ermöglicht somit größere Preisunterschiede im Vergleich zu den anderen betrachteten Märkten. Generell dient der Intraday-Handel dem kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern in den vorgeschalteten Märkten.

Am Spotmarkt ist durch die zeitliche Abfolge der Produkte eine Teilnahme an allen Märkten denkbar. Die Auktionsmärkte bringen die Sicherheit mit, dass bereits am Vortag eine feste Einsatzplanung für den Folgetag feststeht sowie eine feste Vergütung. Im Vergleich dazu birgt der Intraday-Handel aufgrund seines Marktdesigns eine hohe Flexibilität und hohe Preisschwankungen, welche potenziell hohe Erlöse ermöglichen können. Daher eignet sich der Spotmarkt für die Untersuchungen in HESKH. In Tabelle 4-7 sind die grundlegenden Eigenschaften der einzelnen Märkte dargestellt.

4 Strommärkte

Tabelle 4-7: Eigenschaften der Flexibilitätsvermarktung an Spotmärkten

	SRL	MRL	Day-Ahead-Auktion	Intraday-Auktion	Intraday-Handel
Handelsgröße	1 MW (Pooling erforderlich)	1 MW (Pooling erforderlich)	100 kWh	100 kWh	100 kWh
Zeitscheibe	4 h	4 h	1 h	15 Min.	15 Min. & 1 h
Zeitraum	Täglich bis 9 Uhr	Täglich bis 10 Uhr	Täglich bis 12 Uhr	Täglich bis 15 Uhr	Täglich ab 15/16 Uhr
Planbare Erlöse	Teilweise über LP	Teilweise über LP	ja	ja	nein
Planbare Fahrpläne	nein	nein	ja	ja	nein
Kosten für Marktteilnahme	sehr hoch	hoch	mittel	mittel	mittel

Marktzugangsvoraussetzungen

Neben den bisher genannten marktspezifischen Voraussetzungen muss zudem die Teilnahme am Strommarkt gewährleistet sein. Diese kann entweder über eine eigene Börsenmitgliedschaft oder über einen Aggregator geschehen. Ein eigener Börsenzugang ist meist bei einer geringen handelbaren Strommenge aufgrund der hohen Marktzugangskosten nicht gewinnbringend. Er wird dennoch nachfolgend kurz erläutert.

Um ein Börsenteilnehmer der EEX zu werden, muss zunächst die Anerkennung als Handelsteilnehmer durch die European Commodity Clearing AG (ECC) erwirkt werden. Zudem muss ein Nachweis der persönlichen Zuverlässigkeit und beruflichen Eignung der geschäftsführungsberechtigten Person geleistet werden. Außerdem muss ein haftendes Eigenkapital von 50 000 € zur Verfügung stehen und eine technische Anbindung an das Handelssystem gewährleistet sein. [European Energy Exchange AG–2021]

Als Teilnehmer der Börse müssen Transaktionsentgelte im Bereich von 0,0075 – 0,03 €/MWh sowie Jahresentgelte zwischen 2 500 – 30 000 € gezahlt werden. Der jeweilige zu entrichtende Betrag richtet sich nach der Art der Mitgliedschaft sowie der Art des Marktes, an dem gehandelt werden soll. Zu den hier erläuterten Kosten kommen zudem noch jährliche Kosten für die gewählte Zugangsvariante des technischen Zugangs. [European Energy Exchange AG–29.3.2021]

Neben der selbstständigen Teilnahme an der Strombörse besteht die Möglichkeit, über einen Aggregator in Form eines virtuellen Kraftwerkes an den jeweiligen Strommärkten teilzunehmen. Durch ein virtuelles Kraftwerk können der hohe Aufwand sowie die hohen Kosten, die mit einer direkten Teilnahme an der Strombörse verbunden sind, vermindert werden. Zudem können bestimmte Eingangsvoraussetzungen wie z. B. die zuvor genannte 1 MW-Hürde für die Sekundärreserve sowie Minutenreserve umgangen werden. Die jeweiligen Kosten, welche durch die Teilnahme eines virtuellen Kraftwerkes entstehen, unterscheiden sich je nach Betreiber.

4 Strommärkte

Für die Direktvermarktung bietet der Aggregator die Möglichkeit, dem Kunden den Zugang zu den gewünschten Märkten zu gewährleisten und übernimmt die kurzfristigen Vermarktungsrisiken im Intraday- und Ausgleichsenergiemarkt. Der Kunde handelt die gewünschten Strommengen im Rahmen der marktspezifischen Gebotsgrößen und Zeiteinheiten und erhält den Gebotspreis, der bei der Transaktion bezuschlagt wurde. Für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt muss zudem die Fernwirktechnik des Aggregators installiert werden, um die jeweilige Anlage an das Leitsystem des virtuellen Kraftwerks anzuschließen. [Next Kraftwerke GmbH–2021a]

Schlussfolgerung

Zunächst hat die Betrachtung der Strommarktdesigns ergeben, dass es viele unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten gibt. Für das Projekt HESKH hat sich jedoch herausgestellt, dass lediglich das aktuell in Deutschland umgesetzte Strommarktdesign 2.0 als Betrachtungsgrundlage geeignet ist, da für die anderen Strommarktdesigns belastbare Datengrundlagen fehlen.

Für das Projekt HESKH werden die Spot-Märkte als relevante Märkte im Strommarkt 2.0 angesehen. Die Potentiale dieser Märkte werden daher im Rahmen des Projektes untersucht. Die Regelleistungsmärkte werden für das Ziel des Projektes als ungeeignet angesehen.

Die Handelsvolumina des Intraday-Markts steigen kontinuierlich und es findet eine Verschiebung der Handelsvolumina vom Regelleistungsmarkt sowie vom Day-Ahead-Markt in Richtung des Intraday-Markts statt. Der Intraday-Markt bietet durch seine Charakteristik als kurzfristigen Markt mit hohen Preisunterschieden die Möglichkeit, hohe Erlöse zu erzielen und auf kurzfristige Preissignale im Markt reagieren zu können. Des Weiteren kann durch den stetigen Ausbau von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien mit einer Zunahme der Volatilität in allen Spot-Märkten gerechnet werden, wobei die maximale Volatilität voraussichtlich auf dem Intraday-Markt erreicht wird. Diese steigenden Volatilitäten werden voraussichtlich auch in Zukunft die Handelsvolumina weiter in Richtung des Intraday-Handels verschieben. [Kern–2021]

Da sich der Preis im Intraday-Handel an dem Pay-As-Bid Verfahren orientiert und nicht wie bei der Intraday-Auktion direkt an der Merit-Order, ist die Preisentwicklung nicht vollständig planbar. Die Gebote orientieren sich zwar an der Merit-Order, jedoch können auch unabhängige Gebote abgegeben werden. Dieses Verhalten kann einen Vorteil durch gute Erlöse bieten, jedoch auch als negativ angesehen werden, da keine direkte Planung möglich ist.

Zudem eignen sich die viertelstündigen Intraday-Märkte auf Grund ihrer Zeitauflösung für eine 15-minütig aufgelöste Modellrechnung.

In Anbetracht der hier dargelegten Gründe, werden für das Projekt HESKH der Intraday-Handel, sowie die Intraday-Auktion, als mögliche Flexibilitätsmärkte ausgewählt.

4 Strommärkte

4.4.2 Stromhandel

Für die Stromversorgung zwischen dem Krankenhaus Hattingen und dem Stromhändler gibt es Stromliefer- und Stromabnahmeverträge. Neben den aktuell gültigen Festpreistarifen gibt es weitere Tarifmodelle, die einen flexiblen Betrieb unterstützen.

Strombezug

Die Tarife des Strombezugs beinhalten neben den Kosten für Strom auch Netzentgelte sowie Umlagen. In Abbildung 4-12 ist die Zusammensetzung des Aufschlags auf den Strompreis aufgeführt. Die Daten entsprechen den Strombezugskosten des Krankenhauses abzüglich dem Strompreis aus dem Jahr 2019.

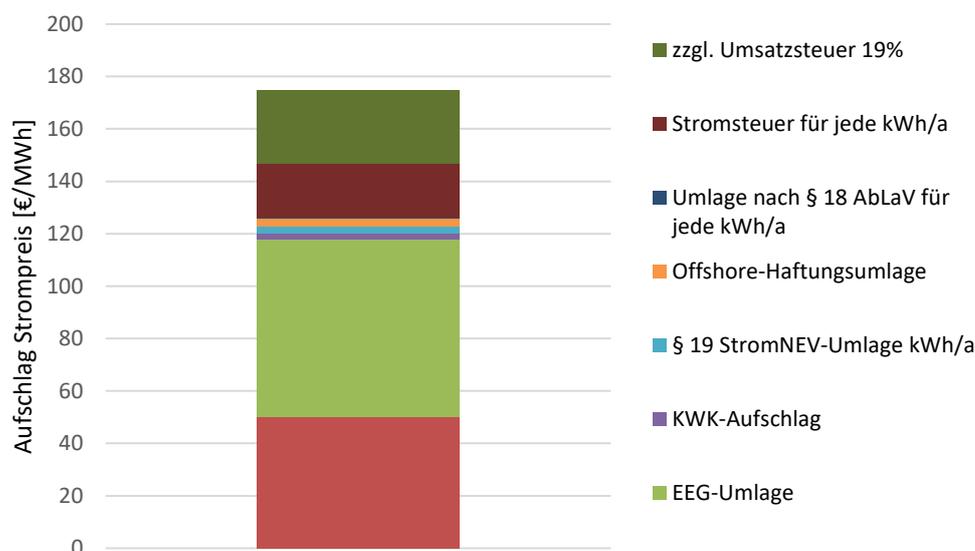


Abbildung 4-12: Umlagen und Netzentgelte des Strombezugspreises in 2019

Die §19-StromNEV-Umlage beläuft sich auf 3,58 €/MWh für die ersten 1 000 000 kWh und anschließend auf 0,5 €/MWh. Für eine bessere Darstellung wurde dieser Preis mittels des Gesamtverbrauchs von 1 300 000 kWh des Krankenhauses aus dem Jahr 2019 auf jeweils 1 MWh gemittelt. Die Offshore-Haftungsumlage wird ebenfalls nur für die ersten 1 000 000 kWh gezahlt und wurde somit ebenfalls gemittelt.

Bei dem aktuellen Strombezugstarif des Krankenhauses handelt es sich um einen **Festpreistarif**. Dieser beinhaltet einen fixen Strompreis für jeden Zeitpunkt. Der Preis basiert auf dem historischen Strombezug, Standardlastgängen sowie einer Strompreisprognose und wird a priori vom Energieversorger festgelegt. Zudem werden „hourly price forward curves“ (hpFC) genutzt, um zukünftige Strompreise anhand von historisch gehandelten Spotpreisen zu ermitteln. Diese werden mit dem theoretischen Strombezug abgeglichen und so der Strompreis ermittelt. [Energy Brainpool–2019a] Der Vergleich mit einer Strompreisanalyse des BDEW zeigt, dass das Krankenhaus im Schnitt ██████████ MWh mehr zahlt, als die dort angegebenen Strompreise für die Industrie im Bereich von 160 bis 20 Mio. kWh. Die Gründe hierfür liegen zum einen in unterschiedlichen durchschnittlichen Strompreisen zum anderen in einer höheren Stromsteuer. Die Stromsteuer für Industrieunternehmen beläuft sich auf 15,4 €/MWh, wohingegen das

4 Strommärkte

Krankenhaus die durchschnittlichen Strompreise für einen Haushalt von 20,5 €/MWh zahlt. [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.–2021]

Gegenüber dem Festpreistarif gibt es die Möglichkeit eines **dynamischen Stromtarifs**. Dieser variiert zu jedem Zeitpunkt. Dadurch kann z. B. der Börsenstrompreis abgebildet werden. Ein dynamischer Stromtarif kann somit als Signal für den flexiblen Strombezug genutzt werden. Somit wäre es möglich, Strom zum gegenwertigen Börsenpreis zzgl. Netzentgelte, Steuern und Umlagen zu beziehen. Das Risiko und die Chance, einen höheren oder niedrigeren Preis als den durchschnittlichen Strompreis zu bezahlen, liegt dabei beim Endkunden. Dies birgt den Mehraufwand einer Überwachung der Strompreise und die Notwendigkeit eines Demand-Side-Managements oder flexiblen Betriebs des Energiesystems. Um das Risiko für die Kunden zu reduzieren, gibt es die Möglichkeit Extremwerte durch den Stromhändler zu deckeln.

Das Portfolio der Stadtwerke Bochum enthält jedoch aktuell keine dynamischen Stromtarife. Als Grund werden Preisunsicherheiten für die Kunden und geringe Nachfrage angegeben. [Stadtwerke Bochum]

Stromeinspeisung

Es gibt zwei Möglichkeiten der Vergütung von Strom aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen an der Strombörse.

Zum einen gibt es die Möglichkeit, nach dem **„üblichen Preis“**¹³ Strom in das Stromnetz einzuspeisen. Dieser Preis gilt zu jedem Zeitpunkt und wird aktuell vom Krankenhaus Hattingen genutzt.

Außerdem gibt es die Möglichkeit der **Direktvermarktung** auf den regulären Strommärkten. Problematisch ist hierbei, dass für die Teilnahme an den Märkten hohe Beitrittskosten sowie Mindestleistungen vorausgesetzt werden. Eine Möglichkeit der Vermarktung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen stellt der Beitritt in ein virtuelles Kraftwerk dar. Durch Anlagenpooling können die Mindestleistungsbereiche für den Regelenenergiemarkt von 1 MW erreicht werden. Beispiele für Betreiber von Virtuellen Kraftwerken sind die Trianel European Energy Trading GmbH (Trianel) und die Next Kraftwerke GmbH. Die Mindestgröße einer Anlage für die Einbindung in ein Virtuelles Kraftwerk liegt bei Trianel derzeit bei 300 kW und bei Next Kraftwerke bei 100 kW. Um an der Direktvermarktung teilzunehmen, muss zunächst ein Vertrag mit dem Direktvermarkter geschlossen werden. In diesem Vertrag werden die Pflichten beider Teilnehmer geregelt sowie der Umgang mit eventuell anfallender Regelenenergie definiert. Regelenenergie kann dann anfallen, wenn ein Angebot abgegeben wird, die Anlage aber z. B. ausfällt und somit die angebotene Energie nicht abgibt. In diesem Fall muss das virtuelle Kraftwerk seinen Bilanzkreis mit Regelenenergie ausgleichen. Diese wird auf den Verursacher umgelegt. Außerdem muss eine Fernsteuerbarkeit der Anlagen umgesetzt werden, damit der Direktvermarkter die Anlagen anhand der aktuellen Börsenstrompreise regeln kann. Die potenziell möglichen Märkte für die Direktvermarktung beinhalten die Spot-Märkte Day-

¹³ Als ‚üblicher Preis‘ wird der durchschnittliche Preis für Baseload-Strom an der Strombörse *EEX* in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal bezeichnet.

4 Strommärkte

Ahead, Intraday-Auktion, Intraday-Handel, sowie den Regenergiemarkt. Es ist zu beachten, dass bei einer Vermarktung am Regenergiemarkt eine Regelleistung vorgehalten werden muss und somit keine weitere Nutzung der Energie in der Vorhaltezeit möglich ist.

KWKG geförderte KWK-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW_{el} müssen den erzeugten Strom entweder selbst verbrauchen, oder direktvermarkten.

4.5 Erstellung von Strompreiszeitreihen

Um auch zukünftige Betriebsweisen der Anlagen simulieren und bewerten zu können, ist es nötig, Strompreisverläufe abbilden zu können. Daher wurde in diesem Projekt eine Methode entwickelt, mit der synthetische Strompreiszeitreihen erstellt werden können.

Um realistische Parameter (Mittlerer Strompreis, Volatilität) für vor allem zukünftige Strompreisverläufe zu bestimmen, wird auf Informationen aus einem Fundamentalmodell¹⁴ zurückgegriffen. Dieses bildet das übergeordnete Energiesystem ab. Das Modell bildet Strompreiszeitreihen für zukünftige Jahre basierend auf einem Szenario ab. Die Rahmenbedingungen für das Szenario sind innerhalb des Modells definiert. Die Parameter der Strompreiszeitreihen werden als Basisdaten für ein stochastisches Modell¹⁵[Daniel Grabe–2020] genutzt. Das stochastische Modell erzeugt, basierend auf vorgegebenen Strompreiszeitreihen, synthetische Strompreiszeitreihen, deren Parameter dem Szenario aus dem Fundamentalmodell entsprechen. Das Ziel dabei ist es, eine Vielzahl an unterschiedlich ausgeprägten Zeitreihen mit den gleichen Parametern der Volatilität und des mittleren Strompreises zu erhalten.

Die Untersuchungen der Strommarktdesigns und der Strompreiszeitreihen haben zudem gezeigt, dass ein Rückschluss vom vorherrschendem Strommarktdesign auf die Strompreiszeitreihen nur bedingt möglich ist. Vielmehr nehmen die Stromgestehungskosten und der volatile Anteil des Erzeugerparcs, welche durch die verwendeten Erzeugungstechnologien bestimmt werden, Einfluss auf die Strompreischarakteristika (u.a. das Preisniveau und die Volatilität). Die Verwendung von Fundamentalmodellen kann es ermöglichen, solch komplexe Zusammenhänge abzubilden.

4.5.1 Fundamentalmodelle

Mit Fundamentalmodellen können unter anderem Strompreisprognosen des Spotmarktes unter Berücksichtigung verschiedener Strommarktszenarien erstellt werden. Es wird der Strompreis eines Energy-only-Marktes nach dem Merit-Order-Prinzip aus Angebot und Nachfrage generiert. Basis der Merit-Order-Kurve sind die Grenzkosten der Kraftwerke. Zur

¹⁴ Enervis: Marktstudie zur Strompreisentwicklung 2050 – Best Guess Szenario 10/2021

¹⁵ Im Rahmen einer Masterarbeit wurde für das Projekt HESKH eine stochastisches Strompreiszeitreihentool entwickelt. Für mehr Informationen siehe Masterarbeit Grabe.

4 Strommärkte

Abbildung der Angebots- und Nachfrageseite werden innerhalb der Modelle die in Tabelle 4-8 dargestellten Parameter als mögliche Einflussgrößen genutzt.

Tabelle 4-8: Mögliche Einflussfaktoren von Fundamentalmodellen [Energy Brainpool–2019b; enervis energy advisors GmbH–2019; Lenz–2018]

Erneuerbare Energien	Ausbau, Erzeugung, Einspeisestrukturen
Konventionelle Kraftwerke	Zubau, Anfahrkosten, Entwicklung Wirkungsgrade
Stromnachfrage	Stromverbrauch, regionale Verteilung
Stromspeicher	Speicherkapazitäten, Speichertechnologien
Im- und Export	Stromaustausch, Ausbau Netzkuppelstellen
Commodities	Brennstoffe, CO ₂ -Zertifikate, Transportkosten, Wechselkurse

Tabelle 4-9 stellt beispielhaft drei Fundamentalmodelle vor. Während es sich bei den Modellen der Unternehmen Energy Brainpool und enervis energy advisors GmbH um kommerzielle Software handelt, ist der European Power Simulator im Zuge eines Forschungsprojektes der Fachhochschule Erfurt entwickelt worden. [Energy Brainpool–2019b; enervis energy advisors GmbH–2019; Lenz–2018]

Tabelle 4-9: Kenndaten beispielhafter Fundamentalmodelle

	European Power Simulator (EPS)	Power2Sim	enervis Market Power (eMP)
Entwickler	Fachhochschule Erfurt	Energy Brainpool	enervis energy advisors
Hintergrund	Forschungsprojekt	Kommerzielle Software	Kommerzielle Software
Datenbasis	Marktdaten aus 2016	Aktuelle Marktdaten (Europäisches Kraftwerksverzeichnis)	Aktuelle Marktdaten (World Energy Outlook)
Simulation	Strompreisentwicklung	Strompreisentwicklung	Strompreisentwicklung
Betrachtete Länder	31 europäische Länder	EU-Länder, Norwegen und Schweiz	UCTE-Netzgebiet
Horizont	2020 bis 2050	Heute bis 2050	Heute bis 2050
Auflösung	stündlich	stündlich	stündlich

Allerdings ermöglichen Strommarktmodelle und damit durchgeführte Simulationen ausschließlich die Abbildung der im Modell formulierten Zusammenhänge. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklung und der nicht immer vollständig abbildbaren politischen Entwicklung müssen verschiedene Szenarien betrachtet und anschließend verglichen werden. Dabei kann die Einführung neuer Marktregeln oder neuer Produkte nicht berücksichtigt werden. Ebenso sind nicht alle Einflussfaktoren auf die zukünftige Marktentwicklung bekannt, sodass die Ergebnisse von Marktmodellierungen

4 Strommärkte

immer in engem Zusammenhang mit den zugrundeliegenden Annahmen interpretiert werden müssen. Weiterhin ist zu beachten, dass auf europäischer Ebene Vorschläge und Vorgaben für ein zukünftiges Marktdesign diskutiert und entwickelt werden. Dieser Prozess ist noch nicht abgeschlossen und wird sich mit fortschreitender Energiewende weiterentwickeln. So ist zukünftig mit weiteren Anpassungen zu rechnen.

4.5.2 Stochastisches Modell

Stochastische Modelle verwenden historischen Strompreiszeitreihen und eine sich im Zeitverlauf ändernde Zufallsvariable. Statistische Modelle lassen sich mit den drei Prozessen Stationarität, Kontinuität und Markow-Eigenschaft charakterisieren.

Stationäre Prozesse zeichnen sich durch konstante, also zeitunabhängige statistische Eigenschaften aus. Ein Beispiel für einen stationären Prozess ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Lufttemperatur am 1. Januar verschiedener Jahre, wenn die globale Klimaveränderung vernachlässigt wird.

Bei **kontinuierlichen Prozessen** generiert sich die Zielgröße aus den vorherigen Werten. Ist dies nicht der Fall, so ist der Prozess diskret. Temperaturverteilungen sind z.B. kontinuierliche Prozesse. Das Auftreten eines Erdbebens ist ein diskreter Prozess.

Das Merkmal eines **Markow-Prozesses** ist es, dass die Wahrscheinlichkeit eines Übergangs zum Zustand X_{t+1} nur vom vorherigen Zustand X_t und nicht von früheren Zuständen abhängt. [Damisch–2002. S.208f.]

In Bezug auf Zeitreihenanalysen (z. B. historischen Preiszeitreihen) können Zustände (z. B. einzelne Preise), die eine Zeitreihe beschreiben, definiert und somit die historischen Wahrscheinlichkeiten für den nächsten Zeitschritt (z.B. den folgenden Preis) analysiert werden. Stochastische Modelle eignen sich vor allem dazu, grundlegende statistische Charakteristiken (z.B. Preisniveau, Preisvolatilität, Saisonalität, ...) einer Zeitreihe exakt abzubilden. Der Vorteil dieser Modelle liegt in der Simplizität der Modelle, sodass die benötigten Faktoren schnell validiert oder bei Bedarf angepasst werden können. Durch die rein zufallsbasierte Struktur werden Preise allerdings willkürlich und unabhängig von realen Vorgängen wie Handelsprozessen erzeugt. Diese lässt sich durch zusätzliche Nutzung von Mean-Reverting-Prozessen¹⁶ ergänzen.

Mean-Reverting-Prozess-basierte stochastische Modelle modellieren den regulären Preisverlauf jedoch ohne Extremwerte zu betrachten. Sollen diese ebenfalls dargestellt werden, muss ein zusätzliches Modell verwendet werden. Die Herausforderung der Extremwertmodellierung liegt darin, verschiedene charakteristische Muster realistisch

¹⁶ Es können Zeitreihen modelliert werden, die die Eigenschaft der Mittelwertrückkehr besitzen, deren Verlauf also stets zu einem Mittelwert tendiert. Der Prozess kann für Strompreiszeitreihen in einem bestimmten Zeitraum kalibriert werden, indem der Durchschnittspreis des Zeitraums als Schwerpunkt gesetzt und die Standardabweichungen der Preise berechnet wird. (Weron [2004])

4 Strommärkte

nachzubilden. Dafür können sogenannte Jump-Diffusion-¹⁷ oder ein Regime-Switching¹⁸-Modell verwendet werden. [Weron–2004]

In dieser Arbeit wurde ein stochastisches Strompreiszeitreihen Tool entwickelt und damit Strompreiszeitreihen generiert. Das erstellte Modell lässt sich grundsätzlich in die Kategorie der Mean-Reversion-Modelle einordnen. Darauf aufbauend wurde es für den Einsatzzweck im Projekt angepasst.

Das Modell gibt einen Schwerpunkt beziehungsweise Mittelwert vor, um den zusätzliche Schwankungen in einem bestimmten Preisbereich modelliert werden. Die Schwankungsbreite ist beim entwickelten Modell durch die Grenzen zur Extremwertfilterung definiert, wohingegen sich die Schwankungsbreite beim einem Mean-Reversion-Modell basierend auf der Standardabweichung ergibt. Innerhalb der Schwankungsbreite ergibt sich die Preisverteilung beim Mean-Reversion-Modell normalverteilt. Das entwickelte Modell nutzt jedoch reale Preisverteilungen, die teilweise nahezu normalverteilt, teilweise aber auch andere Verteilungen aufweisen. Das entwickelte Modell hat zudem Ähnlichkeiten zu Regime-Switching-Modellen, da eine Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Extremwertes bestimmt wird und damit grundsätzlich zwischen den zwei Zuständen „regulärer Preis“ und „Extremwert“ unterschieden wird. Im Gegensatz zu klassischen Regime-Switching-Modellen wird bei der Erzeugung von Extremwerten keine standardisierte Preisverteilung für Extremwerte (zum Beispiel Normalverteilung) genutzt, sondern eine auf historischen Daten kalibrierte Verteilung. Diese Verteilung wird zudem für verschiedene Zeitkategorien und Zeitschritte einzeln definiert, um eine möglichst realistische Preisverteilung zu generieren. Ein weiterer Unterschied zum Regime-Switching-Modell ist, dass eine zusätzliche Wahrscheinlichkeitsverteilung für Serienlängen von Extremwertevents genutzt wird.

In Tabelle 4-10 sind die Eigenschaften der Zeitreihen des stochastischen Tools zusammengefasst. Die Tabelle bildet die Bandbreite an Zeitreihen ab, die das Tool basierend auf der historischen Intraday Spotmarktstrompreiszeitreihe aus dem Jahr 2019 erstellen kann. Das Tool kann Volatilität ab null abbilden. Sehr große Volatilitäten, verglichen zur basierenden Zeitreihe, können nur begrenzt sinnvoll abgebildet werden. Strompreiszeitreihe 1 ist eine Zeitreihe mit verringerter Volatilität. Stromzeitreihe 2 ist eine synthetische Abbildung der originalen Strompreiszeitreihe. Strompreiszeitreihe 3 ist eine Zeitreihe mit der größtmöglichen sinnvollen Erhöhung der Volatilität durch das Tool. Aufgrund des stochastischen Ansatzes des Modells konnte kein absolut identisches Preislevel generiert werden.

¹⁷ Zusätzlich zur regulären Strompreiskomponente wird eine unabhängige Sprungkomponente mit Hilfe des sogenannten Poisson-Prozesses modelliert. Mit einem Jump-Diffusion-Modell werden nur einzelne Extremwerte beschrieben, die unabhängig von anderen Preisen sind. (Weron [2004. S.43f.])

¹⁸ Es werden für verschiedene Zustände unterschiedliche Preisprozesse modelliert. Zusätzlich werden Wahrscheinlichkeiten definiert, die den Übergang zwischen den verschiedenen Zuständen beschreiben. Mit diesem Modell können auch mehrere aufeinanderfolgende Extremwerte modelliert werden. (Weron [2004. S.44f.])

4 Strommärkte

Tabelle 4-10: Eigenschaften der erstellbaren Zeitpreisreihen

Strompreisreihe	Preisniveau [€/MWh]	durchschnittliche tägliche Volatilität [€/MWh]	jährliche Volatilität [€/MWh]
1	37,89	13,83	9,05
2	37,19	20,1	15,15
3	36,79	24,2	19,45

5 Messungen

Als Grundlage für die Modellierung des Krankenhauses, für die Betriebsoptimierung und für die Wärmebedarfsprognose sind umfangreichen Messungen im ev. Krankenhaus Hattingen nötig. Das Kapitel 5.1 geht auf die Anforderungen an die Messdaten und das daraus abgeleitete Messkonzept ein. Die verwendete Messtechnik sowie deren Messunsicherheiten bzw. -abweichungen finden sich im Kapitel 5.2 wieder. Näher wird dabei die Messabweichungen der Wärme- und Kältemengenmessungen mittels Fehlerfortpflanzung erläutert. Das Kapitel 5.3 stellt die resultierenden Messergebnisse der Messkampagne dar. Die bei der Erhebung der Messdaten gewonnenen Erfahrungswerte werden in Kapitel 5.4 abschließend erläutert.

5.1 Anforderungen an die Datenqualität und Messkonzept

Im Rahmen der Bestandsdatenerfassung wurden umfassende Messungen im ev. Krankenhaus Hattingen vorgenommen. Dazu stellen sich an die Messdaten unterschiedliche Anforderungen und Ziele, welche im Folgenden nach Sektor erläutert werden.

5.1.1 Wärme

Eine zentrale Anforderung für die Betriebsoptimierung (Kapitel 8) und die Wärmebedarfsprognose (Kapitel 9) ist der zeitlich aufgelöste Wärmebedarf über ein gesamtes Jahr. Die Modellierung der Energieversorgungsanlagen und Ableitung von Einsparmaßnahmen (Kapitel 6) verwendet die Daten ebenfalls, um das Modell für das Krankenhaus zu kalibrieren.

Die Abbildung der Teilnahme an den Strommärkten in den Modellen erfordert eine Datenauflösung von 15 Minuten. Dennoch wurden die Messungen aus verschiedenen Gründen in einer minütlichen Auflösung vorgenommen. Erstens wird das An- und Abfahren der installierten Wärmeerzeuger dadurch besser nachvollziehbar und damit überprüfbar. Zweitens führen vereinzelt Messfehler oder Leerstellen nicht zu Lücken, wenn die Daten auf 15 Minuten aggregiert werden. Zur Messung werden Ultraschallmessgeräte des Typs „DXN“ des Herstellers Badger Meter sowie „ULM-E“ von Systech verwendet.

Der Wärmebedarf des Krankenhauses sowie einiger Nebengebäude wird durch die Energiezentrale gedeckt. In der Zentrale befinden sich zwei Heizkessel, ein BHKW und ein Wärmespeicher, welche nach dem Schema Abbildung 5-1 miteinander verschaltet sind. Das Notkühlsystem gibt überschüssige Wärme des BHKWs im Sommer an die Umgebung ab, um einen jahreszeitunabhängigen Volllastbetrieb des BHKWs zu ermöglichen. Der installierte Wärmespeicher ist als Pendelspeicher ausgeführt, welcher überschüssige Wärme der Heizkessel aufnimmt und damit das Taktverhalten der Kessel reduzieren soll.

5 Messungen

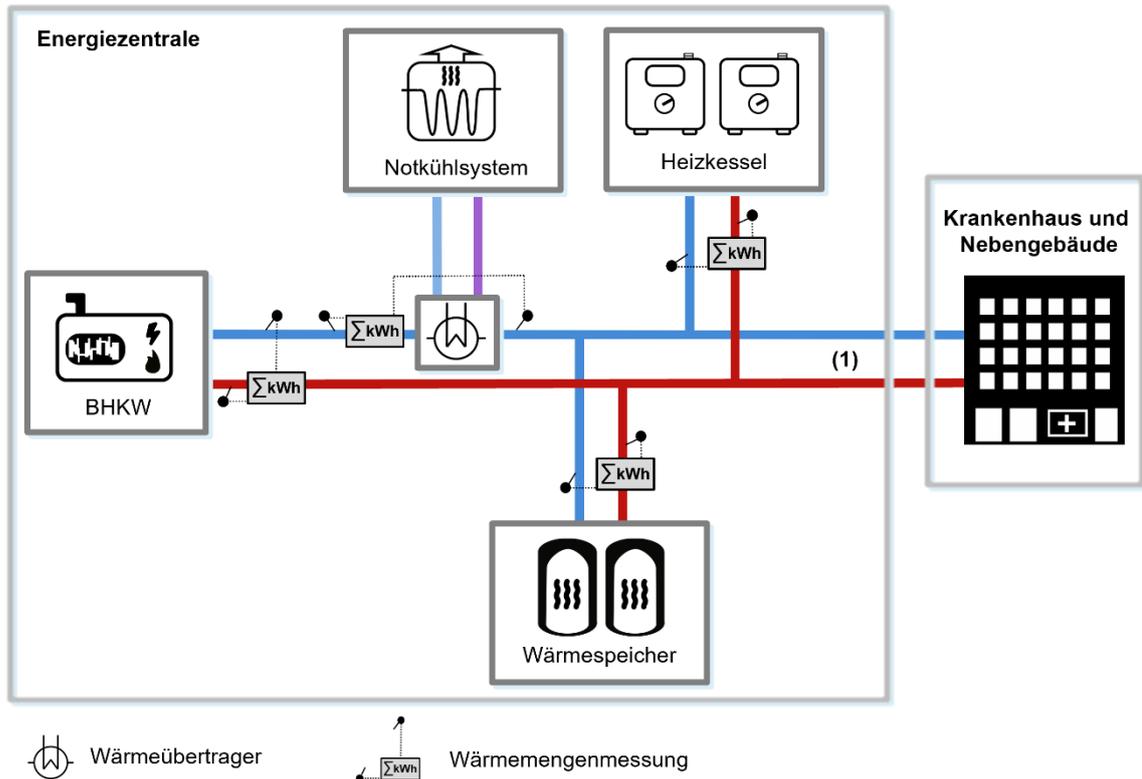


Abbildung 5-1: Anlagenschema der Energiezentrale inkl. Lage der Messeinrichtung
Quelle: Eigene Darstellung

Der Wärmebedarf des Krankenhauses setzt sich aus dem Heizbedarf und dem Warmwasserbedarf zusammen. Der Heizbedarf teilt sich wiederum in den Bedarf für raumlufttechnische Anlagen und für Heizkörper auf. Die Erfassung des Wärmebedarfs wäre theoretisch an Stelle (1) in Abbildung 5-1 möglich, allerdings bietet diese Stelle keinen ausreichenden Platz, sodass der Wärmebedarf des Krankenhauses durch die Einzelvermessung der Wärmeerzeuger BHKW \dot{Q}_{BHKW} und Kessel \dot{Q}_K , des Wärmespeichers \dot{Q}_S und des BHKW-Notkühlsystems \dot{Q}_{NKS} erfasst wird. Damit ergeben sich vier Messstellen, mit denen sich der Wärmebedarf des Krankenhauses $\dot{Q}_{KH,ges}$ wie folgt bestimmen lässt:

$$\dot{Q}_{KH,ges} = \dot{Q}_{BHKW} + \dot{Q}_K + \dot{Q}_S - \dot{Q}_{NKS} \quad (5-1)$$

Bei der Wärmemenge des Speichers \dot{Q}_S ist das Vorzeichen der gemessenen Energiemenge zu beachten. Der Wärmefluss ist positiv beim Ausspeichern von Wärme und negativ beim Einspeichern von Wärme.

Die Vermessung der Einzelanlagen bietet den Vorteil, dass sich der Betrieb der Anlagen bilanzieren und anschließend näher untersuchen lässt. Ein Nachteil ergibt sich durch die fehlende Redundanz der Messungen, um den Wärmebedarf des Krankenhauses zu erhalten. Es besteht damit eine hohe Abhängigkeit daran, dass alle Messgeräte für jeden Zeitschritt fehlerfreie Werte liefern.

5.1.2 Kälte

Die Gebäudesimulation (Kapitel 6) und die Betriebsoptimierung (Kapitel 8) benötigen den zeitlich aufgelösten Kältebedarf als Input für die jeweiligen Modelle.

5 Messungen

Im ev. Krankenhaus Hattingen wird Kälte durch eine zentrale KKM mit einem Kaltwassersystem und dezentralen Kälteanlagen bereitgestellt. Die dezentralen Systeme (hauptsächlich Split-Anlagen) werden durch die Vermessung des Stromverbrauchs der Funktionsbereiche erfasst und werden mit diesen zusammen gemessen (Abschnitt 5.1.3). Als Kältebedarf vermessen wird die zentrale Kältemaschine, welche überwiegend für die Klimatisierung von OP-Sälen und Intensivstation im Sommer eingesetzt wird. Wie bei der Wärme erfolgt die Kältemengenummessungen in minütlicher Auflösung.

Neben der Vermessung des Kältebedarfs wird der Strombedarf des Kältesystems gemessen. Darunter fällt der elektrische Verbrauch der Kälteanlage selbst, aber auch Hilfsenergieströme für die Regelung und die Verteilung des Wärmeträgermediums durch Pumpen. Die Vermessung der Kälteanlage erfolgte über einen Zeitraum von zwei Jahren.

5.1.3 Strom

Die Messwerte des Strombedarfs werden für die Krankenhausmodellierung (Kapitel 6) benötigt in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten sowie nach Funktionsbereichen. Für die Krankenhausmodellierung und zur Ermittlung großer Verbraucher wird der Stromverbrauch von nahezu allen Funktionsbereichen in 45 Messungen vermessen. Zur Messung wird das „Leistungs- und Energieregistriergerät PEL103“ des Herstellers Chauvin Arnoux verwendet. Zu den vermessenen Bereichen gehören:

- Behandlungsbereiche
- Bettenhaus
- Kernspintomographen
- Intensivstation
- Operationssäle
- Zentralsterilisation
- Raumluftechnik
- Kältemaschine zentral
- Notkühler
- Nebengebäude

Für die Gebäudesimulation werden zudem einzelne (Klein-)Geräte mit Steckdosenlogger vermessen, um Wochenprofile daraus abzuleiten. Darunter fallen medizinische Kleingeräte wie Stroke Units, Sonographen und Ultraschallgeräte, aber auch krankenhausspezifische Geräte wie Monitore, Gefriertruhen und Fernseher. Zur Messung wird das „Energiekostenmessgerät Energy Logger 4000“ des Herstellers Voltcraft verwendet.

Für die Krankenhaussimulation und zur Ermittlung großer Hebel für die Erhöhung der Energieeffizienz wird keine vollständige Messung über ein gesamtes Jahr benötigt, da angenommen wird, dass die Verbraucher jahreszeitenunabhängig betrieben werden. Aus diesem Grund werden die Messungen für einen Zeitraum von mindestens zwei Wochen durchgeführt, um aussagekräftige Wochenprofile zu erhalten und diese auf das Jahr hochgerechnet. Eine Ausnahme bildet die Messung des elektrischen Bedarfs der

5 Messungen

Kälteversorgung, welche parallel zur thermischen Messung durchgängig durchgeführt wird (siehe Kapitel 5.1.2).

Die Betriebsoptimierung (Kapitel 8) greift auf den Gesamtstrombedarf als Jahreszeitreihe des Krankenhauses zurück, welcher bereits zu Beginn des Projektes vorlag und nicht gemessen werden muss. In Bezug auf die Vermessung der Funktionsbereiche wird der Gesamtstrombedarf des Krankenhauses zudem zur Prüfung verwendet, um abzuschätzen, wie viel des Strombedarfs die durchgeführten Messungen bereits erklären und ob weitere Messungen erfolgen müssen. Hierzu ist eine enge Abstimmung mit dem technischen Personal erforderlich, um potenziell große Verbraucher besser zu identifizieren.

5.1.4 Weitere Messungen

Parallel zu den Energiemengenumessungen in den Sektoren Wärme, Kälte und Strom werden Witterungsmessungen durchgeführt. Hierzu zählt die Aufnahme der Außentemperatur, relativen Luftfeuchte und Globalstrahlung.

Zur Verifizierung einiger Angaben aus Lüftungsplänen des Krankenhauses werden an Lüftungsauslässen Luftvolumenstrommessungen in den Bereichen „OP-Saal und Ambulanter OP“ sowie „Intensivstation“ durchgeführt. Diese Messungen sollen die Annahmen im Modell, welche auf Auslegungsplänen beruhen, untermauern. Bei Abweichung zu den initialen Modellannahmen können die entsprechenden Parameter im Modell angepasst werden.

5.2 Messabweichungen der verwendeten Messtechnik

Bei der Angabe von Messunsicherheiten ist zwischen Messfehlern und Messabweichungen zu unterscheiden. Messfehler treten auf, wenn Fehlerwerte des Messgerätes übergeben werden und somit Messdaten nicht verwendbar sind. Durch Aufbereitungsmethoden wie Interpolation oder Aggregation von Messdaten lassen sich vereinzelte Messlücken durch Messfehler unter der Annahme einer geringen Abweichung zum richtigen Messwert verwertbar machen. Messabweichungen hingegen bezeichnen die Differenz, welche zwischen dem gemessenen Wert zum richtigen oder auch wahren Wert vorliegt. Diese wird durch die Angabe von Messunsicherheiten der Sensoren selbst angegeben. Daher können Messabweichungen immer positiv wie negativ sein. Die Angabe der Messabweichung erfolgt wie folgt:

$$f = \bar{f} \pm \Delta f \quad (5-2)$$

Dabei bezeichnet Δf die Messabweichung zum gemessenen Wert \bar{f} und dem richtigen oder auch wahren Wert f . Dieser Abschnitt soll die Messabweichungen der verwendeten mobilen Messgeräte bestimmen, damit sie ggf. bei der anschließenden Verwendung der Messdaten Beachtung finden kann. Messfehler werden im Folgenden daher nicht betrachtet.

5.2.1 Wärme und Kälte

Durch die Verwendung von drei Sensoren bei der Messung der Wärmemenge (Ultraschallsensor, zwei Temperatursensoren) mit je eigener Messunsicherheit erschwert die

5 Messungen

Angabe der Messabweichung der resultierenden Wärmemenge. Zur Bestimmung der Messabweichung für Wärme- und Kältemengenmessungen wird das angewendete Verfahren im Folgenden erläutert.

Zunächst kann für ein Messergebnis, welches aus mehreren Messwerten ermittelt wird, die maximal mögliche Messabweichung bestimmt werden. Hierbei werden alle angegebenen Messunsicherheiten als maximal angenommen und ihre Beträge aufsummiert. Das Verfahren wird auch als lineare Fehlerfortpflanzung bezeichnet.

$$\Delta f = \sum_{j=1}^k \left| \frac{\partial f}{\partial x_j} * \Delta x_j \right| \quad (5-3)$$

Dabei bezeichnet x_j die jeweilige Messgröße und Δx_j die dazu angegebene Messunsicherheit.

Eine Abschätzung der wahrscheinlichen Messabweichung wird über den zu erwartenden Fehler nach Gauß vorgenommen. Dies geschieht unter der Annahme, dass die Messgrößen voneinander statistisch unabhängig sind. Es wird folgende Gleichung für die wahrscheinliche bzw. erwartete Messabweichung entsprechend der Fehlerfortpflanzung nach Gauß als quadratische Fehlerfortpflanzung verwendet.

$$\Delta f = \sqrt{\sum_{j=1}^k \left(\frac{\partial f}{\partial x_j} \Delta x_j \right)^2} \quad (5-4)$$

Zur Berechnung der Wärmemenge \dot{Q} kommt Gleichung (5-5) zur Anwendung.

$$\dot{Q} = c_p * \dot{m} * (T_{VL} - T_{RL}) \quad (5-5)$$

Dabei bezeichnet \dot{m} des Massenstrom des Wärmeträgermediums (z.B. Wasser) und c_p die zugehörige Wärmekapazität sowie T_{VL} und T_{RL} die Medientemperaturen am Vor- und Rücklauf des Messobjekts wie zum Beispiel Kessel oder BHKW. Der Massenstrom kann durch das Produkt aus Dichte ρ , Querschnittsfläche A_{quer} und Fließgeschwindigkeit v ersetzt werden:

$$\dot{Q} = c_p * \dot{m} * (T_{VL} - T_{RL}) = c_p * \rho * A_{quer} * v * (T_{VL} - T_{RL}) \quad (5-6)$$

Die Ultraschallsensoren geben eine Messunsicherheit für die Fließgeschwindigkeit v an. Die Temperatursensoren (Rohranlegefühler) werden jeweils durch die Abweichung der Temperaturen T_{VL} , T_{RL} der Sensoren bestimmt. Beide Messunsicherheiten werden in Tabelle 5-1 angegeben:

Tabelle 5-1: Messunsicherheiten der Sensoren der Wärme- und Kältemengenmessungen

Sensor	Messgröße	Messabweichung
Durchflusssensor	Fließgeschwindigkeit v	$\pm 0,01 * v$, min. 0.003m/s
Rohranlegefühler Pt100	Temperaturen T_{VL} , T_{RL}	$\pm 0,03^\circ\text{C} + 0,0005 * T$

5 Messungen

Die Dichte und die spez. Wärmekapazität werden über die mittlere Temperatur von T_{VL} und T_{RL} genähert und für die weitere Betrachtungen der Messabweichung als konstant angenommen. Zudem ist die Querschnittfläche A_{quer} des Innenrohres konstant.

Damit ergibt sich eine maximale Messabweichung $\Delta\dot{Q}_{max}$ aus der Anwendung aus Gleichung (5-6) in Gleichung (5-3):

$$\Delta\dot{Q}_{max} = \left| \frac{\partial Q}{\partial v} \right| * \Delta v + \left| \frac{\partial Q}{\partial T_{VL}} \right| * \Delta T_{VL} + \left| \frac{\partial Q}{\partial T_{RL}} \right| * \Delta T_{RL} \quad (5-7)$$

$$\Delta\dot{Q}_{max} = \rho * c_p * A_{quer} * (|(T_{VL} - T_{RL})| * \Delta v + |v| * (\Delta T_{VL} + \Delta T_{RL})) \quad (5-8)$$

Dabei bezeichnet Δv die Messunsicherheit der Fließgeschwindigkeit und ΔT_{VL} bzw. ΔT_{RL} die Messunsicherheit der Temperaturen. Analog ergibt sich nach Gleichung (5-4) die Gleichung zur erwarteten Abweichung $\Delta\dot{Q}_{erw}$:

$$\Delta\dot{Q}_{erw} = \rho * c_p * A_{quer} * \sqrt{((T_{VL} - T_{RL}) * \Delta v)^2 + v^2 * (\Delta T_{VL}^2 + \Delta T_{RL}^2)} \quad (5-9)$$

Mittels dieser Gleichungen lässt sich für die Wärme- und Kältemengenmessungen für jeden gemessenen Wert eine maximale und wahrscheinliche Messabweichung angeben. Die Ergebnisse werden hierzu in Kapitel 5.3 durch ein Unsicherheitsband angegeben. Für die Angabe der durchschnittlichen Messabweichungen über den gesamten Zeitraum werden die Daten über die Wärmemenge gewichtet und gemittelt.

5.2.2 Strom

Bei der Messung des Stromverbrauchs werden durch die Messung von Stromspannung und -stärke zwei Sensoren bzw. Messfühler benötigt.

Zur Berechnung der Strommenge $P_{el,1}$ bei einphasiger Messung kommt Gleichung (5-10) zur Anwendung.

$$P_{el,1} = U_{1,N} * I_{L1} * \cos\varphi_1 \quad (5-10)$$

Für die Angabe der Messunsicherheiten wird auf Tabelle 5-2 verwiesen. Demnach muss je nach Messung darauf geachtet werden, welcher Wertebereich der Stromstärke im Messgerät gewählt wird, um die entsprechende Abweichung zum Messwert angeben zu können.

Tabelle 5-2: Messunsicherheiten der Sensoren der Strommengenmessungen

Messgröße	Messabweichung
Spannung U (Phase/Neutralleiter)	$\pm(0,2V + 0,002 * U)$
Stromstärke I	Nennstromstärke: $100A_{AC} \rightarrow \pm(0,05A + 0,01 * I)$
	$400A_{AC} \rightarrow \pm(0,20A + 0,01 * I)$
Phasenverschiebung φ	$\pm 0,5^\circ$

5 Messungen

Zur Bestimmung der Messabweichung von $P_{el,1}$ wird die Gleichung nach Formel (5-11) entwickelt. Damit kann nach Gleichung (5-13) die maximale Messabweichung bestimmt werden:

$$\Delta P_{el,1,max} = \left| \frac{\partial P_{el,1}}{\partial U_{1,N}} \right| * \Delta U + \left| \frac{\partial P_{el,1}}{\partial I_{L1}} \right| * \Delta I + \left| \frac{\partial P_{el,1}}{\partial \varphi_1} \right| * \Delta \varphi \quad (5-12)$$

$$\Delta P_{el,1,max} = |I_{L1} * \cos \varphi_1| * \Delta U + |U_{1,N} * \cos \varphi_1| * \Delta I + |U_{1,N} * I_{L1} * \sin(\varphi_1)| * \Delta \varphi \quad (5-13)$$

Entsprechend kann nach Gleichung (5-14) die zu erwartende Messabweichung bestimmt werden:

$$\Delta P_{el,1,erw} = \sqrt{(I_{L1} * \cos \varphi_1 * \Delta U)^2 + (U_{1,N} * \cos \varphi_1 * \Delta I)^2 + (U_{1,N} * I_{L1} * \sin(\varphi_1) * \Delta \varphi)^2} \quad (5-14)$$

Bei dreiphasiger Messung ergeben sich entsprechend sechs Messungen mit jeweiliger Fehlerfortpflanzung der Einzelabweichungen. Die Gleichungen (5-13) und (5-14) werden dafür analog verwendet und entsprechend summiert.

5.3 Datenaufbereitung und Messergebnisse

Die erhobenen Daten nach dem vorliegenden Messkonzept werden in diesem Abschnitt inkl. Datenaufbereitung und Angabe von Messabweichungen dargestellt.

5.3.1 Wärme

Die Bereinigung der Messdaten erfolgt für BHKW, Notkühler, Speicher und Kessel gleich. Zunächst werden Messfehler gefiltert. Dazu zählen Werte, bei denen die Signalqualität der Ultraschallmessung zu gering ist oder aus einem definierten Wertebereich fällt, der für die Zeitreihen als realistisch angenommen wird. Zudem werden Datenzeilen herausgefiltert, die sensorspezifische Fehlerwerte enthalten. Die auf diese Weise aufbereiteten Zeitreihen sind somit frei von Messfehlern und können bei Vollständigkeit direkt zur Analyse verwendet werden.

Aufgrund von teilweise fehlenden Durchflussmesswerten bei der Heizkesselmessung wird eine Rekonstruktion der Durchflusszeitreihe durchgeführt. Dies ist möglich, da der Betrieb des Kessels durch Speicherdurchfluss, BHKW-Betrieb und gemessener Temperaturdifferenz am Kessel infolge einer Regressionsanalyse näherungsweise bestimmbar ist.

Die Berechnung der Wärmemenge erfolgt im Messgerät selbst. In der Regel werden dazu benötigten Stoffwerte ρ (Dichte) und c_p -Wert (spezifische Wärmekapazität) durch das Messgerät als konstant angenommen. Unter der Annahme von z.B. 70°C als mittlere Medientemperatur zeigt sich jedoch bei der resultierenden Wärmemenge \dot{Q} eine relative Abweichung von -0,87% (T = 90°C) bis + 0,90% (T = 50°C). Um diesen Berechnungsfehler zu umgehen, werden die Stoffwerte für Kessel, BHKW, Wärmespeicher und Notkühler in

5 Messungen

Abhängigkeit zur mittleren Temperatur aus Vor- und Rücklauf verwendet und neu bestimmt.

Durch die Durchführung der Aufbereitungsschritte und Berechnung der Wärmemenge wird ein Jahreslastgang des Krankenhauses inkl. seiner Nebengebäude bestimmt. In Abbildung 5-2 wird ein typischer Sommer-, wie Winterlastgang des Krankenhauses angegeben. Durch die Abweichungen der aufsummierten Einzelmessungen ergibt sich für den Lastgang dargestelltes Unsicherheitsband (hellrot) für die maximale Messabweichung sowie die dargestellte erwartete Abweichung.

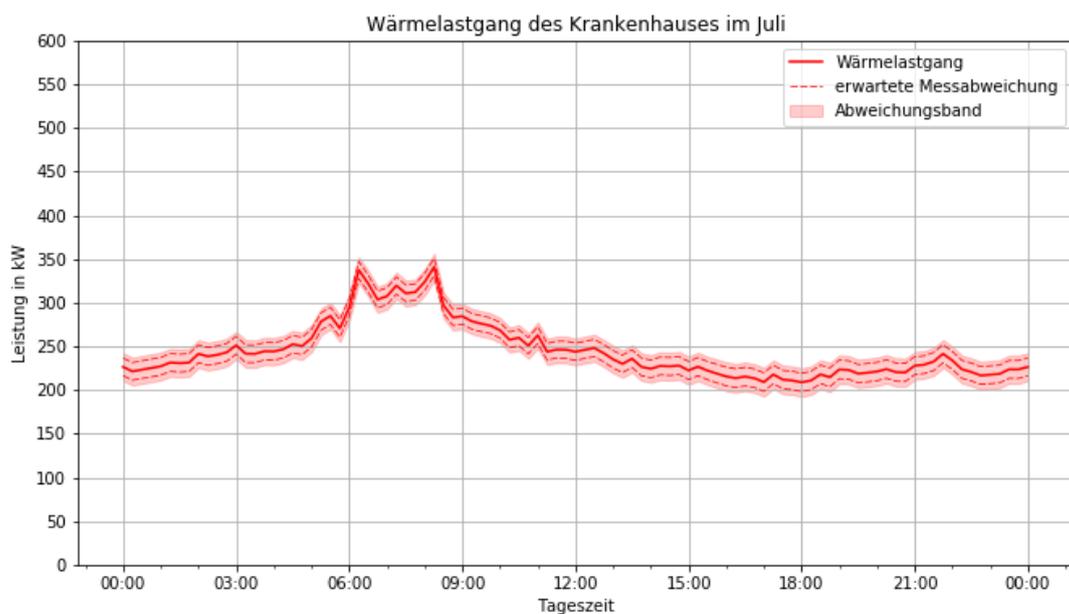
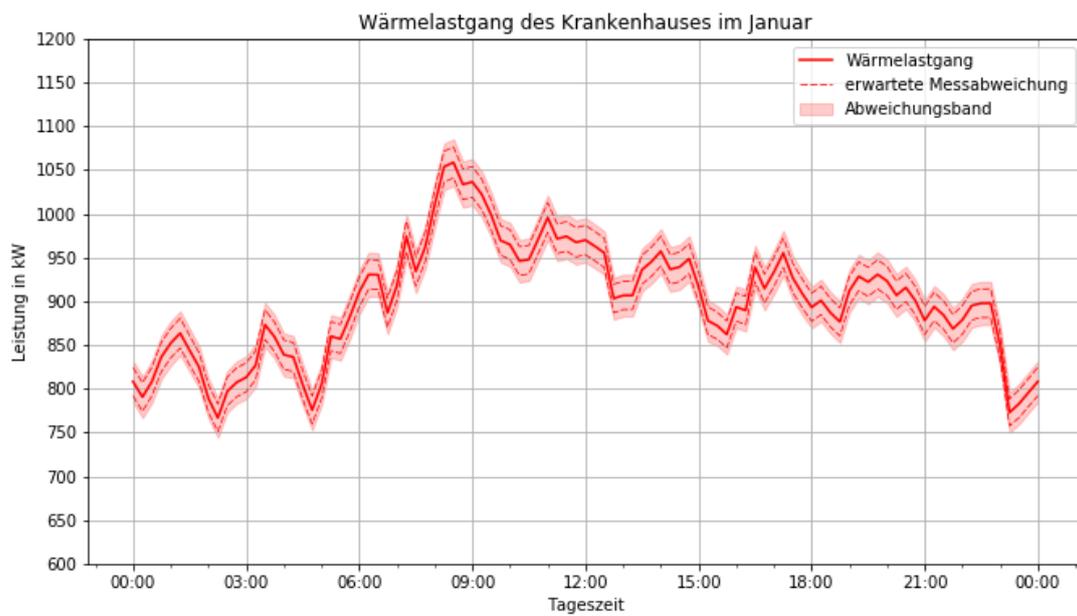


Abbildung 5-2: Gemessener Wärmelastgang mit maximaler und erwarteter Abweichung

5 Messungen

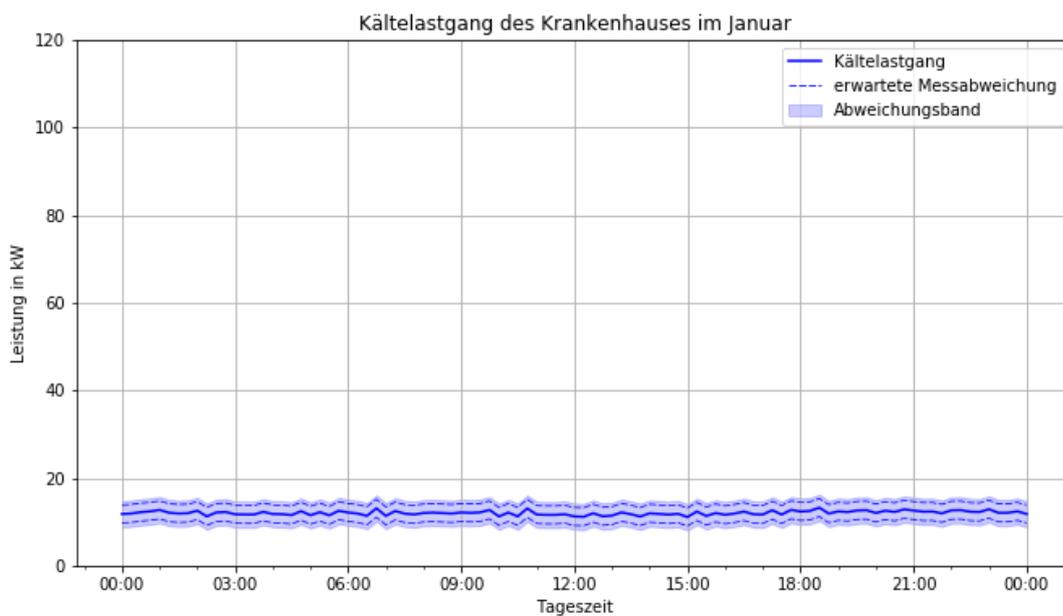
Die Messzeitreihe weicht insgesamt im Durchschnitt um $\pm 16,6$ kW bzw. $\pm 1,8\%$ im Januar, und um $\pm 9,9$ kW bzw. $\pm 4,1\%$ im Juli ab. Insgesamt ergibt sich für die Jahresmesszeitreihe eine erwartete Abweichung durch die Messgeräte von $\pm 14,4$ kW bzw. $\pm 2,9\%$.

Für die Nutzbarmachung als Lastgang für die Betriebsoptimierung wurde der Lastgang auf 15-min-Werte aggregiert und der Jahreslastgang insgesamt geglättet. Der als Input verwendete Lastgang wird in Kapitel 8.3 angegeben.

5.3.2 Kälte

Die Bereinigung der Messdaten der zentralen Kältemaschine erfolgt analog nach den beschriebenen Schritten im Bereich Wärme, da hier der gleiche Messgerätetyp verwendet wurde. Zur Berechnung der abgeführten Wärmemenge wird als Wärmeträgermedium nicht Wasser, sondern ein Wasser-Glykol-Gemisch (70/30) verwendet.

Durch die Aufbereitungsschritte kann ein typischer Sommer-, wie Winterlastgang des Krankenhauses angegeben werden. Diese sind durch Abbildung 5-3 gegeben. Durch die Messabweichung ergibt sich für den Kältelastgang ein dargestelltes Abweichungsband (hellblau) für die maximale Messabweichung sowie die dargestellte erwartete Abweichung.



5 Messungen

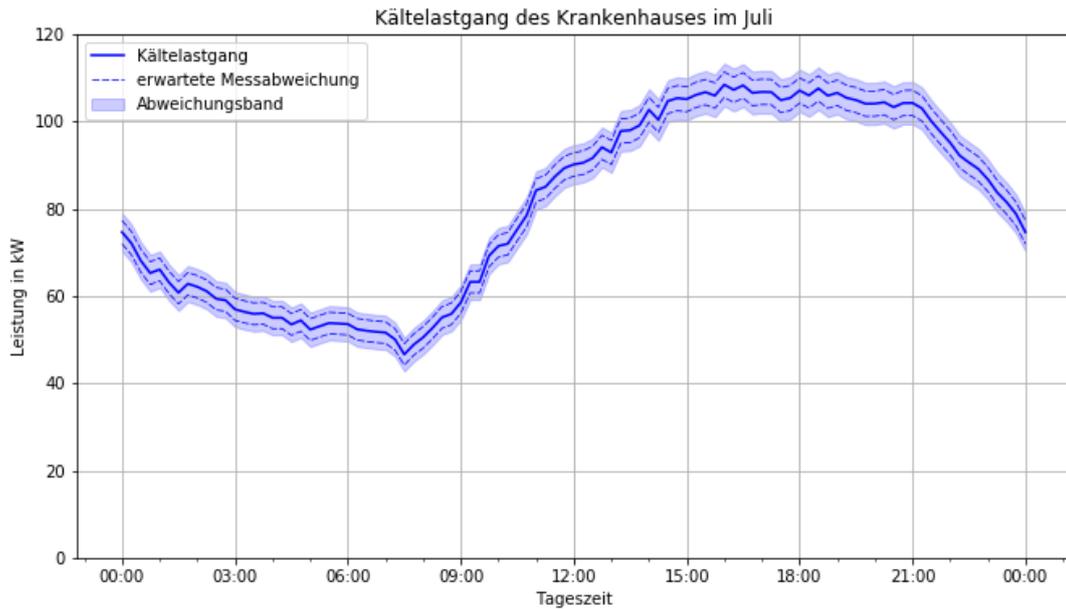


Abbildung 5-3: Gemessener Kältelastgang mit maximaler und erwarteter Abweichung

Die Messzeitreihe weist insgesamt im Durchschnitt um $\pm 2,0$ kW bzw. $\pm 17,0\%$ im Januar, und um $\pm 2,9$ kW bzw. $\pm 3,6\%$ im Juli ab. Die hohe relative Abweichung im Januar lässt sich durch den geringen Kältebedarf und der damit verbundenen geringen Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf erklären. Dadurch wird der resultierende Kältemenge durch geringe Änderung der Temperaturwerte stark beeinflusst. Dies spiegelt sich in der relativen Abweichung im Januar wider. Insgesamt ergibt sich für die gesamte Jahresmesszeitreihe eine erwartete Abweichung durch die Messgeräte von $\pm 2,8$ kW bzw. $\pm 7,2\%$.

Für die Nutzbarmachung als Lastgang für die Betriebsoptimierung wurde der Lastgang auf 15-min-Werte aggregiert und der Jahreslastgang insgesamt geglättet. Der verwendete Lastgang wird in Kapitel 8.3 angegeben.

5.3.3 Strom

Die Bereinigung der Strommengenmessungen der Abteilungen und Funktionsbereiche bedarf aufgrund seltener Messfehler wenige Schritte. Die Daten wurden nach Wertebereich überprüft und Phasenzuordnung überprüft. Bei falscher Phasenzuordnung wurde die Messung mit anderer Anordnung der Messschlaufen (Stromstärke) und -fühler (Spannung) wiederholt. Die Werte liegen in minütlicher Auflösung vor und wurden auf 15 min aggregiert.

Um abzuschätzen, ob alle relevanten Abteilungen und Funktionsbereiche vermessen wurden, werden die Einzelmessungen zu einem Wochenlastgang aufsummiert und mit den vorliegenden Gesamtlastgangdaten für Sommer und Winter verglichen. Die vorliegenden Wochenlastgänge werden dabei wiederum zu einem Tageslastgang gemittelt. Dabei untersteht der Lastgang die Annahme, dass nahezu alle gemessenen Verbräuche jahreszeitenunabhängig sind. Eine Ausnahme bildet der elektrische Lastgang für die Kältebereitstellung, bei dem eine saisonale Unterscheidung vorgenommen wird. Der

5 Messungen

gemessene Lastgang wird mit dem vorliegenden Krankenhauslastgang in Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 gegenübergestellt.

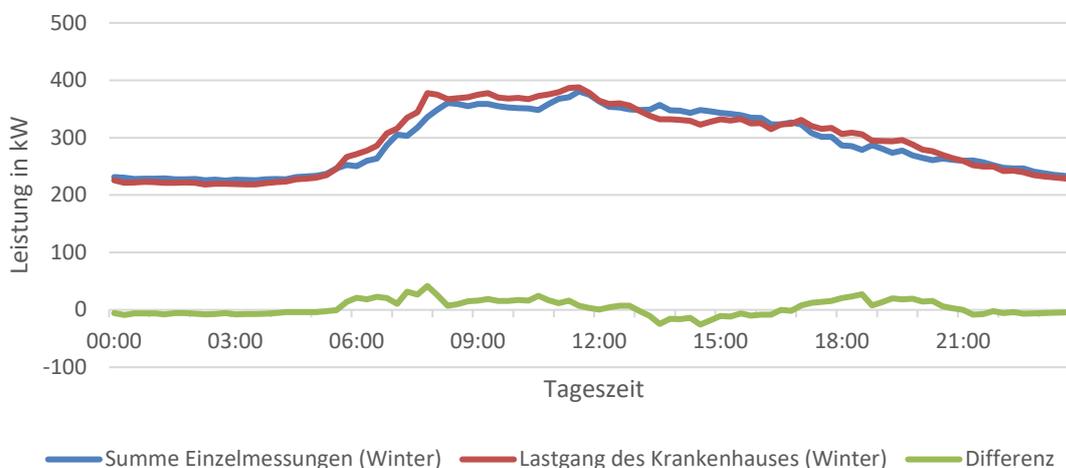


Abbildung 5-4: Gemessener Stromlastgang aus Einzelmessungen gegenüber gegebenen Stromlastgang (Januar)

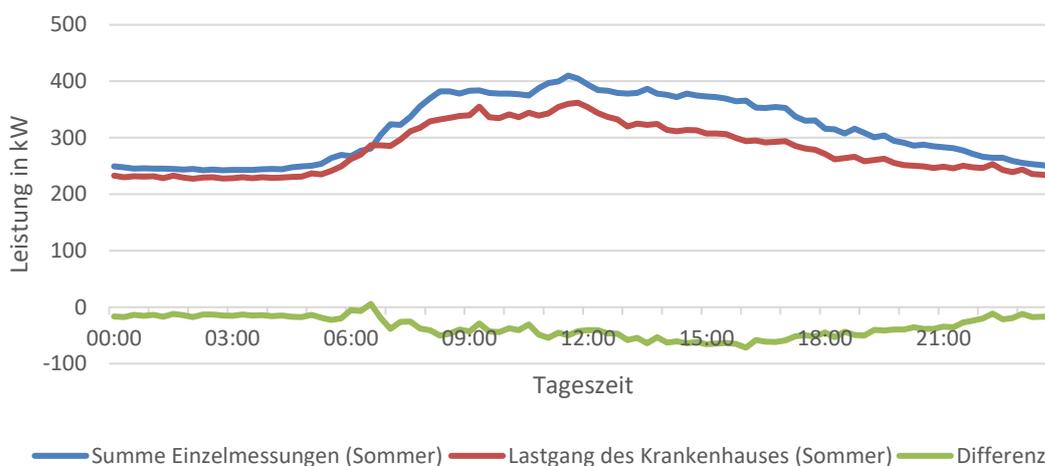


Abbildung 5-5: Gemessener Stromlastgang aus Einzelmessungen gegenüber gegebenen Stromlastgang (Juli)

Die Differenz der Lastgänge ist im Winter geringer als im Sommer. Die Summe der Einzellastgänge liegt im Sommer sogar etwas über den vorliegenden Gesamtlastgang. Die Differenz folgt aus der getroffenen Annahme, dass die Funktionsbereiche jahreszeitenunabhängig betrieben werden. Dennoch wurde durch die Vermessung nahezu aller Bereiche in 45 Einzelmessungen im Krankenhaus sichergestellt, dass sich nahezu der gesamte Stromverbrauch des Krankenhauses erklären lässt. Die Verteilung des Strombedarfs auf die Krankenhausbereiche ist durch die mittleren Tageslastgänge in Abbildung 5-6 und Abbildung 5-7 gegeben.

5 Messungen

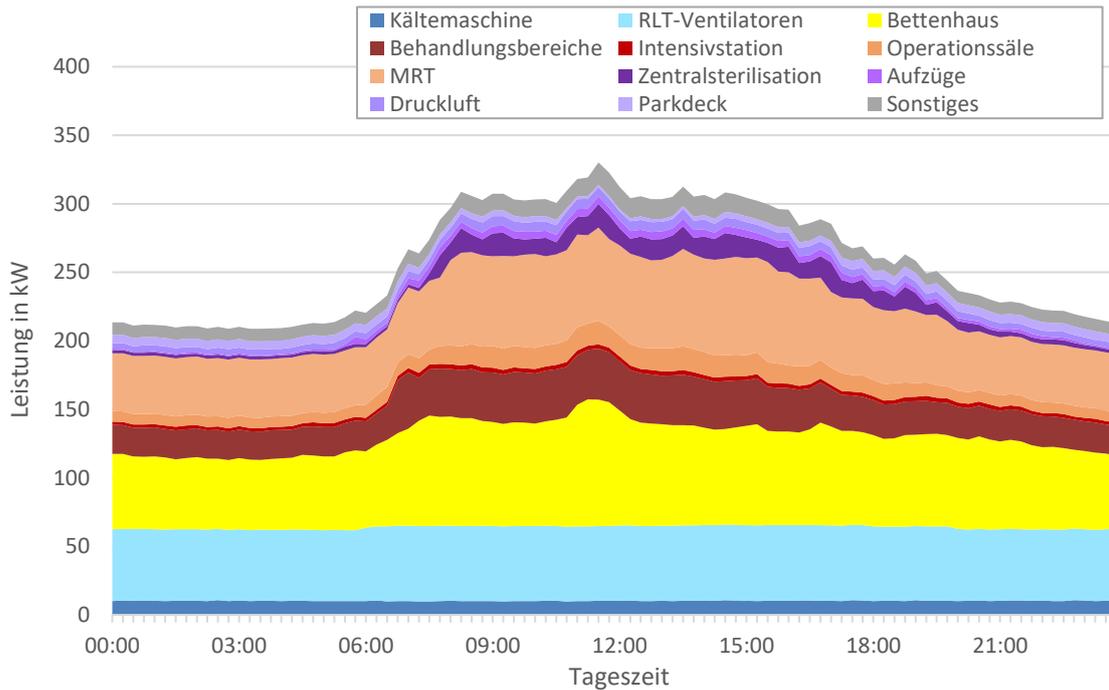


Abbildung 5-6: Gemessener Stromlastgang nach Funktionsbereichen im Winter

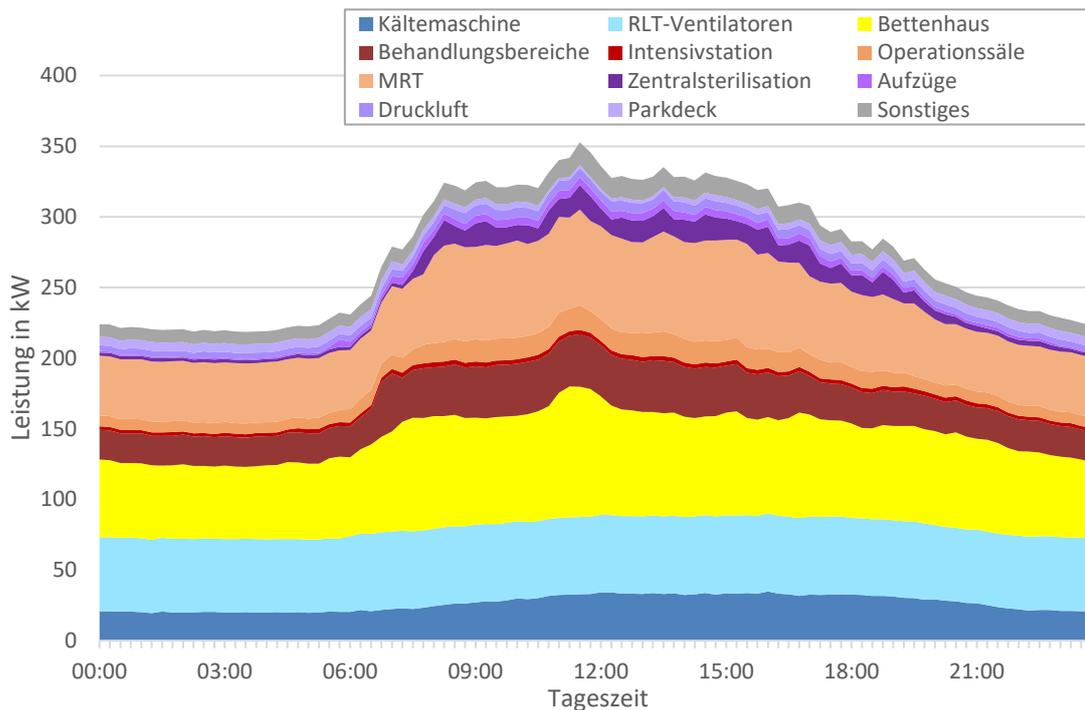


Abbildung 5-7: Gemessener Stromlastgang nach Funktionsbereichen im Sommer

Der Anteil der Bereiche am Jahresstromverbrauch wird in Tabelle 5-3 angegeben. Insgesamt lassen sich die größten elektrischen Verbraucher bei den Bettenstationen, RLT-Anlagen und der Großgeräte der Radiologie (MRT) identifizieren.

5 Messungen

Tabelle 5-3: Anteil der Bereiche am Gesamtstromverbrauch

Bereich	Anteil am Gesamtstromverbrauch
Bettenhaus	21,6%
RLT-Ventilatoren	17,5%
MRT	17,4%
Behandlungsbereiche	15,9%
Kältemaschine zentral	6,0%
Nebengebäude	3,9%
Operationssäle	3,7%
Sonstiges	3,5%
Zentralsterilisation	2,8%
Notkühlsystem	2,3%
Druckluft	1,7%
Parkdeck	1,6%
Aufzüge	1,1%
Intensivstation	1,0%

Mittels der angegebenen Abweichung der Strommessgeräte lässt sich eine Gesamtabweichung des Stromlastgangs aus den Einzelmessungen bestimmen. Diese liegt im Sommer im Schnitt bei ± 1.85 kW bzw. $\pm 0.55\%$ und im Winter bei ± 1.67 kW bzw. $\pm 0.52\%$. Damit weist die Strommengenmessung eine wesentlich geringere Abweichung gegenüber den Wärme- und Kältemengenmessungen auf.

Für die Verwendung in der Modellierung und zur Ermittlung von Effizienzpotenzialen in Kapitel 6 werden die Einzelmessungen sowie der Gesamtlastgang weiterverwendet.

5.4 Erfahrungen zu den durchgeführten Messungen

Aus dem Messzeitraum von über zwei Jahren wurden wertvolle Erfahrungen gewonnen, welche im Folgenden erläutert werden. Für Monitoring-Projekte, bei denen eine lange Messperiode geplant sind, ist eine ausreichend lange Einlaufphase essenziell. Diese sollte mindestens sechs Monate betragen, in denen die Messgeräte erprobt werden können und Fehlerwerte der Messgeräte entdeckt und behoben werden. Zudem ist bei dem Einbau von Messgeräten für ein Energiesystem darauf zu achten, nach Möglichkeit Redundanzen ($n+1$) einzubauen. $n+1$ bedeutet am Beispiel der Wärmeversorgung im Krankenhaus, dass die Anlagen selbst und zusätzlich der gesamte Wärmelastgang zu erfassen sind. Damit lässt sich der Wärmelastgang einerseits aus den einzelnen Anlagenlastgängen errechnen und andererseits direkt aus dem zusätzlichen Messgerät entnommen werden. Durch dieses Vorgehen können Messausfälle eines Gerätes aufgefangen werden. Zudem lassen sich damit die Messabweichungen der Geräte besser abschätzen und Messfehler einzelner

5 Messungen

Geräte besser identifizieren. Eine redundante Messung war im Rahmen des Projektes aufgrund der räumlichen Situation nicht möglich.

Eine weitere Strategie zur Verringerung von Messlücken ist die Früherkennung, um im Messgeräteausfall zumindest schnell reagieren zu können. Die Lösung hierzu bietet ein Live-Monitoring der mobilen Wärmemengengeräte. Durch die Abfrage der Messwerte durch ein Modbus TCP-Protokoll und Übermittlung der Daten an eine Influx-Datenbank bei Fraunhofer UMSICHT, konnten die Messdaten in Echtzeit untersucht und bei Auffälligkeiten besser reagiert werden. Vor der Einrichtung eines solchen Systems muss der mobile Empfang am Messort getestet werden. Nicht selten sind Wärmemengenmessgeräte an schwer zugänglichen Stellen in Keller angebracht, wo der Mobilfunkempfang schlecht ist und dadurch Kabel zum Standort des Gateways mit gutem Mobilfunkempfang gelegt werden müssen.

Im Gegensatz zu Langzeitmessungen von über ein Jahr bedürfen Kurzzeitmessungen von einigen Wochen insgesamt einen geringen Aufwand und können bei Misserfolg wiederholt werden. Allerdings ist auch hier die Einrichtung eines Live-Monitorings zu bevorzugen, um auf Messfehler oder Messausfälle schnell reagieren zu können und Messungen nicht unnötig wiederholen zu müssen.

Insgesamt erweist sich das Live-Monitoring nicht nur zur Früherkennung von Messausfällen als nützlich, da die Messdaten nicht mehr manuell ausgelesen werden müssen und mit geringem personellem Aufwand direkt aus der Datenbank heruntergeladen werden können.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Gängige Ansätze für die Planung von Gebäuden bzw. deren Gebäudetechnik beruhen meist auf statischen Berechnungsmethoden und Auslegungsszenarien. Aufgrund der steigenden Anforderungen in Bezug auf die Eigenschaften von Gebäuden werden jedoch zudem vermehrt dynamische Simulationsverfahren eingesetzt. Ziel ist es, das Gebäudeverhalten besser verstehen und abbilden zu können. Vor allem in der Forschung ist die dynamische Gebäudesimulation ein wesentliches Werkzeug, um z. B. Wechselwirkungen einzelner Vorgänge abbilden und analysieren zu können. Ein vollständiges Modell dient als virtueller Teststand, mit welchem sich Energieeinsparmöglichkeiten, beispielsweise der Austausch veralteter Anlagentechnologie oder eine Erneuerung der Gebäudehülle, berechnen lassen [Costa–2009]. Durch einfache Parameteränderungen oder den Austausch von Komponenten kann so untersucht werden, welche Auswirkungen die jeweiligen Maßnahmen haben. Anschließend können verschiedene Maßnahmen einander gegenübergestellt und unter weiteren Aspekten wie z. B. Kosten, Komfort oder Reduktion der Treibhausgas-Emissionen, miteinander verglichen werden [Maderspacher–2017].

Um einen solchen virtuellen Teststand zu erzeugen, wird das Evangelische Krankenhaus Hattingen, so detailliert wie unter Berücksichtigung der mit steigender Komplexität zunehmenden Rechenzeit möglich, modelliert. Dies soll zum einen ein Verständnis der Zusammensetzung von Strom- und Wärmeverbrauch erlauben, aber auch ermöglichen, Einsparmaßnahmen zu identifizieren und zu quantifizieren.

In diesem Kapitel wird dazu zunächst die verwendete Modellierungssprache sowie die zugehörige Simulationsumgebung vorgestellt. Im Anschluss wird der vorgenommene Simulationsaufbau erläutert, gefolgt der Vorstellung der Simulationsergebnisse. Abgeschlossen wird das Kapitel durch die Vorstellung ausgewählter Einsparmaßnahmen. Diese dienen als Anhaltspunkt und fungieren zudem als Indikatoren, um die Gesamtsituation im Krankenhaus besser verstehen zu können

6.1 Verwendete Modellierungssprache Modelica und Modellierungsprinzipien

Modelica ist eine objektorientierte, gleichungsbasierte Modellierungssprache, in der komplexe physikalische Systeme modelliert werden können. Entwickelt wurde Modelica von der Modelica Association im Jahr 1996. Modelica ist ein frei verfügbarer Sprachstandard, der stetig weiterentwickelt wird. [Otter–2001] Eine Besonderheit dieser Programmiersprache ist es, dass Systeme über mathematische Gleichungen und nicht durch Algorithmen beschrieben werden.

Weitere Vorteile der Objektorientierung sind die Wiederverwendbarkeit des Codes in neuen Klassen, die Vererbung von Eigenschaften an Unterklassen und damit eine einfache Erweiterbarkeit bestehenden Codes und eine gute Lesbarkeit des Programmcodes. [Tegethoff–2007]

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Grundlegende Modelle für eine Vielzahl von Anwendungen finden sich in der Modelica-Standardbibliothek. Viele weitere kommerzielle oder frei verfügbare Bibliotheken bieten Modelle für verschiedene Anwendungsbereiche.

Die in dieser Arbeit verwendete Modellbibliothek wurde im Forschungsvorhaben „Hospital Engineering“ entwickelt. [Hagemeier–2017] Darin enthalten sind grundlegende Bausteine zur mathematischen Modellierung von Energieverbrauch und Energieversorgung in einem Gebäude. Ein Fokus dieser Bibliothek liegt auf der Definition unterschiedlicher Raumlastprofile, aus denen die Verbraucherseite modular aufgebaut werden kann [Hagemeier–2018a]. Die Simulation erfolgt rein energetisch, indem aufgrund der komplexen Gebäudestruktur eines Krankenhauses auf eine detaillierte hydraulische Abbildung von Lüftungskanälen, Heizkörpern, Wärme-/Kälteerzeugern und Speichern verzichtet wurde. Diese würde zu hohen Rechenzeiten sowie zu Schwierigkeiten bei der Initialisierung führen. In den definierten Modellen werden stattdessen in den Zonen benötigte Wärme- bzw. Kältemengen von der Anlagentechnik bereitgestellt. Über Faktoren werden jeweilige Verteilverluste berücksichtigt. Mit der erstellten Bibliothek können sowohl die Verbraucherseite (thermische Zonen, in die sowohl die Abwärme durch innere Lasten als auch die Wärmeübertragung von der und zur Umgebung eingehen) als auch technische Anlagen (Wärmeversorgung, Kältemaschinen, raumluftechnische Anlagen) modelliert werden. [Hagemeier–2018a]

Um den generierten Code anwenden zu können, wird eine Simulationsumgebung benötigt. Die meistverbreitete Umgebung, die auch in dieser Arbeit Einsatz fand, ist Dymola (Dynamic Modeling Laboratory), die in der Version 2019 verwendet wurde. Dymola bietet entsprechende Solver sowie eine grafische Oberfläche zur Modellierung von Systemen an.

6.2 Modellaufbau

Im Modell wird jede Etage in einem Untermodell abgebildet. Dieses setzt sich aus Modellen für einzelne thermische Zonen zusammen, wobei jeweils mehrere Räume je nach Lage, Nutzung und Konditionierung zu einer Zone zusammengefasst wurden. Etagen, die aufgrund gleicher Funktionen einen gleichen Aufbau aufweisen, werden nur einmal im Modell eingefügt und über den Parameter $n_sections$ einer jeweiligen Etage multipliziert. Dies führt zu einer Verringerung der benötigten Rechenzeit sowie der Komplexität des Modells. Gleichzeitig ist die Abweichung der Simulationsergebnisse dieser Vereinfachung zu den Ergebnissen bei der Modellierung der einzelnen Etagen aufgrund gleicher innerer Lasten zu vernachlässigen. Den jeweiligen Zonen werden im Modell anschließend Parameter zugewiesen, beispielsweise Gebäudedaten, Daten zur Raumkonditionierung, Wetterdaten, innere Lasten sowie Anlagenparameter. Die resultierenden Ergebnisse bilden den Wärme-, Kälte-, sowie den Strombedarf im Krankenhaus ab (vergleiche Abbildung 6-1).

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

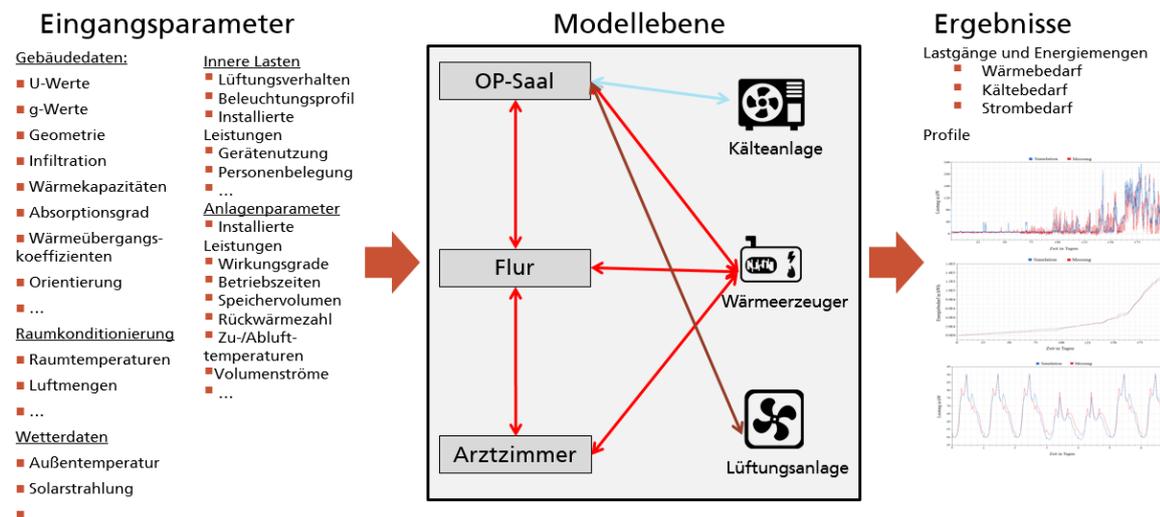


Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des Modellaufbaus

Ein wichtiger erster Schritt der Modellierung bestand damit in der Zonierung, der Einteilung der Krankenhausflächen in thermische Zonen. Eine thermische Zone beschreibt dabei ein Luftvolumen mit einheitlicher Temperatur, das durch Wärmeübertragungsflächen begrenzt wird. [U.S. Department of Energy–2013] Zwischen den Zonen findet ein Wärmeaustausch statt, aufgrund von Wärmeleitung über die physikalischen Zonengrenzen durch unterschiedliche Temperaturniveaus benachbarter Zonen sowie aufgrund von Luftaustausch verursacht durch Turbulenzen, Temperaturunterschiede, Bewegungen von Personen oder Druckunterschiede durch mechanische Belüftung. [Foord–1975] Die Zonierung ist ausschlaggebend für die Genauigkeit eines Modells. Eine detaillierte Zonierung ist mit einem hohen Arbeitsaufwand sowie einer entsprechenden Rechenzeit gekoppelt. Gleichzeitig sind Ein-Zonen-Modelle zu ungenau, da sich aufgrund der Komplexität von Krankenhäusern Heiz- und Kühllasten in unterschiedlichen Gebäudeteilen aufheben würden. Ebenso würden solare Gewinne Auswirkungen auf die gesamte Gebäudeluft haben und nicht nur auf außenliegende Zonen. [O'Brien–2011] Daher muss abgewogen werden, welche Zonierung für das Ziel der Bestimmung der jährlichen Energieverbräuche unter Berücksichtigung der inneren Lasten einer Zone angemessen ist.

Üblicherweise erfolgt die Unterteilung der Räume nach Himmelsrichtungen sowie in eine Zone für innenliegende Räume. Weitere Kriterien für eine Einteilung in unterschiedliche Zonen sind unterschiedliche innere Lasten durch Beleuchtung, Geräte und Personen, Anzahl und Orientierung der Außenwände, verschiedene Versorgungsanlage und Regelungen sowie der Verglasungsanteil von Außenflächen. [Raftery–2011] (DIN 18599-1:2011-12)

Der für Krankenhäuser angemessene Detaillierungsgrad der Zonierung wurde in [Hagemeier–2018a] untersucht, indem verschiedene Zonierungsstrategien auf unterschiedliche Bereiche eines Krankenhauses angewendet und die Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse analysiert wurden. Den Empfehlungen dieser Arbeit folgend, findet eine grundsätzliche Zonierung nach den Himmelsrichtungen Anwendung. Räume, die hohe innere Lasten aufweisen, beispielsweise spezielle Behandlungsräume, werden zusätzlich einzeln modelliert. Auch Räume, die eine mechanische Belüftung oder eine Klimatisierung besitzen, werden einzeln abgebildet. Räume mit ähnlichen Lasten werden hingegen

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

zusammengefasst. Diese müssen dabei nicht physikalisch zusammenhängen. In Abbildung 6-2 wird die vorgenommene Zonierung am Beispiel einer Wahlleistungsstation gezeigt. Hier werden 34 Räume sowie der anliegende Flur zu 10 Zonen zusammengefasst.

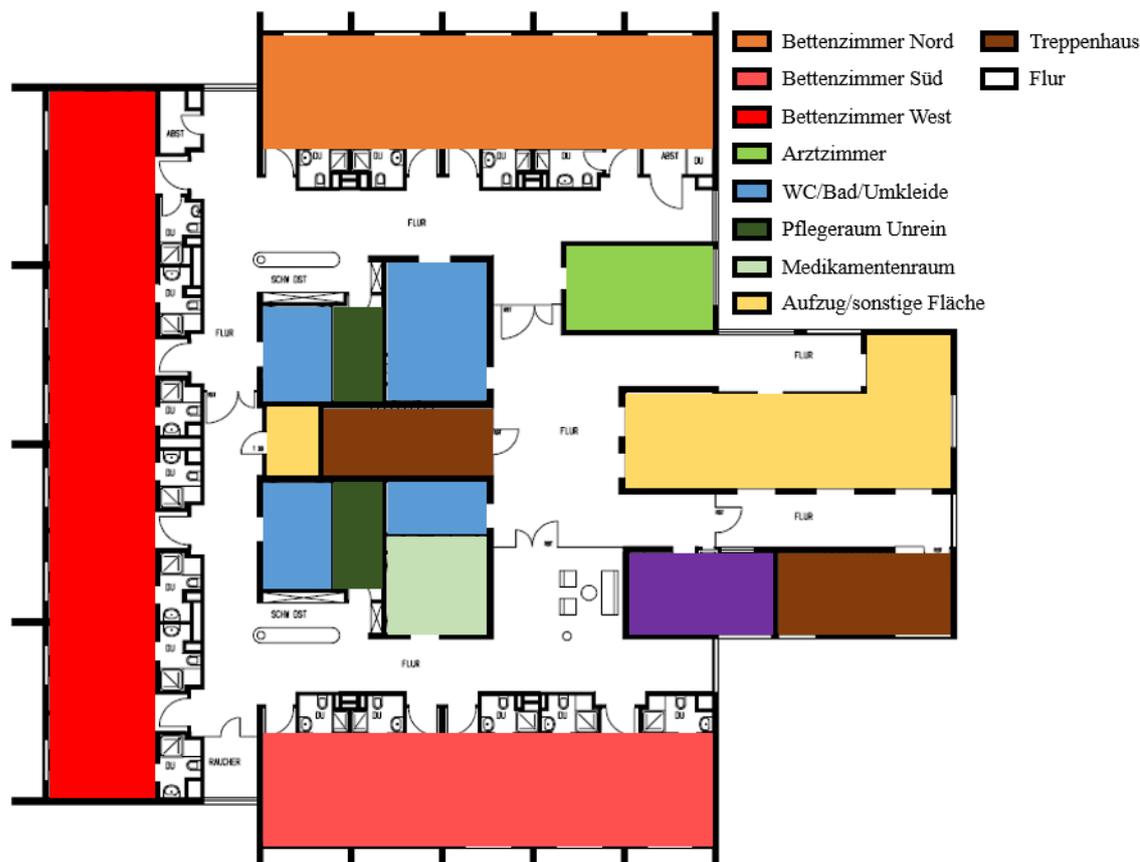


Abbildung 6-2: Zonierung am Beispiel der Ebene 12

6.3 Eingangsparameter

Zu den relevanten Eingangsparametern für das Gebäudemodell gehören Geometriedaten, Luftwechselraten, Wärmedurchgangskoeffizienten von Wänden und Fenstern sowie Wärmedurchlässigkeiten der Fenster. Weiterhin werden für jede Zone Anwesenheitsprofile sowie Stromverbrauchsprofile gesetzt, über die die elektrischen und Wärmelasten einer jede Zone bestimmt wird. Auch die Anlagentechnik wird parametrisiert.

6.3.1 Gebäudedaten

Die verwendeten Geometriedaten wie Außen- sowie Innenwandlängen, wurden den zur Verfügung stehenden Raumplänen entnommen. Weitere Geometriedaten wie Raumhöhe, sowie Fensterflächen wurden bei einer Gebäudebegehung vermessen. Die für das Modell notwendigen Außen- sowie Innenwandflächen ergeben sich anschließend aus der Multiplikation mit den aus den Raumplänen entnommenen Wandlängen sowie der vermessenen Wandhöhe.

Da keine genauen Daten zu den jeweiligen Baumaterialien vorhanden sind, können die U-Werte lediglich anhand ihres Baualters abgeschätzt werden. Dazu wird auf die vorliegende

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Literatur zurückgegriffen, in der U-Werte entsprechend der Baualtersklasse und der Gebäudetypologie angegeben werden (siehe Abbildung 6-3).

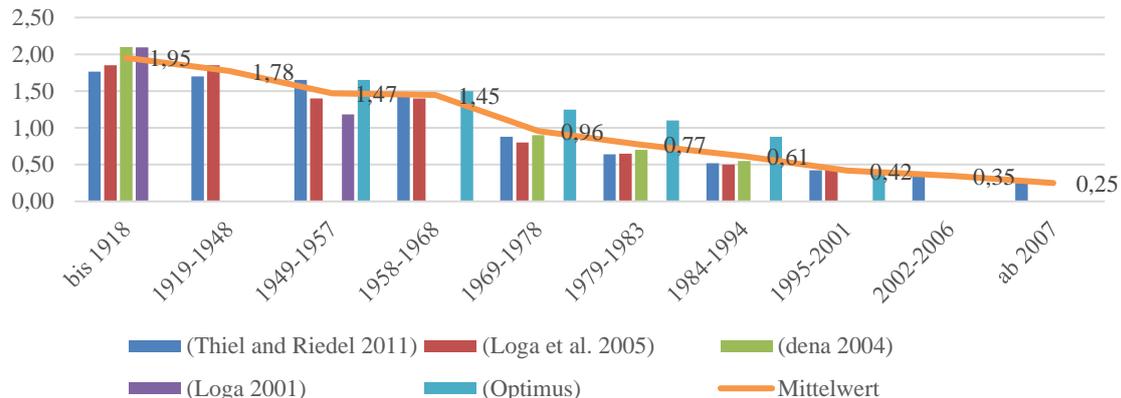


Abbildung 6-3: U-Werte von Außen- und Innenwand nach dem Baualter [Deutsche Energie-Agentur GmbH-2004; Loga-2001; Loga-2005; OPTIMUS-2005; Thiel-2011]

Für das in den Jahren 1963–1967 erbaute Krankenhaus werden im Modell die Mittelwerte für die Jahre 1958–1968 verwendet. Aufgrund der Gebäudetopologie wird angenommen, dass für die Innenwände der gleiche Wandtyp gilt wie für die Außenwände.

Die Fenster werden in zwei Kategorien unterteilt, da in den 1980er-Jahren ein Austausch der Fenster vorgenommen wurde (ausgenommen Nordseite).

- *Fenster aus den 1960er-Jahren (Bereich Nord):* Aluminium-Fenster/zweifach verglast/nicht thermisch getrennt: U-Wert: 4,3; g-Wert: 0,76
- *Fenster aus den 1980er-Jahren (Bereich Süd/Ost/West):* Aluminium-Fenster/zweifach verglast/thermisch getrennt: U-Wert 2,55; g-Wert: 0,7

(Mittelwerte aus [Loga-2001; Loga-2005])

Unter der Luftwechselrate n wird der Austausch von Raumluft gegen Außenluft verstanden. Der Luftwechsel setzt sich aus dem natürlichen Luftwechsel n_{nat} durch Fensterlüftung, dem mechanischen Luftwechsel n_{mech} , sowie dem Luftwechsel durch Infiltration n_{inf} zusammen.

$$n = n_{inf} + n_{mech} + n_{nat} \quad (6-1)$$

Der mechanische Luftwechsel beschreibt dabei den Luftvolumenstrom, der stündlich durch eine RLT-Anlage dem Raum zu- oder abgeführt wird. Die mechanische Luftwechselrate wird durch die RLT-Anlage hervorgerufen. Der natürliche Luftwechsel n_{nat} beschreibt den Luftvolumenstrom durch geöffnete Fenster, wobei dieser abhängig vom jeweiligen Nutzerverhalten ist. Der Luftwechsel durch Infiltration n_{inf} entspricht dem druckabhängigen, natürlichen Luftvolumenstrom durch Undichtigkeiten in der Gebäudehülle.

Der mechanische Luftwechsel wird in mechanisch belüfteten Räumen direkt in Form des durch die raumluftechnische Anlage zu- oder abgeführten Volumenstroms, der den Lüftungsplänen entnommen wurde, parametrisiert.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Der Luftaustausch durch Infiltration wird im Modell als Luftvolumenstrom pro Außenwandfläche modelliert. Hier wird ein Wert von 0,8 (m³/h)/m² für alle Räume verwendet. Dazu addiert sich die der Luftaustausch n_{nat} durch die Fensteröffnung. Dieser wird im Modell nach [Hagemeier–2018a] durch die von der Außentemperatur T_a abhängige Funktion

$$n_{nat} = \frac{\exp(a + bT_a)}{1 + \exp(a + bT_a)} \quad (6-2)$$

beschrieben, wobei a und b einem Faktor für außentemperaturabhängige Luftwechsel entsprechen. Die Faktoren a sowie b variieren dabei für die verschiedenen Raumtypen (vgl. Abbildung 6-4).

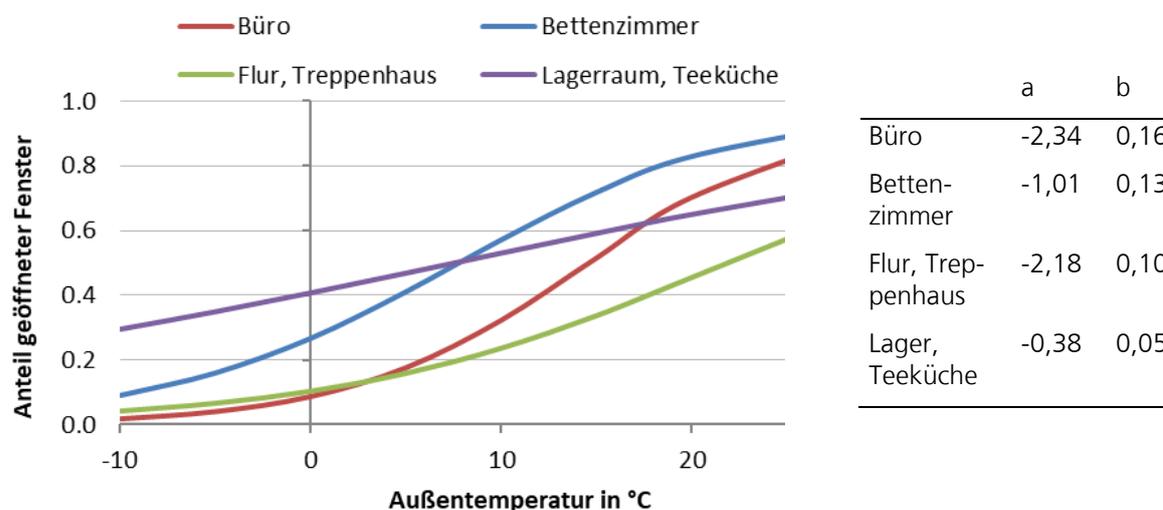


Abbildung 6-4: Nutzerabhängige Infiltration nach Raumtypen [Hagemeier–2018a]

6.3.2 Raumnutzungsprofile

Für jede Zone ist jeweils ein stündliches Profil für Beleuchtung, sonstige elektrische Kleingeräte und die Anzahl an anwesenden Personen hinterlegt. Die Abwärme der Beleuchtung, Geräte und Personen geht in die thermische Bilanz des Raumes ein, die die nötige Wärme- und Kälteleistung beeinflusst. Der elektrische Verbrauch von Beleuchtung und Geräten wird als elektrisches Verbrauchsprofil erfasst.

Beleuchtung

Ein nicht unerheblicher Anteil des Energieverbrauches in Krankenhäusern geht auf die Beleuchtung zurück. Im Modell wird die gesamte elektrische Leistung der Beleuchtung dem Raum als Verlustleistung in Form von Wärme zugeführt.

Die Zeitreihe der Beleuchtungsleistung setzt sich zusammen aus der installierten elektrischen Leistung pro Zone sowie einem Profil des Anteils der eingeschalteten Beleuchtung. Zur Ermittlung der installierten Beleuchtungsleistung wurden verschiedene Raumtypen begangen und es wurde die Anzahl, die Art und, falls vorhanden, die Anschlussleistung der

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Beleuchtung festgestellt. Grundsätzlich wird von einer installierten Leistung von 6 W/m² ausgegangen. Zusätzlich wurden vor Ort Befragungen zu Nutzerverhalten und Regelung durchgeführt.

Die Profile der Beleuchtungsnutzung wurden für verschiedene Krankenhaus-Raumtypen in einem Vorgängerprojekt erhoben [Hagemeier–2017] und sind im Modell hinterlegt.

Elektrische Geräte

Für Zonennutzungen, die häufig im Krankenhaus vorkommen, sind im Modell elektrische Verbrauchsprofile hinterlegt. Dies betrifft insbesondere die Räume auf den Pflegestationen (z. B. Bettzimmer, Behandlungsräume, Teeküchen, etc.). Für die Generierung dieser elektrischen Lastprofile wurden umfangreiche Energiemengenmessungen in Krankenhäusern durchgeführt. Dafür wurden zum einen zwei Krankenhäuser in Essen in einem Vorgängerprojekt vermessen. Zum anderen wurden verschiedene Messungen im Krankenhaus Hattingen direkt vorgenommen. Aufgrund der analogen Tagesabläufe in Krankenhäusern konnte ein Teil der Messungen der Vorgängerprojekte auf das Krankenhaus Hattingen angewendet werden. Die Erzeugung der Geräteprofile aus den Messungen wird in [Hagemeier–2018b] erläutert.

Für medizinische Großgeräte, die nicht mehrfach im Krankenhaus vorkommen sowie für spezielle Behandlungsräume und Behandlungsstationen oder OP-Säle, die aufgrund von Hygieneanforderungen oder aus Gründen der Privatsphäre nicht begangen werden konnten, liegen keine Leistungsprofile vor. Die gemessenen Leistungsprofile der medizinischen Großgeräte (z. B. Kernspintomograph) wurden daher direkt an das Modell übergeben.

Andere spezielle Stationen, beispielsweise die Röntgenabteilung, könnten lediglich als komplette Abteilung in der Niederspannungshauptverteilung vermessen werden. Dies macht es schwer, die inneren Lasten gezielt den Räumlichkeiten zuzuordnen. Aus diesem Grund wurden bekannte Lasten wie Beleuchtung und Raumprofile von bekannten, stationenzugehörigen Räumen, beispielsweise einem Bettzimmer, von der gemessenen Leistung subtrahiert. Die verbleibende Summe wurde anschließend auf eine Leistung pro Fläche umgerechnet. Diese übrig gebliebene Leistung kann anschließend den verbliebenen Räumlichkeiten zugeordnet werden. Über die Multiplikation mit der Raumfläche ergibt sich so das notwendige Raumprofil von beispielsweise einem CT oder anderen medizinischen Großgeräten, die nicht direkt vermessen werden konnten.

Nicht begehbare Stationen, wie die Intensivstation, wurden ebenfalls über die komplette Stationsversorgung vermessen. Da keine bekannten Raumprofile dieser Station vorliegen, können lediglich die durchschnittlichen Leistungen pro Fläche gleichmäßig auf die Zonen verteilt werden. Ähnliches gilt für OP-Säle, in denen ebenfalls nur die gesamte Station vermessen werden konnte, aber keine genaue Zuordnung erfolgen kann.

Personen

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Ein Teil der inneren Lasten wird durch die vom Körper abgegebene Wärmestrahlung verursacht. Die Wärmeleistung variiert dabei je nach Kleidung und Aktivitätsgrad. Im Modell wird von einer mittleren Wärmeabgabe von etwa 100 W pro Person ausgegangen.

Die abgegebene Wärmeleistung wird mit einem raumspezifischen Profil, ähnlich dem der Beleuchtung, multipliziert, um eine reale Raumnutzung abzubilden. Auch hier wird auf die raumtypenspezifischen Profile aus [Hagemeier–2017] zurückgegriffen.

6.3.3 Anlagendaten

Die Modellierung der Wärme- und der Kälteversorgungsanlagen sowie der RLT-Anlagen erfolgt mit den in der Modellbibliothek vorhandenen Komponenten.

Insgesamt wird das Krankenhaus durch fünf RLT-Anlagen versorgt, die die Operationssäle, die Intensivstation sowie die Aufstellungsräume leistungsintensiver Geräte (Kernspintomograph, Computertomograph) klimatisiert. Die Zu- und Abluftmengen sowie die Solltemperaturen wurden der technischen Dokumentation entnommen.

6.3.4 Wetterdaten

Zur Erfassung der Wetterdaten wurde eine Wetterstation auf dem Dach des ev. Krankenhauses Hattingen installiert. Gemessen wurden die Globalstrahlung, die Temperatur sowie die relative Feuchte. Aus der Globalstrahlung wird im Modell über eine empirische Beziehung die Direkt- und Diffusstrahlung berechnet.

Die gemessenen Wetterdaten werden für den Vergleich der Simulationsergebnisse mit den realen Messdaten im Rahmen der Modellkalibrierung verwendet. Für die Simulation von Einsparmaßnahmen wird hingegen auf ein Testreferenzjahr zurückgegriffen, um die Daten für ein typisches Jahr berechnen zu können.

6.4 Modellkalibrierung und Simulationsergebnisse

Nach der Modellerstellung mit den initialen Parametern wurden die Modellergebnisse mit den Messdaten für den Wärme-, Kälte- und Strombedarf des Krankenhauses verglichen. Anschließend wurden Änderungen an den Parametern vorgenommen, um die Modellergebnisse mit den Messergebnissen in Einklang zu bringen. Insbesondere der berechnete Wärmebedarf war im initialen Modell deutlich geringer als der gemessene Wärmebedarf. Angepasst wurden dabei insbesondere die mit großer Unsicherheit behafteten Parametern. Dazu gehören z. B. U-Werte von Gebäuden und Fenstern, zu denen keine Dokumentation vorhanden war, die Fensterflächen, die nicht alle vermessen wurden sowie die Infiltration. Die kalibrierten Modellergebnisse werden im Folgenden vorgestellt.

Wärmemengen

Für den Vergleich der Simulationsergebnisse stehen einerseits die selbst durchgeführten Messungen an der Energieversorgung zur Verfügung, andererseits durch das Krankenhauspersonal am Wärmemengenzähler abgelesene Tageswerte. Da zum Zeitpunkt der Durchführung der Kalibrierung noch keine vollständige Jahres-Zeitreihe der hochaufgelösten Messungen vorlagen, wurde für die Kalibrierung auf beide Messdatentypen zurückgegriffen.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

In Abbildung 6-5 sind die gemessenen und simulierten Tageswerte gegen die mittlere Tages-Außentemperatur aufgetragen. An kalten Tagen lässt sich eine gute Übereinstimmung der Modell- und Zählerwerte erkennen. An Tagen mit einer Außentemperatur zwischen 12 und 20°C ist eine Abweichung zu erkennen, indem im Modell der Wärmebedarf um etwa 2 kWh/d unterschätzt wird. Die Fehlerquelle für diese Abweichung konnte im Modell nicht gefunden werden. Da der Wärmebedarf an den für den Gesamtwärmebedarf ausschlaggebenderen Tagen gut wiedergegeben wird, wurde die Abweichung als nicht schwerwiegend in Bezug auf die Gesamtwärmemenge angesehen.

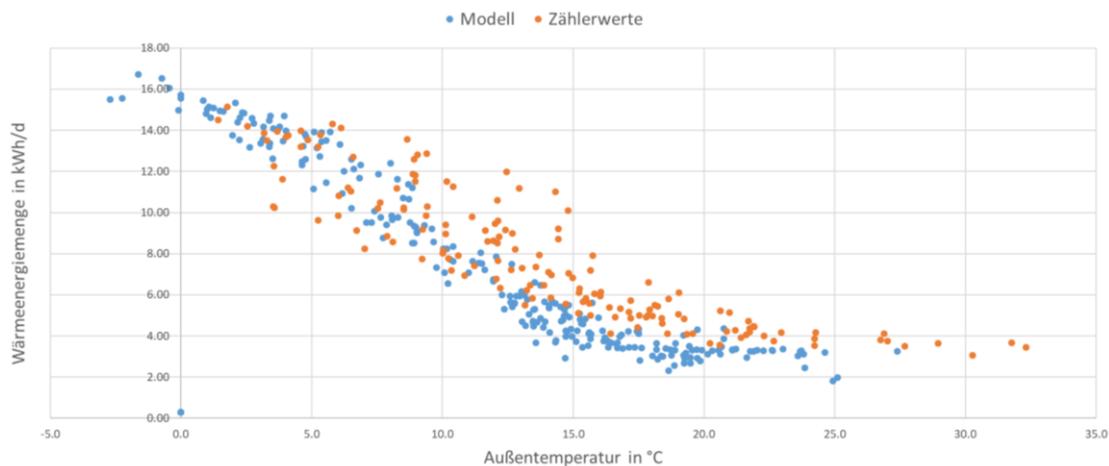


Abbildung 6-5: Gegenüberstellung gemessener und simulierter Tageswerte des Wärmebedarfs

Auch in Abbildung 6-6 lässt sich die gute Übereinstimmung des simulierten Wärmebedarfs während der Winterperiode sowohl im Verlauf als auch in der Höhe ablesen. In der Simulation treten kurze Lastspitzen auf, die sich in den Messdaten nicht wiederfinden, die jedoch insgesamt einen zu vernachlässigenden Einfluss auf die Energiemengen haben.

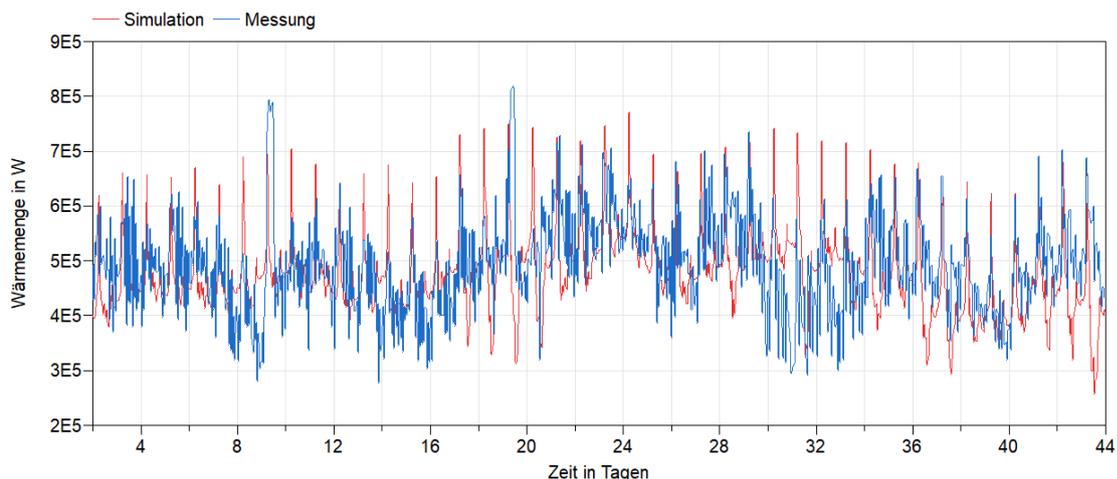


Abbildung 6-6: Vergleich des simulierten und gemessenen Verlaufs der Wärmeleistung während eines Monats in der Heizperiode.

Kältemengen

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Neben der Betrachtung der Wärmemengen wurden ebenfalls der simulierte Kältebedarf mit der Messung der Kälteleistung verglichen. Abbildung 6-7 zeigt den Verlauf der Simulations- und Messergebnisse während der Kühlperiode.

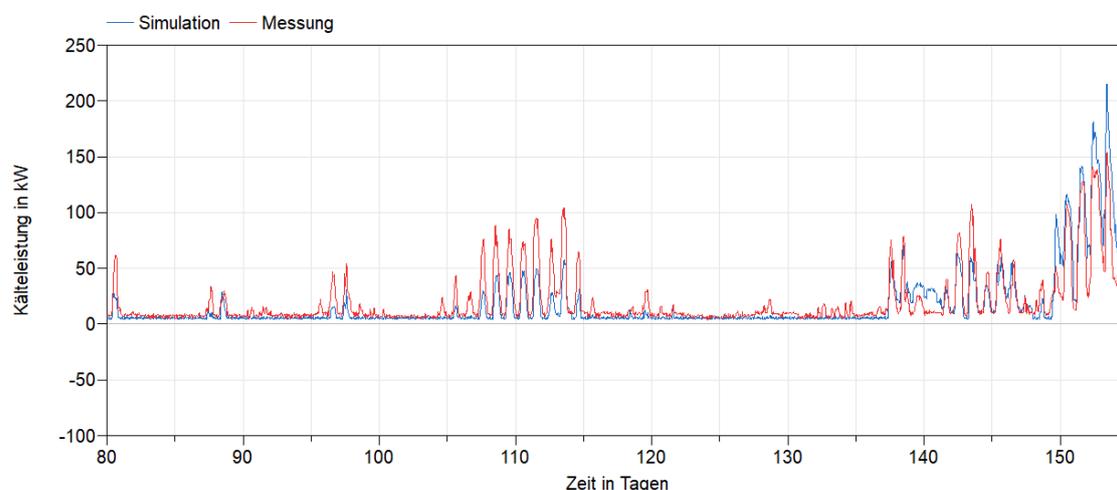


Abbildung 6-7: Vergleich des simulierten und gemessenen Verlaufs der Kälteleistung während zwei Monaten in der Kühlperiode.

Auffällig ist, dass die Lastspitzen zeitlich gut wiedergegeben werden, jedoch an Tagen mit geringerer Kühllast teilweise unterschätzt, an Tagen mit höherer Kühllast jedoch leicht überschätzt werden. Mögliche Fehlerquellen liegen hier in den inneren Lasten, für die ein mittleres wöchentliches Profil angenommen wurde, in der Realität jedoch Abweichungen davon auftreten können, die den Kältebedarf direkt beeinflussen. Auch unterschiedliches Nutzerverhalten, beispielsweise bezüglich der bevorzugten Raumtemperaturen kann zu unvermeidlichen Abweichungen führen, beispielsweise indem an wärmeren Tagen eine höhere Raumtemperatur toleriert wird.

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch je Zone ist ein Inputparameter im Modell. Für die Zonen des Behandlungshauses wurde dieser aus den Messdaten abgeleitet, somit muss der simulierte Stromverbrauch mit dem gemessenen für dieses Gebäude übereinstimmen.

Für das Bettenhaus bestimmt sich der Stromverbrauch aus der Summe der mittleren Zonenprofile für die unterschiedlichen Zonentypen (z. B. Bettenzimmer, Behandlungsraum, Teeküche).

Dass die Verwendung dieser mittleren Profile gerechtfertigt ist, lässt sich in Abbildung 6-8 erkennen: hier wurde der Verlauf des tatsächlich gemessenen Stromverbrauchs des Bettenhauses mit dem sich aus der Summe der mittleren Zonenprofile zusammengesetzten Stromverbrauch verglichen.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

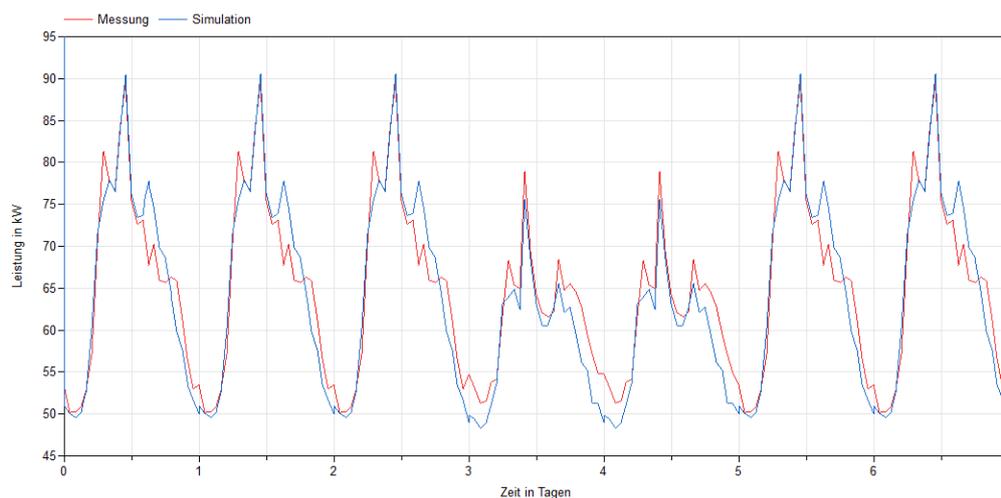


Abbildung 6-8: Vergleich des gemessenen und simulierten Stromverbrauches des Behandlungshauses für eine Woche

Sowohl für die Grundlast, als auch die Lastspitzen stimmen der zeitliche Verlauf der aggregierten Einzelpfade und der Messung gut überein. Lediglich am Wochenende (Tag 3 und 4) treten kleinere Abweichungen auf, indem die Grundlast leicht unterstützt wird und die Tagesspitze in der Messung geringfügig länger andauert.

6.5 Simulation von Einsparmaßnahmen

Mithilfe des kalibrierten Modells lassen sich anschließend Einsparmaßnahmen simulieren. Bei der Modellierung der Einsparmaßnahmen wird der Einfluss einer jeweiligen Maßnahme auf den zugehörigen Energiebedarf untersucht. Für die Simulation wird ein Testreferenzjahr (TRY) des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Das TRY bezieht sich auf den Standort Hattingen (Bezugskordinaten: 51,3943 °N, 7,1947 °O) [Deutschen Wetterdienst–2017]. Im Folgenden werden einige mögliche Maßnahmen vorgestellt, die zu einer Reduktion des Energiebedarfs führen.

Austausch der Beleuchtung

Eine Möglichkeit den Energiebedarf zu reduzieren, ist der Austausch der Beleuchtung durch effiziente Beleuchtungseinheiten. Im Krankenhaus sind vermehrt veraltete Beleuchtungseinheiten installiert, weshalb in der Simulation eine Beleuchtungsleistung von 8 W/m² angenommen wurde. Werden diese Beleuchtungseinheiten durch moderne LED-Einheiten der Klasse A++ ersetzt, lassen sich allein im Bettenhaus durchschnittlich 173 230 kWh elektrische Energie pro Jahr einsparen. Dies entspricht etwa 32 % des Gesamtstromverbrauches im Bettenhaus. Für die Simulation der Maßnahme wird von einer neuen Beleuchtungsleistung von 3 W/m² ausgegangen. Dies entspricht dem Einsatz einer ‚Philips LEDtube EM UO 23 W 840 150 cm (Master)‘ [LED-Centrum–2021]. Aufgrund der verringerten inneren Last erhöht sich jedoch parallel der Heizwärmebedarf um 114 866 kWh pro Jahr. Gleichzeitig sinkt der Kühlbedarf um 2 776 kWh pro Jahr.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Austausch der zentralen Kältemaschine

Eine zweite Möglichkeit der Energieeinsparung im Krankenhaus stellt der Austausch der Kälteanlage dar. Diese besitzt zum Zeitpunkt der Untersuchung eine Kälteleistung von $Q_{\text{Kühl}} = 499 \text{ kW}$ bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von $P_{\text{el}} = 166 \text{ kW}$. Dies führt zu einer Leistungszahl EER von 3. Nach [TriMa–2020] sind durch den Einsatz von magnetgelagerten Turbokompressionskältemaschinen mittlerweile EER-Werte von 6–7 möglich. Wird die Anlage zudem häufig im Teillastbereich betrieben, können Jahresarbeitszahlen ESEER von bis zu 10 erreicht werden. Ausgehend von einem EER-Wert von 6 ergibt sich bei gleichbleibender Kälteleistung eine neue elektrische Leistungsaufnahme der Kälteanlage von $P_{\text{el}} = 83,16 \text{ kW}$. Die Einsparungen durch den Austausch der bestehenden Kältemaschine gegen eine hocheffiziente Kältemaschine betragen 37 250 kWh elektrischer Energie pro Jahr.

Austausch des BHKW

Ein Einsparpotenzial im Wärmebereich bietet vor allem der Austausch des veralteten BHKW. Durch den Einbau einer neuen Anlage mit einem Gesamtwirkungsgrad von bis zu 91 % (ASUE 2010) können deutliche Verringerungen beim Einsatz von Brennstoffen erreicht werden. Das derzeit betriebene BHKW weist einen Wirkungsgrad von etwa 71 % auf. Dieser Wert wurde aus den laufenden Wärmemengenmessungen sowie dem zugehörigen Gasverbrauch ermittelt. Wird von einem neuen Wirkungsgrad von 91 % ausgegangen, würde sich eine Reduzierung der benötigten Energiemenge von 1 667 826 kWh pro Jahr ergeben. Dies entspricht einer Brennstoffmenge von 107 092 kg pro Jahr.

Austausch des Heizkessels

Eine weitere Möglichkeit, den Einsatz fossiler Brennstoffe zu verringern, ist der Austausch der eingebauten Heizkessel. Moderne Anlagen weisen Wirkungsgrade (bezogen auf den Brennwert) von 87 bis 99 % auf (Paschotta 2020). Der im Krankenhaus aktuell eingesetzte Heizkessel besitzt einen Wirkungsgrad von 75 %. Dieser Wert wurde, ähnlich wie beim BHKW, aus den laufenden Wärmemengenmessungen sowie dem zugehörigen Gasverbrauch berechnet. Für die Simulation von Einsparpotenzialen wird von einem neuen Wirkungsgrad von 93 % ausgegangen. Das damit verbundene Einsparpotenzial beträgt 5 128 kg Brennstoff pro Jahr.

Maßnahmen bei RLT-Anlagen

Weiterhin wurde der Austausch einzelner Komponenten bzw. eine Modernisierung der RLT-Anlagen untersucht. Konkret wurden dabei vier Maßnahmen simuliert, die im Folgenden beleuchtet werden.

Maßnahme 1: Erhöhung der Rückwärmezahl Φ

In einem ersten Schritt wurde die Auswirkung einer Erhöhung der Rückwärmezahl Φ der Wärmerückgewinnungsanlagen untersucht. Im Modell wird diese mit 0,6 berücksichtigt. Nach VDI 2071 kann die Rückwärmezahl für Plattenwärmeübertrager bis zu 0,8 betragen, weshalb eine Erhöhung der Rückwärmezahl um 0,2 vorgenommen wurde. Die höchsten Einsparungen durch eine Erhöhung der Rückwärmezahl liegen im Wärmebereich. Hier können pro Jahr etwa 49 980 kWh an Wärmenergie eingespart werden. Im Kältebedarf 121

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

würde der Austausch der Wärmerückgewinnungsanlagen lediglich zu einer Verringerung von 592 kWh pro Jahr führen. Der Bedarf an elektrischer Energie ließe sich um 189 kWh pro Jahr reduzieren.

Maßnahme 2: Verringerung der Ventilatorleistung P_{Zuluft} sowie P_{Abluft}

Weiterhin wurde untersucht, welche Auswirkung eine Verringerung der Ventilatorleistung P_{Zuluft} sowie P_{Abluft} der jeweiligen Anlagen mit sich bringt. Nach [Beier–2009b] können die Wirkungsgrade von modernen Ventilatorschaufeln um bis zu 30 % höher gegenüber veralteten Ventilatorschaufeln, ausfallen. Daher wird für die Berechnung die Ventilatorleistung sowohl für die Zu- als auch für die Abluftventilatoren um 30 % abgesenkt. Durch diesen Einsatz von neuen Ventilatoren lassen sich 366 748 kWh pro Jahr an elektrischer Energie einsparen.

Maßnahme 3: Verringerung der Volumenströme V_{Zuluft} und V_{Abluft}

Eine weitere Maßnahme stellt die Reduzierung der Zu- und Abluftvolumenströme dar. Durch den stetigen Zu- und Abbau von Anlagen sowie medizinischen Geräten im Krankenhaus sowie sich ständig ändernder Bedingungen aufgrund von Modernisierungs- oder Sanierungsmaßnahmen können Anlagen oft überdimensioniert sein. Dadurch können Volumenströme deutlich höher ausfallen, als sie in der Realität benötigt werden. Im Modell wird der Effekt einer 20-prozentigen Verringerung der Volumenströme V_{Zuluft} und V_{Abluft} untersucht. Dabei wird lediglich die Anlage, die die Intensivstation versorgt, betrachtet. Diese weist neben den Anlagen zur Versorgung der OP-Säle 1–5 den größten Energiebedarf auf. Die Verringerung der Zu- sowie Abluftvolumenströme dieser Anlage führt zu jährlichen Einsparungen von 108 350 kWh Wärme, 1 454 kWh Kälte und 475 kWh elektrischer Energie.

Maßnahme 4: Nutzung adiabater Kühlung

Bei der adiabaten Kühlung wird der Effekt der Verdunstungskälte zur Kühlung der jeweiligen Räumlichkeiten ausgenutzt. Die zur Verdunstung benötigte Wärmeenergie wird der Abluft entzogen, indem Wasser eingespritzt wird, was eine Absenkung der Lufttemperatur bewirkt. Dadurch lässt sich der Kältebedarf im Krankenhaus verringern. Untersucht wird die Auswirkung durch den Einsatz von adiabater Kühlung bei allen RLT-Anlagen, unter der Verwendung der gleichen technischen Daten. Durch diese Maßnahmen lassen sich 18 021 kWh an Kältebedarf pro Jahr einsparen. Im Modell führt dies zu einer Reduzierung des Strombedarfs von 5 619 kWh pro Jahr.

Maßnahme 5: Änderung der Zu- bzw. Ablufttemperaturen / Regelungsart

Neben der Reduzierung der Zu- und Abluftvolumenströme können ebenfalls Einsparungen durch die Anpassung der Zu- bzw. Ablufttemperaturen erzielt werden. Ähnlich zur Simulation der Reduzierung der Zu- und Abluftvolumenströme wird lediglich die Anlage, die die Intensivstation versorgt, betrachtet. Weiterhin wird der Unterschied zwischen einer Zu- sowie Abluftregelung dargestellt.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

Tabelle 6-1: Energieverbrauch bei Änderung der Zulufttemperatur

Soll-Zulufttemperatur	Abweichung gegenüber Isttemperatur 20 °C in kWh/a		
	Wärme	Kälte	el. Energie
20 °C	575 441	17 140	25 288
23 °C	+ 75 757	- 11 475	- 3 535
17 °C	+ 24 716	+ 45 222	+ 13 914

Tabelle 6-2: Energieverbrauch bei Änderung der Ablufttemperatur

Soll-Ablufttemperatur	Abweichung gegenüber Isttemperatur 23 °C in kWh/a		
	Wärme	Kälte	el. Energie
23 °C	626 748	10 792	23 348
26 °C	+ 113 270	- 7 410	- 2 304
20 °C	- 26 591	+ 50 570	+ 15 855

Sanierung der Fassaden

In einer letzten Untersuchung wurde die Auswirkung einer Fassadensanierung auf den Energiebedarf des gesamten Krankenhauses untersucht. Dabei wird von einer Sanierung mit Austausch der Fenster und Dämmung der Außenwände ausgegangen. Die neu verwendeten U-Werte und g-Werte orientieren sich an den Höchstwerten für Wohngebäude nach [Deutscher Bundesrat–2016]. Es werden die nachstehenden Werte verwendet:

- $U\text{-Wert}_{\text{Außenwand}} = 0,24 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
- $U\text{-Wert}_{\text{Fenster}} = 1,3 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
- $g\text{-Wert}_{\text{Fenster}} = 0,6$

Diese Fassadensanierung führt zu einer Verringerung des Wärmebedarfs von 741 340 kWh pro Jahr. Der Kältebedarf des Krankenhauses steigt parallel um 14 092 kWh pro Jahr an. Dies entspricht einem Anstieg von etwa 5 %. Dieser Anstieg ergibt sich aus der besseren Wärmedämmung. Durch diese findet eine geringere Wärmeabgabe an die Umgebung statt, weshalb sich einzelne Räumlichkeiten stärker erwärmen. Gleichzeitig steigt der Strombedarf um 4 250 kWh pro Jahr an.

Zusammenfassung

Die gesammelten Ergebnisse der jeweiligen Maßnahmen lassen sich Abbildung 6-9 entnehmen. Diese Ergebnisse fungieren als Indikatoren, um Hebel für Energieeinsparmaßnahmen zu identifizieren. Kombiniert werden muss diese Analyse mit einer Betrachtung der Umsetzungskosten der einzelnen Maßnahmen, um die Wirtschaftlichkeit bewerten zu können.

6 Modellierung von Energieverbrauch und -versorgung und Ableitung von Einsparmaßnahmen

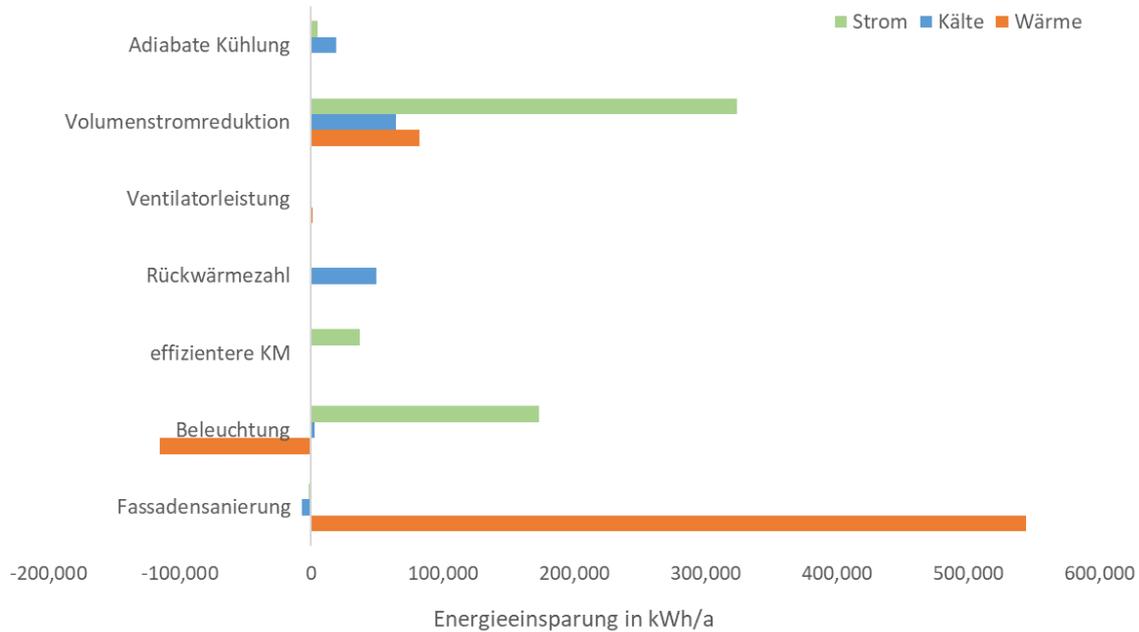


Abbildung 6-9: Energieeinsparung durch die simulierten Maßnahmen

Da der Fokus des Modells auf der Abbildung der Verbraucherseite liegt und auf eine hydraulische Abbildung von Lüftungskanälen, Heizkörpern, Wärme-/Kälteerzeugern und Speichern bewusst verzichtet wurde, lassen sich nicht alle grundsätzlich möglichen Einsparmaßnahmen modellieren. Maßnahmen, welche die Verteilung betreffen, lassen sich somit nicht untersuchen. In den definierten Modellen werden stattdessen in den Zonen benötigte Wärme- bzw. Kältemengen von der Anlagentechnik bereitgestellt. Aussagen zu unterschiedlichen Regelungsverfahren oder der Austausch einzelner Komponenten, welche zum Gesamtwirkungsgrad beitragen, beispielsweise der Austausch eines Abgaswärmetauschers bei einem BHKW, lassen sich somit ebenfalls nicht modellieren.

7 Prognosemodell

Neben den in Kapitel 6 untersuchten Einsparmaßnahmen, welche allgemein den Energiebedarf des Krankenhauses senken, können mittels eines vorausschauenden Anlagenbetriebs Energieverluste im Rahmen der Energiebereitstellung vermieden werden und – beispielsweise durch eine erhöhte Einbindung selbst erzeugten Stroms – Energiekosten gesenkt werden.

Für einen solchen vorausschauenden Betrieb ist entsprechend eine Vorausschau auf die relevanten Kenngrößen notwendig. Diese Kenngrößen umfassen die zu erwartenden Energiebedarfe, die Energiepreise und gegebenenfalls die nur bedingt steuerbare Energieerzeugung durch Windkraft oder Solarenergie.

Im Folgenden wird daher beispielhaft die Entwicklung eines Prognosemodells zur Vorhersage des Wärmebedarfs der kommenden 48 Stunden dargestellt.

7.1 Prognosemethoden

Im Gegensatz zu der in Kapitel 6 vorgestellten physikalischen Gebäudesimulation werden in diesem Abschnitt rein messdatengestützte Prognosemethoden betrachtet.

Entsprechend der Verfügbarkeit von Daten kommen unterschiedliche Prognosemethoden in Betracht. Stehen beispielsweise nur Daten eines Tages oder einer Woche zur Verfügung, bieten sich so genannte naive Prognoseverfahren an. Bei diesen wird der historische Lastgang des letzten Tages oder der letzten Woche direkt auf den kommenden Prognosezeitraum übertragen.

Mit steigender Verfügbarkeit historischer Daten werden besonders Methoden aus dem Bereich des maschinellen Lernens attraktiv. Bei dieser Herangehensweise wird das Ziel verfolgt, einen Agenten zu erstellen, welcher selbstständig die zugrundeliegenden Muster aus den zur Verfügung gestellten Daten erlernt.

Messdatengestützte Prognosemethoden zeichnen sich insbesondere durch eine einfache Übertragbarkeit aus. Da nur allgemeine Annahmen über die Einflussgrößen von Wärmelastgängen getroffen werden müssen, ist das entworfene Prognoseverfahren bei ausreichend historischen Messdaten ohne manuelle Anpassungen auf vergleichbare Objekte übertragbar.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde bei den maschinellen Lernverfahren ein Fokus auf die künstlichen neuronalen Netze gelegt.

Bei der Zeitreihenvorhersage wird in der Regel kein einzelner in der Zukunft liegender Zahlenwert benötigt, sondern eine längere aus mehreren Zeitpunkten bestehende Zeitspanne. Insbesondere im Falle der künstlichen neuronalen Netze gibt es mehrere Möglichkeiten, diese Zeitspanne zusammen zu setzen.

Die beiden Extrempunkte des Möglichkeitsraums stellen die Einzelmodell-Vorhersage und die iterative Vorhersage dar.

Bei der Einzelmodell-Vorhersage wird ein einzelnes Modell erzeugt und trainiert, welches als Ausgabe alle benötigten Werte liefert und damit die gesamte angestrebte Zeitspanne

7 Prognosemodell

abdeckt. Es handelt sich damit um eine multivariate Vorhersage (mehrere Ausgabewerte) und eine einzelne Anwendung des Modells ist ausreichend.

Bei der iterativen Vorhersage wird ebenfalls nur ein einzelnes Modell erzeugt und trainiert, welches jedoch als Ausgabe auch nur einen einzelnen Zeitpunkt vorhersagt. Damit handelt es sich um eine univariate Vorhersage (ein einzelner Ausgabewert) und das Modell wird entsprechend der Anzahl benötigter Zeitpunkte iterativ mit variierenden Eingaben angewendet.

Aufgrund der einzelnen Ausgabe ist das Modell für die iterative Vorhersage bei einer größeren Anzahl benötigter Zeitpunkte im Vergleich zu Einzelmodell-Vorhersage deutlich weniger komplex. Andererseits ist die Genauigkeit der iterativen Vorhersage in der Regel geringer, da über einen längeren Zeitraum immer wieder einzelne prognostizierte Werte gesammelt werden, ehe die vollständige Prognose zur Verfügung steht.

Eine dritte Variante, die eine Art Hybrid beider Methoden darstellt und in der vorliegenden Untersuchung verwendet werden soll, ist die Multi-Modell-Vorhersage. Bei dieser werden mehrere Modelle erzeugt, welche jeweils für einen Teil der benötigten Zeitspanne, den jeweiligen Zeitabschnitt, zuständig sind. Die Vorhersage der jeweiligen Zeitabschnitte kann dann wieder über eine iterative Vorhersage univariat oder über eine Einzelmodell-Vorhersage multivariat erfolgen.

Werden beispielsweise zwölf Zeitschritte benötigt, könnten diese von drei unterschiedlichen Modellen vorhergesagt werden. Diese drei Modelle könnten dann entweder dergestalt sein, dass sie vier Mal mit unterschiedlichen Eingaben angewendet werden und jeweils einen einzelnen Wert vorhersagen (iterative Vorhersage). Oder die drei Modelle werden jeweils einmal angewendet und sagen direkt die jeweils benötigten vier Zeitpunkte vorher. In beiden Fällen stehen am Ende alle benötigten zwölf Zeitschritte zur Verfügung.

Die Multi-Modell-Vorhersage bietet den Vorteil, dass die Komplexität der Prognosemodelle unabhängig von der benötigten Zeitspanne den individuellen Bedürfnissen und der Datenverfügbarkeit angepasst werden kann. Außerdem wird die Zeitspanne reduziert, über welche die einzelnen prognostizierten Prognosewerte gesammelt werden müssen.

Die Verwendung verschiedener Modelle führt allerdings durch die Kombination der jeweiligen Prognosen Unstetigkeiten in die Vorhersage ein. Diese entstehen durch den Wechsel der Prognosemodelle, was zu einer untypischen Diskrepanz der vorhergesagten Werte von einem zum nächsten Zeitpunkt führen kann. Sollte sich dies als Problem herausstellen, kann dem jedoch beispielsweise mit einer Überschneidung der jeweiligen Zeitabschnitte und Mittelung der doppelten Vorhersagen begegnet werden.

Unabhängig von der Zusammensetzung sind die Abweichungen der Prognose über die ganze Zeitspanne zu bewerten. Zur Bewertung von Prognoseabweichungen werden sogenannte Prognosegütemaße herangezogen. Dabei werden unterschiedliche Gütemaße verwendet, welche jeweils unterschiedliche Aspekte der Abweichungen beleuchten.

So gibt es lineare und nichtlineare Gütemaße, wobei die nichtlinearen Gütemaße größere Abweichungen in der Regel stärker gewichten, um diesen eine größere Bedeutung beizumessen.

7 Prognosemodell

Außerdem sind absolute oder vorzeichenbehaftete Gütemaße zu unterscheiden. Die vorzeichenbehafteten Gütemaße richten den Blick auf die aggregierten Abweichungen über einen längeren Zeitraum, da sich bei ihnen Über- und Unterschätzungen addieren oder ausgleichen können.

Zur Vergleichbarkeit von Prognosemodellen über einzelne Anwendungsfälle hinaus werden außerdem häufig relative beziehungsweise normierte Gütemaße verwendet. Im Gegensatz zu absoluten Gütemaßen geben diese die Abweichungen bezogen auf eine Referenzgröße der zu prognostizierenden Zeitreihe wieder.

In der vorliegenden Untersuchung werden die mittlere Abweichung (Mean Error, ME), die mittlere absolute Abweichung (Mean Absolute Error, MAE) und die mittlere absolute prozentuale Abweichung (Mean Absolute Percentage Error, MAPE) ermittelt. Bei allen Maßen handelt es sich um lineare Fehlermaße. Der mittlere Fehler liefert dabei Informationen darüber, ob die Energiebedarfe durch die Prognose systematisch über- oder unterschätzt werden. Der mittlere absolute Fehler hingegen enthält Informationen über die durchschnittliche Diskrepanz jeder einzelnen Vorhersage und dem dazugehörigen Realwert. Der mittlere absolute prozentuale Fehler wiederum ermöglicht einen Vergleich über verschiedene Betriebsphasen (beispielsweise Sommer oder Winter) sowie zu anderen Anwendungsbeispielen.

7.2 Grundlagen der Prognosemodellentwicklung

Um die geplanten Untersuchungen durchführen zu können, wird eine Prognose über einen Zeitraum von 48 Stunden mit einer 15-minütigen Auflösung benötigt. Um diese zu erzeugen, wurde der Ansatz der Multi-Modell-Vorhersage gewählt. Konkret heißt das, dass für jede Stunde ein Modell entwickelt wurde, welches jeweils einen Wert prognostiziert. Für die vier benötigten Werte innerhalb dieser Stunde wird dann dasselbe Modell iterativ verwendet.

Grund dafür ist einerseits, dass auf diese Weise nicht 192 verschiedene Modelle entwickelt werden müssen, sondern lediglich 48. Andererseits liegt der Rückgang der Prognosegenauigkeit mit steigendem Prognosehorizont von einer Stunde zur nächsten bereits unterhalb der zufälligen Schwankungen zwischen den einzelnen Modellen. So kommt es vor, dass die in der Modellentwicklung ermittelte Prognosegenauigkeit für das Modell mit dem Horizont $t+18h$ größer ist als die Prognosegenauigkeit des Modells $t+17h$. Die eine zusätzliche Stunde hat somit keinen signifikanten Einfluss auf die Prognosegenauigkeit. Das deutet darauf hin, dass die Anzahl der Modelle potenziell sogar reduzierbar wäre und weitere Modelle dazwischen nicht nötig sind.

Es ist außerdem anzumerken, dass die Modelle der vortägigen Prognose zwar in der Anwendung immer die gleiche Stunde des Tages vorhersagen, sie jedoch nicht auf eine Tageszeit hin spezialisiert wurden. Der anstelle dessen festgesetzte Horizont ermöglicht es im Training alle Stunden des Tages zu nutzen und nicht nur die später anvisierte Tageszeit.

Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit wurde außerdem das Prinzip der verschachtelten Kreuzvalidierung (nested cross-validation) mit dem Faktor $k = 5$ angewendet. Der Rechenaufwand erhöht sich dadurch um den Faktor k , jedoch müssen bei diesem Verfahren die Trainings- und Testdaten nicht separat, sondern lediglich zusammen repräsentativ für

7 Prognosemodell

die spätere Anwendung sein, um belastbare Aussagen über deren zu erwartende Prognosegüte treffen zu können. Abbildung 7-1 zeigt die für die Modellentwicklung verwendeten Wärmebedarfsdaten und deren Einteilung in k Blöcke.

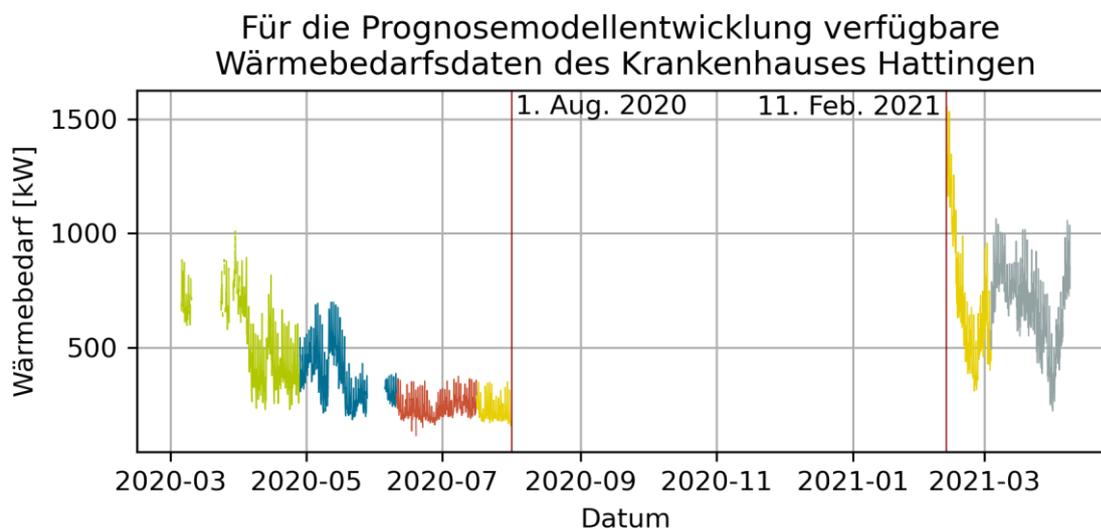


Abbildung 7-1: Darstellung der für die Modellentwicklung verfügbaren Wärmebedarfsdaten. Abschnitt vom 1. August 2020 bis zum 11. Februar 2021 bleibt der Simulation vorbehalten. Einfärbung der Daten entspricht den fünf Testdatensätzen für die verschachtelte Kreuzvalidierung.

Vier der Blöcke wurden jeweils zum Training und der fünfte Block zur Qualitätsbewertung als Testdatensatz herangezogen. Der Gesamtzeitraum wurde so gewählt, dass sowohl Messdaten von Sommer-, Winter- wie auch von Übergangstagen enthalten sind. Um dies auch für die Betriebssimulation zu erreichen und außerdem einen möglichst zusammenhängenden Block zu erhalten, wurde der Zeitraum vom 1. August 2020 bis zum 11. Februar 2021 für die Betriebssimulation zurückgehalten. Entsprechend wurde dieser Bereich aus den Daten für die Prognosemodellentwicklung entfernt, sodass die entsprechenden Daten in Abbildung 7-1 nicht auftauchen.

Die Messdaten ab dem 11. Februar, welche ebenfalls für die Modellentwicklung herangezogen wurden, liegen damit zeitlich hinter dem Anwendungszeitraum der Modelle. Die Verwendung solcher Daten ist in der Praxis offensichtlich nicht möglich, wurde jedoch hier als notwendig erachtet, mit dem Ziel auch Messdaten aus kalten Tagen in die Modellentwicklung zu integrieren. Da keine einflussreichen Änderungen des angeschlossenen Verbrauchers für den Zeitraum bekannt sind, wird diese Maßnahme jedoch nicht als kritisch eingeordnet.

7.3 Vorgehensweise bei der Modellentwicklung

Grundsätzlich findet die Modellentwicklung in Python 3.8 [van Rossum–2009] mit wesentlicher Unterstützung der Pakete Tensorflow 2.3 [TensorFlow Developers–2022], Scikit-learn 0.24 [Pedregosa–2011], Pandas 1.4 [Jeff Reback–2022] und Matplotlib 3.3 [Thomas A Caswell–2021] statt. Die Modellentwicklung wurde in fünf Schritte unterteilt:

1. Die Entwicklung des Initialmodells

7 Prognosemodell

2. Die Prüfung interner Netzparameter
3. Die Ermittlung relevanter Einflussgrößen
4. Die Optimierung der Netzarchitektur
5. Die Erstellung des finalen Modells

Bei der Entwicklung künstlicher neuronaler Netze zur Vorhersage von Wärmebedarfsdaten sind viele offene Fragen zu klären. Diese betreffen einerseits den inneren Aufbau und die Struktur des neuronalen Netzes, wie die Anzahl versteckter Schichten und die Anzahl der darin enthaltenen Neuronen und deren Aktivierungsfunktionen. Andererseits betreffen diese die Informationen, welche dem neuronalen Netz zur Verfügung gestellt werden sollen. Profitiert das Modell davon vergangene Wärmebedarfswerte zu kennen? Und wenn dem so ist, wie viele sollten es sein? Sind in Kombination oder für sich allein vergangene Temperaturwerte hilfreich? Werden diese Werte vor der Eingabe in das neuronale Netz skaliert? Und wenn ja auf welche Weise und in welchem Wertebereich?

Viele dieser Fragestellungen können außerdem nicht für sich allein beantwortet werden, sondern sind von den Antworten der anderen Fragen abhängig. Beispielsweise kann ein neuronales Netz sowohl von der Information über die zu erwartende relative Luftfeuchte wie auch vom Taupunkt profitieren. Beide Informationen dem Netz zur Verfügung zu stellen kann jedoch nachteilig sein, entweder schlicht durch die größere Zahl an Eingaben oder dadurch, dass die gleiche Information mehrfach enthalten ist. Die Anzahl der Eingabemerkmale (features) kann außerdem einen Einfluss auf die optimale Anzahl versteckter Neuronen haben. Diese vielschichtigen, gekoppelten Fragestellungen haben einen Suchraum zur Folge, der vollständig nicht mehr in annehmbarer Zeit geprüft werden kann. Aus diesem Grund ist der Versuch unternommen worden, die Fragestellungen in drei Bereiche zu teilen, dessen Ergebnisse unabhängig von den anderen Fragestellungen Gültigkeit besitzen.

Damit die Fragestellungen der drei Bereiche separat in Angriff genommen werden können, müssen Annahmen für die Parameter getroffen werden, welche erst in den folgenden Bereichen ermittelt werden. Diese Annahmen beruhen im Wesentlichen auf Erfahrungswissen. Im ersten Schritt, der Entwicklung eines Initialmodells, werden diese Annahmen getestet und ein Modell entwickelt, welches für die folgenden Untersuchungen geeignet ist. Als geeignet wird jenes Netz angesehen, welches bei einer möglichst schlichten Ausgestaltung in der Lage ist, den grundsätzlichen Trend der Wärmebedarfszeitreihe vorherzusagen. Mit diesem Initialmodell können dann die Fragestellungen - aufgeteilt in drei Bereiche - adressiert werden.

Der erste Bereich wird mit der Prüfung interner Netzparameter beschrieben. Bei diesen internen Netzparametern handelt es sich beispielsweise um die Gewichtsinitialisierungen, die Aktivierungsfunktionen oder die Verlustfunktion. Die Hoffnung ist, dass sich bei diesen Parametern vom konkreten Prognosehorizont unabhängig sagen lässt, ob sie signifikanten Einfluss auf die Vorhersagequalität haben und welche Werte in dem Fall die besten Ergebnisse liefern. Um dies zu prüfen, werden die Untersuchungen an drei Testhorizonten $h_2 = t + 2$ Stunden, $h_{22} = t + 22$ Stunden und $h_{42} = t + 42$ Stunden durchgeführt.

Ein weiterer Bereich betrifft die Ermittlung relevanter Einflussgrößen, also der Informationen, welche dem neuronalen Netz zur Verfügung gestellt werden. Dabei soll

7 Prognosemodell

geklärt werden, welche Einflussgrößen für die Vorhersagequalität relevant sind und in welcher Form diese Information dem Netz übergeben werden. Informationen, die für das Betrachtungsobjekt zur Verfügung stehen, sind insbesondere die gemessenen Wärmebedarfsdaten, Daten über die Außentemperatur und die relative Luftfeuchte, sowie kalendarische Daten.

Der dritte Bereich widmet sich der Optimierung der Netzarchitektur. Mit der Netzarchitektur sind beispielsweise die Anzahl versteckter Schichten und die Anzahl der darin enthaltenen Neuronen sowie die Anzahl der Eingabemerkmale gemeint. Bei der Anzahl versteckter Schichten und der darin enthaltenen Neuronen sowie der konkreten Auswahl der Eingabemerkmale ist eine Vielzahl verschiedener Varianten denkbar. Um den Rechenaufwand gering zu halten, wurde in der vorliegenden Untersuchung die Anzahl der Möglichkeiten nicht vollständig ausgeschöpft.

Abschließend werden die Ergebnisse der bisherigen Schritte zusammengeführt und darauf aufbauend das finale Modell erstellt. Dafür werden mehrere neuronale Netze auf allen k Bereichen trainiert, welche den gleichen, als optimal ermittelten, Aufbau besitzen. Dasjenige Netz mit der besten Vorhersagequalität über die gesamten Daten wird als das vielversprechendste für die Anwendung auf die unbekanntenen Simulationsdaten angesehen und schließlich für den späteren Gebrauch abgelegt.

7.4 Ergebnisse der Modellentwicklung

7.4.1 Zielstellung der Ergebnisbetrachtung

Die im Rahmen der Modellentwicklung erzielte Prognosegüte der verschiedenen Modelle wird signifikant durch die zufälligen Initialisierungen zu Beginn des Trainings eines jeden Modells beeinflusst. Daher weisen zwei Modelle, welche auf die gleiche Weise erzeugt und trainiert wurden, unterschiedliche Prognoseabweichungen auf.

Diese zufälligen Unterschiede in der Ergebnisqualität zwischen identisch angelegten Modellen kann systematische Unterschiede zwischen den verschiedenen Varianten der Modellerstellung überlagern. Dass eine bestimmte Parameterkombination das Modell mit den geringsten Prognoseabweichungen hervorgebracht hat, muss daher nicht bedeuten, dass die gewählte Parameterkombination tatsächlich systematisch bessere Ergebnisse liefert. Vielmehr ist sehr wahrscheinlich, dass bei einer erneuten Durchführung eine andere Parameterkombination das Modell mit den geringsten Prognoseabweichungen hervorbringt.

Folglich ist es nicht das Ziel, eine einzelne Kombination zu finden, welche in diesem Durchlauf die besten Ergebnisse erzielt hat. Stattdessen ist es das Ziel, grundsätzliche Trends zu identifizieren, anhand derer Parameterwerte identifiziert werden können, welche systematisch geringere Prognoseabweichungen begünstigen.

Dieses Vorgehen hat auch den Vorteil, dass bei zukünftigen Prognosemodellentwicklungen auf die hier gewonnenen Erkenntnisse zurückgegriffen und der zu betrachtende Suchraum schrittweise eingegrenzt werden kann.

7 Prognosemodell

7.4.2 Die Entwicklung des Initialmodells

Die Initialmodelle wurden auf Basis von Erfahrungswissen und manuellen Untersuchungen hinsichtlich einer geeigneten Lernrate, Validierungsanteil, Stapelgröße sowie Anzahl Epochen entworfen. Die Spezifikationen der ausgewählten vollständig verknüpften neuronalen Netze sind in Tabelle 7-1 gelistet.

Tabelle 7-1: Auflistung der verwendeten Parameter des Initialmodells.

Parameterbezeichnung	Parameterwert
Eingaben	Wärmebedarfe $t - 20$ Stunden bis $t - 1$ Stunde
	Temperaturwerte $t - 6$ Stunden bis $t - 1$ Stunde
	Temperaturprognose $t + h_i - 14$ Stunden bis $t + h_i$ für i in $\{2, 22, 42\}$ ohne Doppelungen im Falle $i = 2$
Skalierung	Wärmebedarfe mittels <i>MinMax</i> -Skalierung auf $[0, 1]$
	Temperaturwerte mittels <i>MinMax</i> -Skalierung auf $[-1, 1]$
Versteckte Neuronen	Erste versteckte Schicht 50, zweite versteckte Schicht 10
Ausgabe	Wärmebedarf des Zeitpunkts $t + i$ Stunden für i in $\{2, 22, 42\}$
Initialisierungen	Für alle versteckten Schichten: <i>random_normal</i>
	Für die Ausgabeschicht: <i>glorot_uniform</i> im Kernel, <i>zero</i> für Biaseinheit
Aktivierungsfunktionen	Für beide versteckten Schichten: ReLU
	Für die Ausgabeschicht: Linear
Verlustfunktion	Mittlere Absolute Abweichung
Optimierer	Adam mit Lernrate $\eta = 0,001$
Anzahl Epochen	4
Validierungsanteil	10 % (Entspricht etwa 15 000 – 20 000 Trainingsevents)
Stapelgröße	256
Anteil Testdaten	20 % (entsprechend der verschachtelten Kreuzvalidierung mit $k = 5$)

Diese initialen Modelle weisen eine mittlere absolute prozentuale Abweichung von $E_2 = 6,7\%$, $E_{22} = 7,3\%$ und $E_{42} = 9,2\%$ für die drei Testhorizonte h_2 , h_{22} und h_{42} auf.

Abbildung 7-2 zeigt beispielhaft die Messdaten und die Prognose über einen Teil der ersten Periode im Frühjahr 2020 für das Prognosemodell mit dem Horizont h_{42} .

7 Prognosemodell

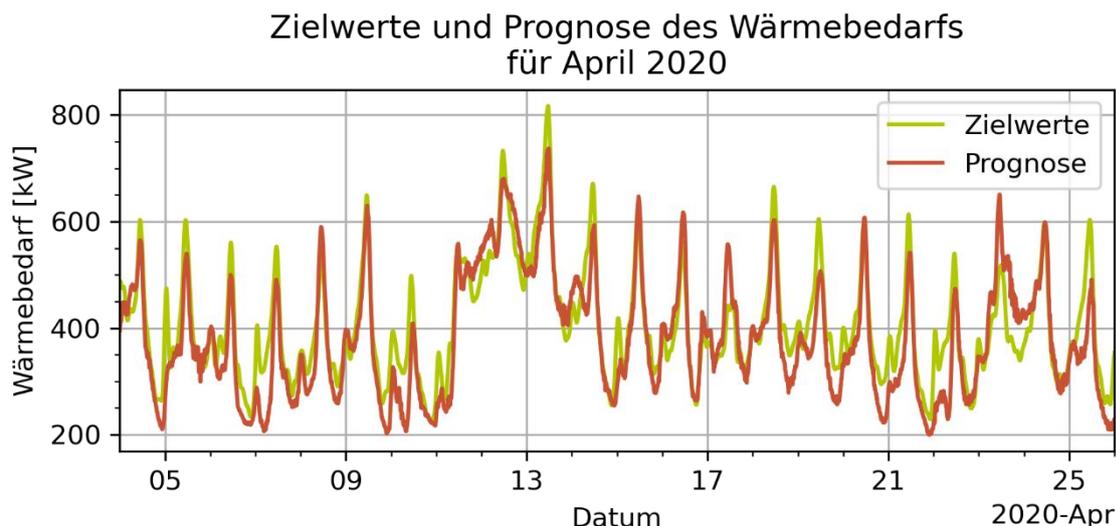


Abbildung 7-2: Darstellung der gemessenen Wärmebedarfswerte als Zielwerte und der Prognose des initialen Prognosemodells auf Basis eines künstlichen neuronalen Netzes mit einem Prognosehorizont von 42 Stunden für einen Teil der Testdaten im April 2020.

Wie gewünscht, werden sowohl das Niveau wie auch die innertägigen Schwankungen von der Prognose grundsätzlich erfasst.

Die relativen Abweichungen der einzelnen Modelle mit ihren jeweils unterschiedlichen, in Abbildung 7-1 dargestellten Testzeiträumen betragen für den Horizont h_{42} 12,1 %, 9,4 %, 8,6 %, 7,7 % und 8,2 % (sortiert vom grünen zum grauen Zeitraum). Der Bedarfsverlauf im ersten, dem grünen Zeitraum um den April 2020 scheint somit für das Modell schwieriger erfassbar zu sein.

Die mittleren absoluten Abweichungen der einzelnen Modelle betragen im gleichen Fall 43,6 kW, 36,0 kW, 20,0 kW, 36,2 kW und 52,8 kW. Dies entspricht einem Mittelwert über den gesamten Zeitraum von 37,7 kW. Somit führt ein geringerer durchschnittlicher Wärmebedarf, wie am Beispiel des mittleren Zeitraums im Sommer 2020 zu sehen ist, auch zu einer geringeren mittleren Prognoseabweichung.

Diese Beobachtungen konnten für alle drei Testhorizonte bestätigt werden.

7.4.3 Die Prüfung interner Netzparameter

Im Rahmen der Prüfung interner Netzparameter wurden die in Tabelle 7-2 aufgelisteten Parameter untersucht. Fett hervorgehoben sind diejenigen Parameterwerte, welche für die spätere Verwendung ausgewählt wurden. Sind Parameter kursiv dargestellt, entspricht die Bezeichnung der in Keras verwendeten Notation.

7 Prognosemodell

Tabelle 7-2: Auflistung der möglichen Modellunterschiede bei der Prüfung interner Netzparameter.

Parameterbezeichnung	Parametervarianten
Skalierung	Keine Skalierung
	Skalierung mittels MinMax: Wärme auf [0, 1], Temperatur auf [-1, 1]
	Skalierung mittels MinMax: Wärme und Temperatur auf [0, 1]
Skalierung	Skalierung mittels StandardScaler für Wärme und Temperatur
	Identische Auswahlmöglichkeiten für versteckte Schichten und die Ausgabeschicht:
Kernel Initialisierungen	uniform, glorot_uniform , he_uniform, lecun_uniform, normal, glorot_normal, he_normal, random_normal, zero
Bias Initialisierungen	Identische Auswahlmöglichkeiten für versteckte Schichten und Ausgabeschicht:
	uniform, random_normal, zero
Aktivierungsfunktionen	Für alle versteckten Schichten: relu , tanh, sigmoid, hard_sigmoid
Verlustfunktionen	mae , mse
Optimierer	SGD mit $\eta = 0,01$ (Anzahl Epochen 11, 4 bei sonstigen Optimierern),
	RMSprop mit $\eta = 0,0002$,
	Adagrad mit $\eta = 0,03$,
	Adadelta mit $\eta = 0,1$,
	Adam mit $\eta = 0,001$,
	Adamax mit $\eta = 0,01$,
Nadam mit $\eta = 0,001$	
Stapelgrößen	32, 64, 128 , 256, 512, 1024
Gesamtzahl möglicher Parameterkombinationen: 26 453 952	

Die Beobachtungen für die verschiedenen Parameter lassen sich in drei Fälle aufteilen:

Für den Parameter ist die Identifikation einzelner Varianten als systematisch besser

1. eindeutig und widerspruchsfrei über alle drei Testhorizonte möglich.
2. jeweils eindeutig möglich, jedoch über die drei Testhorizonte widersprüchlich.
3. nicht eindeutig möglich.

Eindeutige und widerspruchsfreie Beobachtungen

Eindeutig und widerspruchsfrei sind die Beobachtungen für die Parameter Aktivierungsfunktion, Verlustfunktion, Optimierer und Stapelgröße.

7 Prognosemodell

Für die **Aktivierungsfunktion** weist die Variante ReLU und für die **Verlustfunktion** mittlere absolute Abweichung systematisch erkennbar bessere Resultate auf.

Die Wahl des **Optimierers** scheint mit zunehmendem Prognosehorizont zwar an Bedeutung zu verlieren, der Trend bleibt jedoch erhalten. Insbesondere für den Testhorizont h_2 liefern die Verfahren „Adam“ und „Adamax“, wie in Abbildung 7-3 dargestellt, erkennbar bessere Resultate.

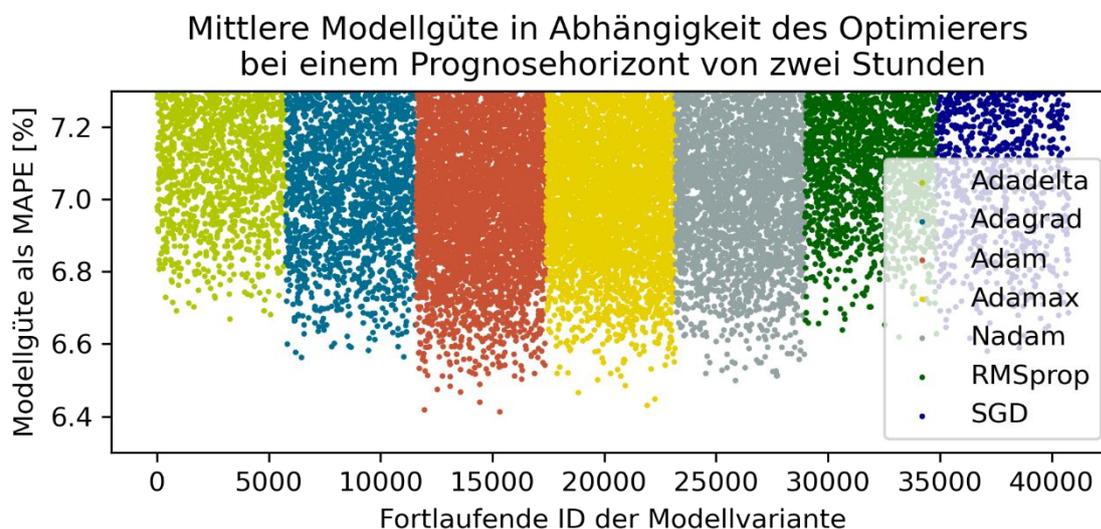


Abbildung 7-3: Darstellung der mittleren Modellgüte – gemessen als MAPE – für alle gut 40 000 getesteten Modellvarianten sortiert und eingefärbt nach der Wahl des Optimierers. Die Modelle unterscheiden sich auch in allen anderen Freiheitsgeraden, was zu großen Schwankungen in der Modellgüte führt. Die Fragestellung ist, mit welcher Auswahl des Optimierers minimale MAPEs erzielt werden können.

Die Abbildung 7-3 zeigt die mittlere absolute prozentuale Abweichung (MAPE) über alle fünf Testzeiträume aller gut 40 000 getesteten Varianten der Modellerstellung. Die Varianten unterscheiden sich dabei nicht nur in der Wahl des Optimierers, sondern auch in der Wahl aller anderen zu untersuchenden Parameter. Entsprechend groß ist die Streuung auch bei gleicher Wahl des Optimierers. Erkennbar ist jedoch, dass unabhängig von der Wahl der anderen Parameter, mit der Wahl von „Adadelata“ als Optimierungsverfahren (in der Abbildung hellgrün hervorgehobene Punkte) MAPE-Werte unterhalb von etwa 6,7% nicht erzielt werden.

Im Gegensatz dazu werden mit den Verfahren „Adam“ und „Adamax“ die geringsten MAPE-Werte erzielt.

Da es sich bei dem Verfahren „Adamax“ um eine Variante des Verfahrens „Adam“ handelt, besteht in diesem Fall kein Grund, sich gegen das ursprüngliche Verfahren zu entscheiden. Im Folgenden wird daher das Optimierungsverfahren „Adam“ genutzt.

Die **Stapelgröße** gibt an, wie viele Trainingsereignisse en bloc behandelt werden, ehe wieder eine Anpassung der Gewichte vorgenommen wird. Je größer die Stapel gewählt werden, desto weniger Anpassungen der Gewichte werden vorgenommen und desto schneller ist das Training abgeschlossen. Entsprechend nimmt die Rechenzeit für das Training mit zunehmender Stapelgröße ab. Es ist daher wünschenswert, die Stapel

7 Prognosemodell

möglichst groß zu wählen, ohne dass die erzielte Prognosegüte davon negativ beeinflusst wird.

Für die drei Testhorizonte zeigt sich, dass in diesem Fall bis zu einer Stapelgröße von 128 Ereignissen keine Einbußen in der Modellgüte hingenommen werden müssen. Entsprechend wird im Folgenden eine Stapelgröße von 128 Trainingsereignissen pro Gewichtsanzpassung verwendet.

Jeweils eindeutige jedoch widersprüchliche Beobachtungen

Widersprüchliche Beobachtungen wurden hinsichtlich der Wahl einer geeigneten **Skalierung** gemacht. Das betrifft insbesondere die beiden Varianten der MinMax-Skalierung.

Während die Skalierung von Wärmebedarf und Außentemperatur auf den Wertebereich $[0, 1]$ für den Testhorizont h_{42} zu den erkennbar besten Resultaten führt (siehe Abbildung 7-4), ist dies für den Testhorizont h_{22} nur noch abgeschwächt und für Testhorizont h_2 nicht mehr erkennbar.

Im Gegenteil erscheint eine MinMax-Skalierung der Außentemperaturwerte auf den Wertebereich $[-1, 1]$ bei dem Testhorizont h_2 Modelle mit geringeren

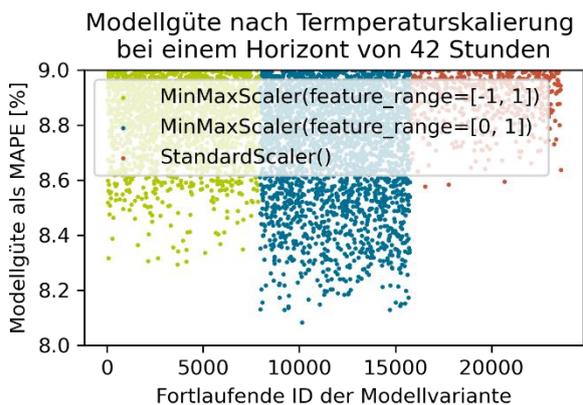


Abbildung 7-4: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Temperaturskalierung für die Prognosemodelle mit einem Prognosehorizont von zwei Stunden.

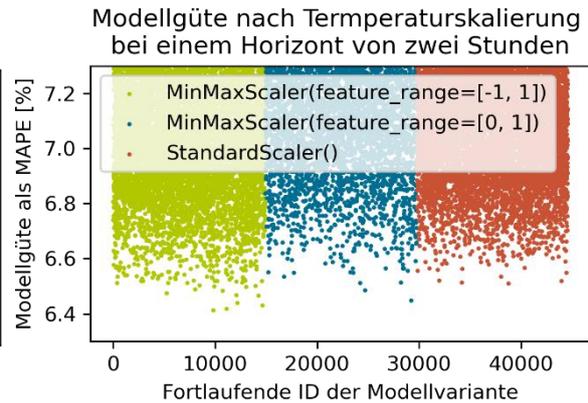


Abbildung 7-5: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Temperaturskalierung für die Prognosemodelle mit einem Prognosehorizont von 42 Stunden.

Prognoseabweichungen zu begünstigen (siehe Abbildung 7-5). Die Unterschiede sind im Allgemeinen jedoch geringer als bei den 42 Stunden Prognosehorizont.

Die Wahl unterschiedlicher Skalierungsvorgehen je nach Prognosehorizont ist denkbar. Es würde jedoch einerseits das Modelltraining und die spätere Anwendung erschweren, da unterschiedliche Skalierungs- und Rückskalierungspipelines durchlaufen werden müssten. Andererseits wirft es die Frage auf, welche Skalierungen für die Prognosehorizonte zwischen den gewählten Testhorizonten genutzt werden sollen und bei welchem Horizont der Wechsel vom Wertebereich $[-1, 1]$ auf den Wertebereich $[0, 1]$ erfolgt.

Angesichts dieser Schwierigkeiten, der geringen Unterschiede beim Testhorizont h_2 und der Tatsache, dass in den übrigen zwei Fällen der Wertebereich $[0, 1]$ bessere Resultate liefert,

7 Prognosemodell

wird im Folgenden die MinMax-Skalierung auf den Wertebereich [0, 1] sowohl für den Wärmebedarf wie auch für die Außentemperatur verwendet.

Nicht eindeutige Beobachtungen

Nicht eindeutig waren die Beobachtungen hinsichtlich der unterschiedlichen **Initialisierungen**.

Im Allgemeinen lässt sich sagen, dass die Wahl der Initialisierungen einen sehr geringen Einfluss auf die Modellgüte zeigt. Insbesondere im Fall der Bias-Initialisierungen sind für keine der drei Schichten und keine der drei Testhorizonte nennenswerte Unterschiede erkennbar.

Im Falle der Bias-Initialisierungen stellt dabei die geringe Anzahl der betroffenen Gewichtungen eine mögliche Erklärung dar. Das gewählte neuronale Netz verfügt über 41 Eingabemerkmale, 50 versteckte Neuronen in der ersten, 10 versteckte Neuronen in der zweiten versteckten Schicht und einem Neuron in der Ausgabeschicht. In allen Schichten außer der Ausgabeschicht wird jeweils eine Bias-Einheit ergänzt. Entsprechend enthält das neuronale Netz $42 * 50 + 51 * 10 + 11 * 1 = 2621$ zu trainierende Gewichte. Mit einer Bias-Einheit verbunden und damit von der Bias-Initialisierung betroffen sind davon $1 * 50 + 1 * 10 + 1 * 1 = 61$ Gewichte. Entsprechend ist ein geringer Einfluss der Bias-Initialisierung auf die Modellgüte erwartbar.

Allerdings scheint auch die Initialisierung der übrigen Gewichte, der Kernel-Initialisierungen, über die drei Schichten und die drei Testhorizonte hinweg einen geringen Einfluss zu haben. Es konnten jedenfalls keine eindeutigen, konsistenten Aussagen getroffen werden.

Am ehesten scheint noch die Wahl der Kernel-Initialisierung für die erste versteckte Schicht einen Einfluss auf die Modellgüte zu haben.

Beim Testhorizont h_{42} werden mit den Initialisierungen „normal“, „random_normal“ und „uniform“, wie in Abbildung 7-6 zu sehen ist, möglicherweise etwas häufiger MAPE-Werte von unter 8,2% und damit unterhalb der blau hervorgehobenen Linie erzielt. Für diese Abbildung wurden aus dem Datensatz bereits diejenigen Modelle entfernt, welche aufgrund anderer Parametervarianten, wie beispielsweise der Wahl des Optimierers, für die spätere Verwendung nicht mehr in Frage kommen. Die beim Testhorizont h_{42} erkennbare Tendenz konnte jedoch mit den anderen Testhorizonten nicht eindeutig bestätigt werden.

7 Prognosemodell

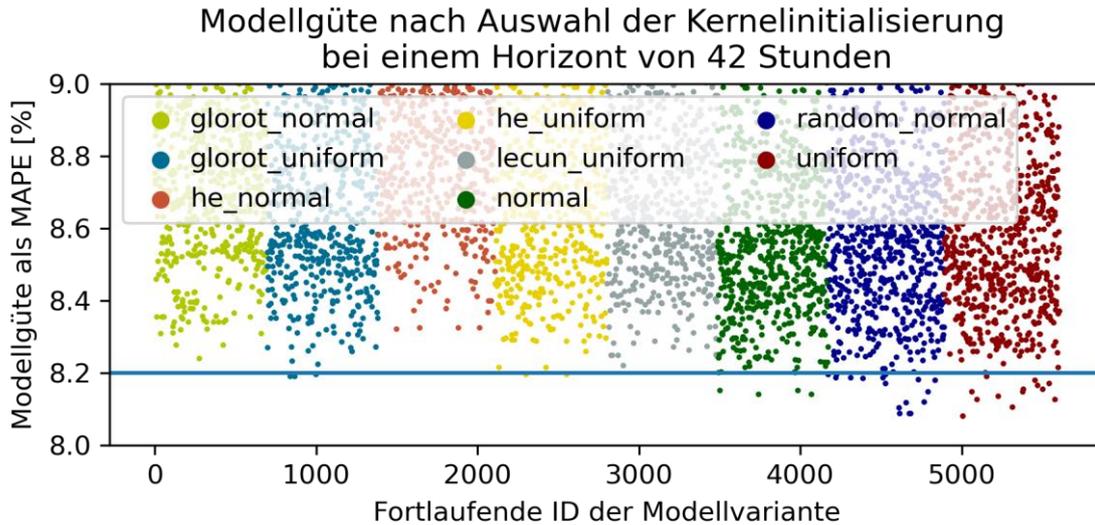


Abbildung 7-6: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Kernelinitialisierung für die erste versteckte Schicht im Falle eines Prognosehorizonts von 42 Stunden. Die blaue Linie kennzeichnet einen MAPE-Wert von 8,2%.

Insgesamt wurden somit keine wesentlichen Unterschiede in der Prognosegüte je nach Wahl der Initialisierungen festgestellt. Folglich erscheint es zulässig, die bei Keras hinterlegten Default-Initialisierungen zu wählen. Dabei handelt es sich für die hier verwendeten vollständig verknüpften Schichten (Dense Layers) im Falle der Kernel-Initialisierung um „glorot_uniform“ und im Falle der Bias-Initialisierung um „zero“ [Chollet–2015].

Anmerkung zur Wahl der Trainingsepochen

Der Lernfortschritt im Training der neuronalen Netze unterscheidet sich je nach gewähltem Optimierer. Dies ist auch bei einer entsprechenden Anpassung der Lernrate an den jeweiligen Optimierer weiterhin der Fall. Für jeden Optimierer wurde daher anhand der Initialmodelle nicht nur eine geeignete Lernrate ermittelt, sondern auch die Anzahl nötiger Epochen bestimmt. Die Anzahl nötiger Epochen ist als diejenige Anzahl zu verstehen, ab der die Prognoseabweichungen auf dem Validierungsdatensatz unter Berücksichtigung zufälliger Schwankungen konstant bleibt.

Mit einer Ausnahme hat sich herausgestellt, dass für alle Optimierer bereits nach vier Epochen kein Lernfortschritt mehr erkennbar ist. Die Ausnahme stellt das stochastische Gradientenabstiegsverfahren (stochastic gradient descent, SGD) dar. Bei diesem Verfahren wurden elf Epochen als notwendig identifiziert, bis der Lernfortschritt stagniert.

Die größere Anzahl notwendiger Epochen und die damit verbundene größere Trainingsdauer ist grundsätzlich ungünstig. Aufgrund der allgemein geringen Trainingsdauer einzelner Modelle, welche aus der Wahl eines weniger komplexen Aufbaus resultiert, stellt dies jedoch kein Ausschlusskriterium dar.

7 Prognosemodell

7.4.4 Ermittlung relevanter Einflussgrößen

Bei der Ermittlung relevanter Einflussgrößen wurden die in Tabelle 7-3 aufgelisteten Varianten untersucht. Fett hervorgehoben sind erneut diejenigen Parameterwerte, welche für die spätere Verwendung ausgewählt wurden.

Tabelle 7-3: Auflistung der möglichen Modellunterscheidung bei der Ermittlung relevanter Einflussgrößen.

Parameterbezeichnung	Parametervarianten
Vorangegangene Werte zur relativen Feuchte in Prozent	Keine Berücksichtigung Skaliert mittels MinMax auf [0, 1]
Vorangegangene Werte zur Außentemperatur in °C	Keine Berücksichtigung Skaliert mittels MinMax auf [0, 1]
Prognostizierte Werte zur relativen Feuchte in Prozent	Keine Berücksichtigung Skaliert mittels MinMax auf [0, 1]
Anzahl jeweiliger Merkmale	6, 12, 18
Tageszeit der Prognoseerstellung in Minuten	Keine Berücksichtigung
	Zeit in UTC als einzelnes Merkmal zwischen 0 (00:00) und 1 (23:59)
	Zeit in CET als einzelnes Merkmal zwischen 0 (00:00) und 1 (23:59)
	Zeit in UTC mit zwei Merkmalen via cos- und sin-Repräsentation Zeit in CET mit zwei Merkmalen via cos- und sin-Repräsentation
Wochentag der Prognoseerstellung	Keine Berücksichtigung
	Wochentag als einzelnes Merkmal zwischen 0 und 6 Wochentag als One-Hot-Kodierung mit sechs Merkmalen
Werktaginformation	Keine Berücksichtigung
	Einzelnes binäres Merkmal: True für staatliche Feiertage und Sonntage False sonst
Gesamtzahl möglicher Parameterkombinationen: 720	

In der Tabelle nicht gelistet sind vorangegangene Werte zum Wärmebedarf und prognostizierte Werte der Außentemperatur. Die Bedeutung einer Außentemperaturprognose und vorangegangener Wärmebedarfswerte wurde bereits in Voruntersuchungen deutlich und zeigt sich auch bei der Architekturbestimmung, daher musste der Ausschluss dieser beiden Elemente hier nicht näher untersucht werden.

7 Prognosemodell

Die hier getesteten Varianten zeigen Unterschiede besonders deutlich je nach Eingabe der **Tageszeit** (Siehe Abbildung 7-7). Die jeweiligen Repräsentationen mittels sin- und cos-Funktionen führen dabei horizontübergreifend zu den geringsten MAPE-Werten. Nähere Informationen zu dieser Repräsentationsmethode können [Karatasou–2006] entnommen werden. Abbildung 7-7 zeigt exemplarisch die MAPE-Werte aller 720 getesteten Varianten. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Repräsentationsverfahren, nämlich keine Repräsentation, die Repräsentation mittels einer einzelnen Gleitkommazahl und die Repräsentation mittels trigonometrischer Funktionen und zweier Eingaben, zeigen sich sehr deutlich. Die verwendete Zeitzone, welche mit UTC eher den Sonnenstand und mit CET eher den Tagesablauf wiedergibt, hat hingegen einen wesentlich geringeren Einfluss.

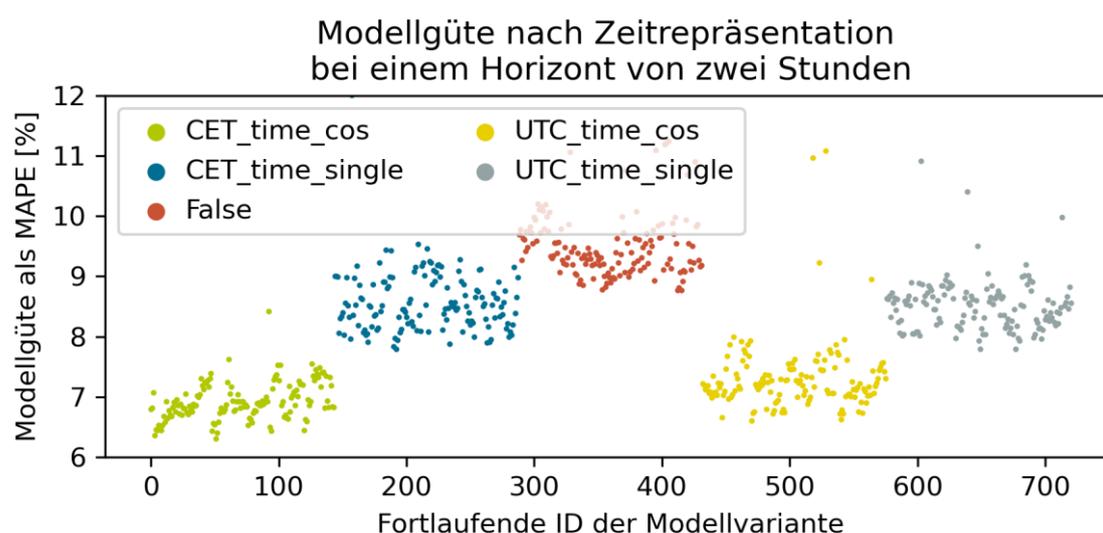


Abbildung 7-7: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der verwendeten Zeitrepräsentation für einen Prognosehorizont von zwei Stunden. Zu beachten ist, dass sich die Modelle auch in allen anderen Freiheitsgraden unterscheiden. Entsprechend erscheint die Zeitrepräsentation hier der dominierende Faktor für die Modellgüte zu sein.

Im Falle der **Wochentage** werden geringere Abweichungen erzielt, wenn diese Information bei der Eingabe ans neuronale Netz nicht berücksichtigt wird. Dies spricht für einen geringen Einfluss der Wochentage auf die Wärmebedarfszeitreihe.

Für die übrigen Parameter sind die Unterschiede in der erzielten Modellgüte geringer. Um auszuschließen, dass die Ursache dafür in einem zu geringen Anteil der entsprechenden Merkmale in dem Gesamtsatz der Eingabe liegt, wurde die Anzahl der Merkmale für die jeweiligen Parameter zwischen 6, 12 und 18 Merkmalen variiert. Die optimale Anzahl an Eingabemerkmale soll jedoch erst im nächsten Schritt bestimmt werden.

Im Falle **vergängerer Werte der relativen Feuchte** sowie **prognostizierter Werte der relativen Feuchte** profitieren die Modelle unabhängig von der Anzahl an Merkmalen nicht von der Hinzunahme dieser Information. Das heißt, dass kein Unterschied in der Prognosegüte auszumachen ist, je nachdem ob Werte zur relativen Feuchte in der Eingabe enthalten sind oder nicht. Entsprechend können diese Werte der Einfachheit halber weggelassen werden.

7 Prognosemodell

Im Falle der **vergangenen Außentemperaturwerte** und der **Werktaginformation** scheint dies die Prognosegüte positiv, wenn auch gering positiv zu beeinflussen. Im Folgenden werden diese beiden Elemente daher weiterhin Teil der Eingabedaten sein.

7.4.5 Die Optimierung der Netzarchitektur

Im Rahmen der Architekturbestimmung wird die optimale Architektur der neuronalen Netze ermittelt. Dazu zählen insbesondere die Anzahl versteckter Schichten und die Anzahl der darin enthaltenen Neuronen, sowie die Anzahl der Eingabemerkmale. In Tabelle 7-4 sind die im Rahmen der Architekturbestimmung in Betracht gezogenen Varianten aufgelistet.

Tabelle 7-4: Auflistung möglicher Modellunterschiede bei der Optimierung der Netzarchitektur.

Parameterbezeichnung	Parametervarianten
Anzahl vorangegangener Werte zur Wärmeleistung in kW	[0, 1, 2, ..., 9, 10 , 11, ..., 19, 20]
Anzahl vorangegangener Werte zur Außentemperatur in °C	[0, 1, 2 , 3, 4, ... 19, 20]
Anzahl prognostizierte Werte zur Außentemperatur in °C	[0, 1, 2, 3 , 4, ... 19, 20]
Anzahl versteckter Schichten	[1, 2 , 3]
Anzahl Neuronen in den versteckten Schichten	[1, 2, 3, ..., 249, 250]
Gesamtzahl möglicher Parameterkombinationen: $2,89 \cdot 10^{11}$	

Zur Bedeutung der vergangenen Wärmeleistung und prognostizierter Außentemperatur

Abbildung 7-8 zeigt die MAPE-Werte der trainierten Modelle mit dem Testhorizont h_{22} in Abhängigkeit der Anzahl vorangegangener Wärmebedarfswerte links beziehungsweise prognostizierter Außentemperaturwerte rechts. Von links nach rechts nimmt dabei jeweils die Anzahl verwendeter Werte von null ganz links bis zwanzig ganz rechts zu.

7 Prognosemodell

Vergleich des Einflusses von historischen Wärmebedarfswerten und Temperaturprognosen auf die Modellgüte bei 22 Stunden Horizont

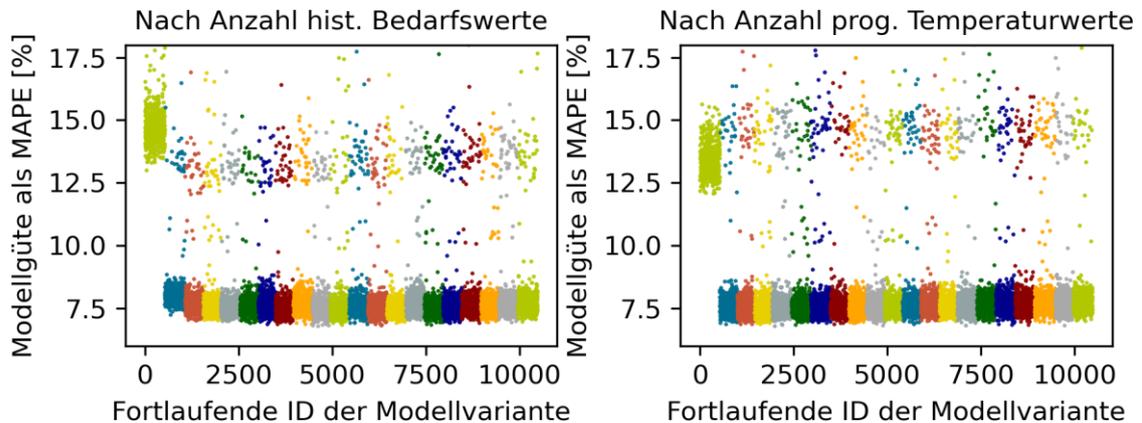


Abbildung 7-8: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit von der Anzahl verwendeter Merkmale für historische Wärmebedarfswerte links und prognostizierte Temperaturwerte rechts. Jeweils zunehmende Anzahl der Merkmale von links nach rechts. Keine Verwendung von historischen Bedarfswerten (linkes Bild, ganz links in grün) oder prognostizierten Temperaturwerten (rechtes Bild, ganz links in grün) führt zu deutlicher Verschlechterung der Modellgüte. Ausreißer bei Verwendung der einen Einflussgröße (alles außer ganz links in beiden Abbildungen) beruhen auf dem Fehlen der anderen Einflussgröße.

Die grünen Bereiche ganz links mit Abweichungen im Bereich von 15 % beziehungsweise 13 % zeigen die Konsequenzen auf, wenn vergangene Wärmeleistungswerte, beziehungsweise prognostizierte Temperaturwerte mit null Merkmalen in Eingabe, also nicht berücksichtigt werden. In Falle des Testhorizonts h_{22} sind die Abweichungen dann etwa 7 % (15 % statt 8 % in der linken Abbildung) beziehungsweise 5 % (13 % statt 8 % in der rechten Abbildung) höher. Die beiden grünen Bereiche sind auch für die Ausreißer in den übrigen Bereichen in der jeweils anderen Abbildung verantwortlich.

Bei näherer Betrachtung des Messdaten fiel auf, dass beim Testhorizont h_2 , also bei kürzerer Vorausschau, vorangegangene Wärmeleistungswerte an Bedeutung gewinnen (MAPE-Werte bei etwa 16 % statt 6 %) und prognostizierte Temperaturwerte an Bedeutung verlieren (MAPE-Werte bei etwa 7 % statt 6 %).

Umgekehrt gilt das gleiche beim Testhorizont h_{42} , also bei größerer Vorausschau. Dort verlieren vergangene Wärmeleistungswerte an Bedeutung (MAPE-Werte bei etwa 13 % statt 9 %) und prognostizierte Außentemperaturwerte gewinnen an Bedeutung (MAPE-Werte bei etwa 18 % statt 9 %).

Bei den vorangegangenen Temperaturwerten ist der Unterschied zwischen der Berücksichtigung von null und einem Merkmal in der Eingabe nicht derart deutlich. Nichtsdestotrotz sind auch in diesem Fall deutliche Unterschiede erkennbar. Bei näherer Betrachtung, wie in Abbildung 7-9 dargestellt, wird außerdem ein Kurvenverlauf mit Variation der Merkmalanzahl sichtbar.

7 Prognosemodell

Bestimmung der Anzahl versteckter Schichten und der darin enthaltenen Neuronen

Hinsichtlich der **Anzahl versteckter Schichten** zeigt sich, dass horizontübergreifend mit zwei versteckten Schichten gute Ergebnisse erzielt werden. Die MAPE-Werte für die Modelle mit drei versteckten Schichten sind nicht erkennbar höher. Da jedoch eine möglichst einfache Modellstruktur angestrebt wird, erscheinen zwei versteckte Schichten ausreichend zu sein.

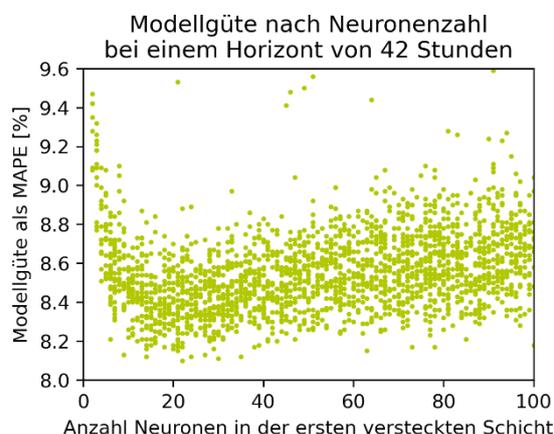


Abbildung 7-10: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Anzahl versteckter Neuronen in der ersten versteckten Schicht für einen Prognosehorizont von 42 Stunden.

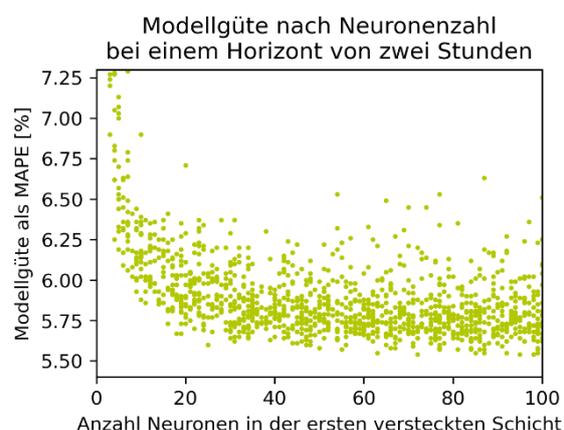


Abbildung 7-11: Darstellung der mittleren Modellgüte in Abhängigkeit der Anzahl versteckter Neuronen in der ersten versteckten Schicht für einen Prognosehorizont von zwei Stunden.

Eine optimale Anzahl versteckter Neuronen zu bestimmen, erweist sich insbesondere bei der ersten versteckten Schicht als herausfordernd. Abbildung 7-10 und Abbildung 7-11 zeigen die MAPE-Werte in Abhängigkeit von der **Anzahl Neuronen in der ersten versteckten Schicht** einmal für den Testhorizont h_{42} links und einmal für den Testhorizont h_2 rechts in dem Teilbereich von einem bis 100 Neuronen.

Im Falle des Testhorizontes h_{42} ist ein Minimum der MAPE-Werte bei etwa 20 Neuronen erkennbar. Im Fall des Testhorizontes h_2 hingegen sind für die geringsten MAPE-Werte deutlich mehr Neuronen nötig (rechte Abbildung). Mit nur 20 Neuronen in der ersten versteckten Schicht werden daher bei geringer Vorausschau keine optimalen Ergebnisse erzielt werden können. Andersherum wirkt eine große Anzahl Neuronen in der versteckten Schicht bei größerer Vorausschau optimalen Ergebnissen eher entgegen (linke Abbildung).

Um diesem Dilemma zu entgehen, wurden weitere Testhorizonte hinzugenommen und deren optimale Anzahl an Neuronen in der ersten versteckten Schicht in analoger Weise untersucht. Bei den weiteren Testhorizonten handelt es sich um $t + 12$ Stunden, $t + 32$ Stunden, $t + 37$ Stunden und $t + 47$ Stunden. Die ermittelte, optimale Anzahl Neuronen in Abhängigkeit vom Prognosehorizont stellen die grünen Punkte in Abbildung 7-12 dar.

7 Prognosemodell

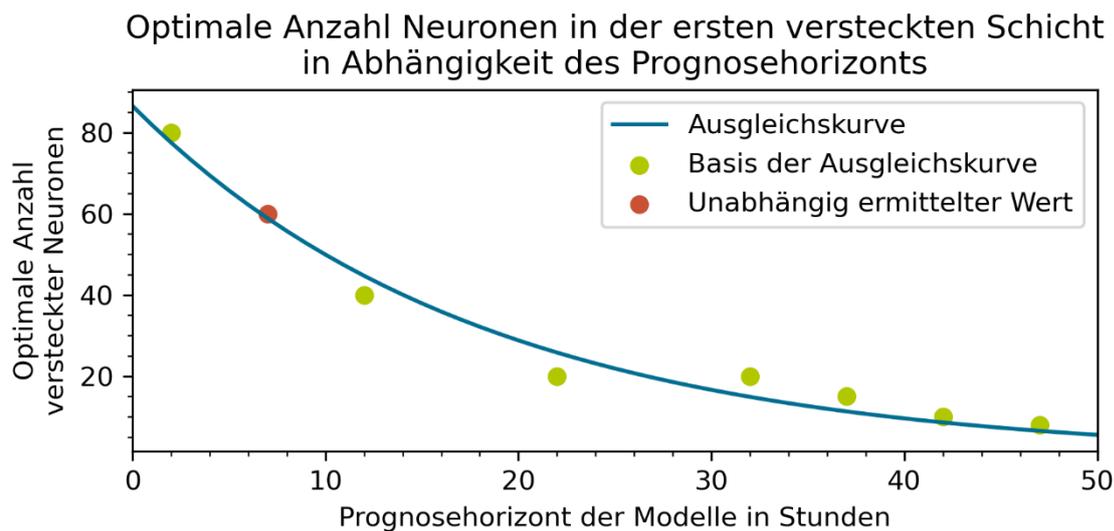


Abbildung 7-12: Darstellung der optimalen Anzahl Neuronen in der ersten versteckten Schicht in Abhängigkeit des Prognosehorizonts.

Experimentell wurde die optimale Zahl Neuronen für die Horizonte 2, 12, 22, 32, 37, 42 und 47 Stunden ermittelt und auf deren Basis eine Ausgleichskurve errechnet. Nicht einbezogen in die Ausgleichskurve wurde der Wert für den Prognosehorizont von 7 Stunden. Der experimentell ermittelte Wert von 60 Neuronen stimmt jedoch gut mit der Ausgleichskurve überein.

Die in blau dargestellte Exponentialfunktion gibt den groben Verlauf der Punkte wieder. Allgemein ist ein Rückgang der Neuronen bei zunehmendem Prognosehorizont erkennbar. Der Prognosehorizont $t + 7$ Stunden wurde nachträglich untersucht und daher als roter Punkt eingezeichnet. Das Ergebnis für diesen Horizont entspricht den Erwartungen der ermittelten Kurve.

Die Anzahl Neuronen in der ersten versteckten Schicht n_1 wird daher im Folgenden für alle Prognosehorizonte h_i mittels der Gleichung $n_1(h_i) = 86,3 * e^{-0,055h_i}$ ermittelt.

Die Abbildung 7-10 und Abbildung 7-11 zeigen jedoch auch, dass es nicht ein einzelner Wert ist, für den die besten MAPE-Werte erzielt werden. Vielmehr handelt es sich um ein mit zunehmender Neuronenzahl ebenfalls verbreiterndes Spektrum an zulässigen Werten. Entsprechend wird erwartet, dass gute Ergebnisse auch mit solchen Modellen erzielt werden, welche bis zu einem Drittel mehr oder weniger Neuronen in ihrer ersten versteckten Schicht aufweisen.

Die **Anzahl Neuronen in der zweiten versteckten Schicht** spielt eine weniger große Rolle für die Modellgüte. Hier spielt eher die Gesamtzahl der zu trainierbaren Gewichte in dem neuronalen Netz eine Rolle. Auch bei den trainierbaren Gewichten ist feststellbar, dass bei geringerem Prognosehorizont eine größere Anzahl Gewichte notwendig ist. Entsprechend wird die Anzahl der Neuronen in der zweiten versteckten Schicht bei einer Vorausschau die 32 Stunden unterschreitet einmalig von 20 auf 30 Neuronen hochgesetzt.

7.4.6 Erstellung der finalen Prognosemodelle

In den vorangegangenen Schritten wurde die Verwendung verschiedener innerer Netzparameter, verschiedener Eingabesätze und verschiedener Architekturen verglichen.

7 Prognosemodell

Nachdem nun die optimalen Werte für die verschiedenen Einflussgrößen bestimmt wurden, können abschließend auf Basis dieser Erkenntnisse die finalen Modelle erstellt werden.

Zum einen kann dabei auf die Anwendung der geschachtelten Kreuzvalidierung verzichtet werden, da pro Prognosehorizont nur ein neuronales Netz angestrebt wird, welches für den gesamten Simulationszeitraum anwendbar ist.

Zum anderen können dem finalen Modell die gesamten Trainingsdaten zur Verfügung gestellt werden, um auf diese Weise bestmögliche Ergebnisse auf dem Simulationszeitraum zu erzielen.

Zur groben Abschätzung der zu erwartenden Prognoseabweichungen werden ebenfalls die gesamten Trainingsdaten herangezogen. Da das neuronale Netz jene Daten im Rahmen des Trainings zur Verfügung gestellt bekommen hat, stellen die dabei ermittelten MAPE-Werte eine untere Grenze dar. Die tatsächlichen Abweichungen werden eher in dem Bereich liegen, welche bei der abschließenden Architekturbestimmung erzielt wurden. Aus Abbildung 8-10 und Abbildung 7-11 ist ersichtlich, dass die minimal erreichten MAPE-Werte zuvor für einen Prognosehorizont von 42 Stunden bei etwa 8 % und bei einem Prognosehorizont von zwei Stunden bei etwa 5,5 % lagen. Nach dem Training über den gesamten Datensatz liegen diese MAPE-Werte bei etwa 6,8 % bzw. 4,5 %. Statt der konkreten Zahlenwerte sind somit vor allem die grundsätzlichen Tendenzen der Abweichungen relevant.

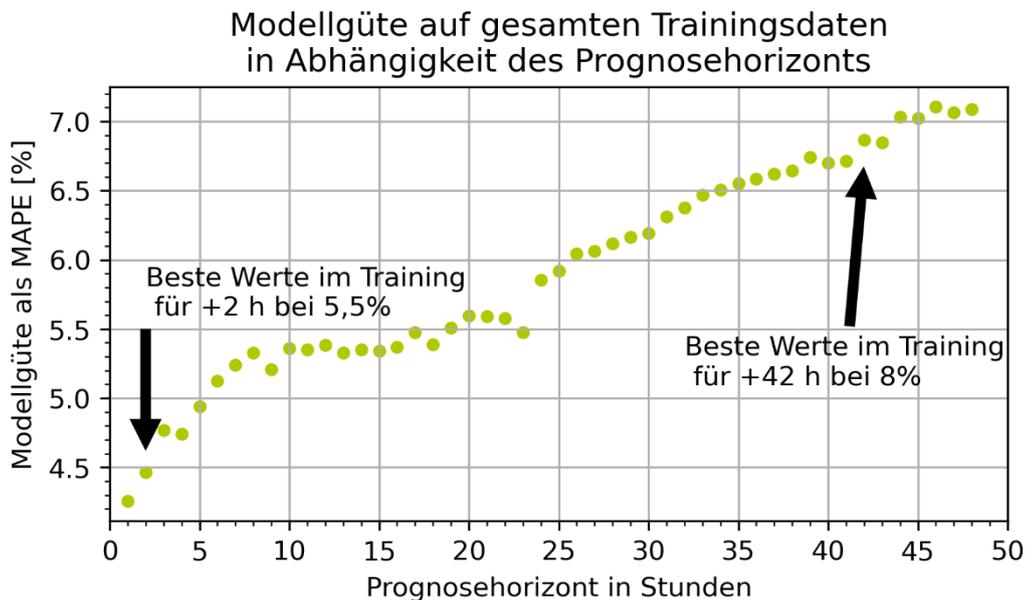


Abbildung 7-13: Darstellung der Modellgüte der finalen Modelle in Abhängigkeit des Prognosehorizonts.

Im Unterschied zum bisherigen Verfahren der verschalteten Kreuzvalidierung zur Bestimmung der optimalen Netzausgestaltung wurden diese finalen Modelle auf dem gesamten Trainingsdatensatz trainiert und auf demselben Datensatz evaluiert. Die MAPE-Werte sind daher überoptimistisch, was über den Vergleich mit den „besten Werten im Training“ verdeutlicht werden soll. Der Fokus hier liegt auf dem Vergleich zwischen den einzelnen Horizonten.

Eine dieser grundsätzlichen Tendenzen ist, dass – wie in Abbildung 7-13 gezeigt – die Prognoseabweichungen mit zunehmendem Prognosehorizont ebenfalls zunehmen.

7 Prognosemodell

Außerdem wurde beobachtet, dass sich die Verteilung der Prognoseabweichung für alle Prognosehorizonte ähnelt. Die Abweichungen verteilen sich gleichmäßig um Null und die mittlere Abweichung über den gesamten Zeitraum liegt nahe Null. Beispielhaft genannt sei die mittlere Abweichung über den gesamten Trainingszeitraum für den Prognosehorizont h_{22} : $ME_{22} = -0,84$ kW.

Zusammengenommen sind dies Anzeichen dafür, dass die Modelle gute Ergebnisse liefern und die Spezifika der Zeitreihe treffend wiedergegeben werden.

8 Betriebsoptimierung

Bei der Betriebsoptimierung wird der Betrieb der Energiewandlungsanlagen und Energiespeicher des Krankenhauses mithilfe von Optimierungsmodellen betrachtet. In Kapitel 8.1 werden zunächst Modelle der bisherigen Energieanlagen des Krankenhauses und von zusätzlichen Anlagen, die im weiteren Verlauf der Untersuchung betrachtet werden, vorgestellt. In Kapitel 8.2 werden verschiedene Energiesystemkonzepte, die aus den Anlagenmodellen zusammengestellt werden, beschrieben. Diese beinhalten neben dem aktuellen Energiesystem auch weitere Energiesystemkonzepte, die unterschiedliche Anlagentypen und Anlagendimensionierungen enthalten. In Kapitel 8.3 werden die Strom-, Wärme- und Kältebedarfszeitreihen des Krankenhauses, die bei den Optimierungsrechnungen als Eingangsdaten verwendet werden, vorgestellt. In Kapitel 8.4 werden Strom- und Gaspreisszenarien erstellt. Die Preiszeitreihen dienen den Optimierungsrechnungen als Eingangsdaten. In Kapitel 8.5 wird die Bewertungsmethode vorgestellt und auf die Ergebnisse der Betriebsoptimierung angewendet. Dabei wird der Betrieb der zuvor vorgestellten Energiesystemkonzepte in den unterschiedlichen Szenarien bewertet.

8.1 Optimierungsmodelle

Die Optimierungsmodelle sind in der Programmiersprache Python mit der Optimierungsbibliothek Pyomo (Python optimisation modelling objects) [Sandia National Laboratories–2017] und mithilfe des Optimierungsframeworks Oemof (Open Energy Modelling Framework) [Rainer Lemoine Institut–2021] erstellt. Damit werden MILP (Mixed Integer Linear Programming) Optimierungsprobleme mit algebraischen Gleichungen (Constraints) gebildet.

Ein Optimierungsmodell besteht aus Quellen (Source), Senken (Sink), Konnektor (Bus) und Umwandlern (Transformer). Ein Beispieloptimierungsmodell ist in Abbildung 8-1 abgebildet. Der Gasnetzanschluss und der elektrische Netzanschluss sind als Quellen modelliert. Der elektrische Bedarf und die Wärme- und Kälteenergiebedarfe des Krankenhauses entsprechen Senken. Als Transformer werden die Anlagenmodelle bezeichnet, in denen ein Energiewandel durchgeführt wird. Busse sind Knotenpunkte, in denen die einzelnen Energieflüsse zusammenfließen und Quellen, Senken und Transformer verknüpfen.

8 Betriebsoptimierung

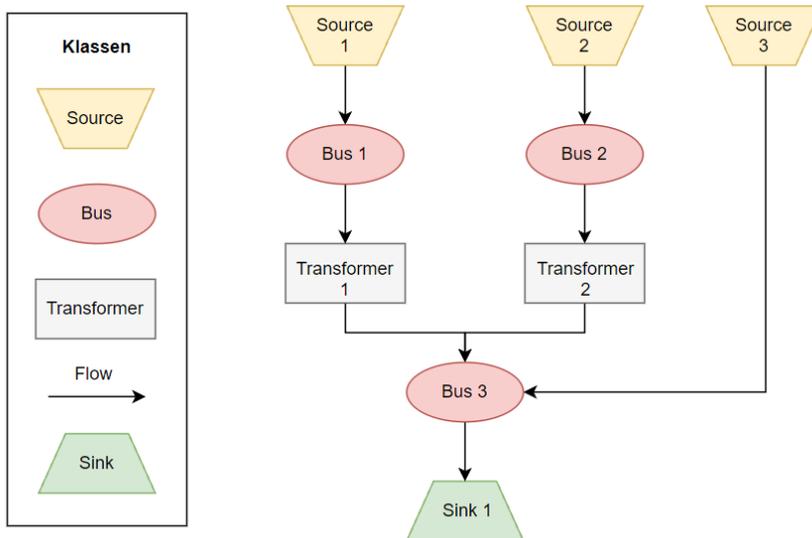


Abbildung 8-1 : Beispiel-Optimierungsmodell in Oemof

Im Folgenden werden die Anlagenmodelle und die darin verwendeten Parameter, Variablen und Constraints vorgestellt.

8.1.1 Gaskessel

Das Anlagenmodell ‚Gaskessel‘ stellt einen Heizkessel mit je einem Ein- und Ausgang dar. Das Modell beinhaltet einen konstanten Wirkungsgrad und einen maximalen Wärmefluss.

Tabelle 8-1: Eigenschaften des Modells ‚Gaskessel‘

Parameter	Variablen	Constraints
η_{th} : th. Wirkungsgrad	$\dot{m}(t)$: Eingang Gasmassenstrom	$\dot{Q}(t) = \dot{m}(t) * H_l * \eta_{th}$
\dot{Q}_{max} : th. Nennlast	$\dot{Q}(t)$: Ausgang Wärmeleistung	$\dot{Q}(t) \leq \dot{Q}_{max}$
H_l : Brennwert Gas		

8.1.2 BHKW

Das Anlagenmodell ‚lastabhängiges BHKW‘ stellt ein BHKW mit einem Brennstoffeingang und je einem Strom- und einem Wärmeausgang dar. Es wird ein maximaler und minimaler thermischer und elektrischer Wirkungsgrad und eine maximale und minimale elektrische Leistung sowie der Betriebszustand durch eine Binärvariable betrachtet. Daraus ergibt sich die thermische Leistung. Das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung ist konstant.

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-2: Eigenschaften des Modells ‚lastabhängiges BHKW‘

Parameter	Variablen	Constraints
$\eta_{el,max}$: el. Wirkungsgrad bei max. el. Leistung	$\dot{m}(t)$: Eingang Gasmassenstrom	$\dot{Q}_{th}(t) = \alpha_{th} * \dot{m}(t) + Y_{op}(t) * \beta_{th}$
$\eta_{el,min}$: el. Wirkungsgrad bei min. el. Leistung	$\dot{Q}_{th}(t)$: Ausgang Wärmeleistung	mit: $\alpha_{th} = \frac{\dot{Q}_{max} - \dot{Q}_{min}}{\dot{m}_{max} - \dot{m}_{min}}$
$\eta_{th,max}$: th. Wirkungsgrad bei max. el. Leistung	$P_{el}(t)$: Ausgang el. Leistung	$\beta_{th} = \dot{Q}_{par} - \alpha_{th} * \dot{m}_{min}$
$\eta_{th,min}$: th. Wirkungsgrad bei min. min. Leistung	$Y_{op}(t)$: Statusvariable Betrieb	$P_{el}(t) = \alpha_{el} * \dot{m}(t) + Y_{op}(t) * \beta_{el}$
$P_{el,max}$: el. Nennlast		mit: $\alpha_{el} = \frac{P_{max} - P_{min}}{\dot{m}_{max} - \dot{m}_{min}}$
$P_{el,min}$: min. el. Leistung		$\beta_{el} = P_{min} - \alpha_{el} * \dot{m}_{min}$
H_l : Brennwert Gas		$P_{el}(t) \leq P_{el,max} * Y_{op}(t)$ $P_{el}(t) \geq P_{el,min} * Y_{op}(t)$

8.1.3 Kompressionskältemaschine

Das Anlagenmodell ‚Kompressionskältemaschine‘ besitzt einen Stromeingang und einen Kälteausgang. Es wird eine maximale und minimale elektrische Leistung betrachtet. Der EER wird in Form von Stützstellen übergeben und ist abhängig von Quell- und Vorlauftemperatur linear interpoliert.

Tabelle 8-3: Eigenschaften des Modells ‚Kompressionskältemaschine‘

Parameter	Variablen	Constraints
$P_{el,max}$: el. Nennlast	$P_{el}(t)$: Eingang el. Leistung	$\dot{Q}_{th}(t) = P_{el}(t) * EER(t)$
$T_{source}(t)$: Quelltemperatur	$\dot{Q}_{th}(t)$: Ausgang Kälteleistung	$P_{el}(t) \leq P_{el,max}$
T_{flow} : Vorlauftemperatur		$P_{el}(t) \geq P_{el,min}$
$EER(t)$: Leistungszahl		

8.1.4 Wärmespeicher (sensibel)

Das Anlagenmodell ‚Wärmespeicher (sensibel)‘ besitzt beliebig viele Ein- und Ausgänge für Wärmeströme. Im Modell werden hierbei sowohl ein relativer ladezustandsabhängiger Wärmeverlust, sowie ein umgebungstemperaturabhängiger konstanter Wärmeverlust berücksichtigt. Weiterhin werden Begrenzungen für den maximalen Füllstand berücksichtigt und das gleichzeitige Laden und Entladen verhindert.

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-4: Eigenschaften des Modells ‚Wärmespeicher (sensibel)‘

Parameter	Variablen	Constraints
Q_0 : Initialer Speicherfüllstand	$\dot{Q}_{in}(t)$: Eingang Wärmeleistung	$Q_{th}(t) = Q_{th}(t)$
V_{sto} : Speichervolumen	$\dot{Q}_{out}(t)$: Ausgang Wärmeleistung	$+ (-Q_{th}(t) * \eta_{vol} + \dot{Q}_{in}(t) - \dot{Q}_{out}(t) - \dot{Q}_{los}(t)) * \tau$
ρ : Dichte des Speichermediums	$Q_{th}(t)$: Speicherfüllstand	$\eta_{vol} = \frac{U * A}{\rho * c}$. Faktor für füllstandsabhängige Wärmeverluste
c_{sto} : Wärmekapazität des Speichermediums	Y_{load} : Statusvariable beladen/entladen	$\dot{Q}_{los}(t) = U * A * (T_{min} - T_a(t))$: füllstandsunabhängige Wärmeverluste
A_{sto} : Speicheroberfläche		
U_{sto} : Flächenspezifischer Wärmeübergangskoeffizient		$\dot{Q}_{in}(t) \geq 0$
T_{max} : Maximaltemperatur des Speichers		$\dot{Q}_{out}(t) \leq \dot{Q}_{out,max}$
T_{min} : Minimaltemperatur des Speichers		$\dot{Q}_{out}(t) \geq 0$
$T_a(t)$: Umgebungstemperatur		$\frac{\dot{Q}_{in}(t)}{\dot{Q}_{in,max}} \leq Y_{load}$
		$\frac{\dot{Q}_{out}(t)}{\dot{Q}_{out,max}} \leq 1 - Y_{load}$
		$Q_{th}(t) \geq 0$

8.1.5 Kältespeicher (sensibel)

Das Anlagenmodell ‚Kältespeicher (sensibel)‘ entspricht dem des ‚Wärmespeicher (sensibel)‘.

8.1.6 Ad- bzw. Absorptionskältemaschine

Das Anlagenmodell ‚Ad- bzw. Absorptionskältemaschine (AKM)‘ besitzt je einen Ein- und Ausgang für Wärmeströme. Es wird eine maximale und minimale Eingangswärmeleistung auf hohem Temperaturniveau, sowie der Betriebszustand durch eine Binärvariable betrachtet. Die Ausgangswärmeleistung liegt auf einem niedrigen Temperaturniveau, entsprechend der Kühlvorlauf-temperatur, vor. Der EER wird in Form von Stützstellen übergeben und abhängig von Quellen-, Vorlauf- und Umgebungstemperatur linear interpoliert.

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-5: Eigenschaften des Modells ‚Ad- bzw. Absorptionskältemaschine‘

Parameter	Variablen	Constraints
\dot{Q}_{max} : Nennlast (Quellentemperatur)	$\dot{Q}_{in}(t)$: Eingang Wärmeleistung (bei Quelltemperatur)	$\dot{Q}_{out}(t) = \dot{Q}_{in}(t) * EER(t)$
\dot{Q}_{min} : th. min. Teillast (Quellentemperatur)	$\dot{Q}_{out}(t)$: Ausgang Wärmeleistung (bei Vorlauftemperatur)	$\dot{Q}_{in}(t) \leq \dot{Q}_{max} * Y_{op}$
T_{source} : Quellentemperatur	Y_{op} : Statusvariable Betrieb	$\dot{Q}_{in}(t) \geq \dot{Q}_{min} * Y_{op}$
$T_a(t)$: Umgebungstemperatur		
T_{flow} : Vorlauftemperatur		
$EER(t)$: Leistungszahl		

8.1.7 Notkühler

Der ‚Notkühler‘ wird als unendlich große Wärmesenke modelliert.

Tabelle 8-6: Eigenschaften des Modells ‚Notkühler‘

Parameter	Variablen	Constraints
	$\dot{Q}_{th}(t)$: Eingang Wärme	$\dot{Q}_{th}(t) \geq 0$

8.2 Energiesystemkonzepte

Als Konzept wird die Zusammenstellung von Energiewandlungsanlagen und Speichern zu einem Energiesystem bezeichnet. Es werden, neben dem im Krankenhaus bestehenden Konzept, weitere Konzepte untersucht. Dabei ist es das Ziel, Unterschiede in der Lastverschiebung von cross-sektoralen und flexiblen Anlagen zu untersuchen. Investitionskosten werden nicht berücksichtigt.

Cross-sektorale Konzepte sind im Projekt dadurch definiert, dass Energiewandlungsanlagen enthalten sind, die den Strom-, Wärme- oder Kältesektor mit mindestens einem weiteren Sektor koppeln. Somit sind BHKW, KKM und AKM, welche Gas zu Strom und Wärme, Strom zu Kälte, oder Wärme zu Kälte wandeln, die zentralen cross-sektoralen Energiewandlungsanlagen.

Flexibilität wird als Lastverschiebung des Strombezugs oder der Stromeinspeisung aus oder in das öffentliche Stromnetz durch einen optimierten Betrieb mit Speichern im Vergleich zu einem Referenzbetrieb ohne Speicher definiert. Dadurch können Leistungen bedarfs- und kostenorientiert verschoben werden. Bei Nutzung von cross-sektoralen Anlagen dienen Wärme und Kältespeicher zur Bereitstellung dieser Flexibilität.

Notkühler nehmen eine Sonderrolle ein. Sie ermöglichen innerhalb des Energiesystems einen Wärmeüberschuss auszugleichen und erhöhen damit die Flexibilität des

8 Betriebsoptimierung

Energiesystems. Da sie dem Ziel, Energie einzusparen und Energie effizient zu nutzen, entgegenstehen, wird der Notkühler in den untersuchten Konzepten jedoch nicht als innovativ und nachhaltig gesehen. Um jedoch einen Vergleich zum aktuellen Betrieb zu ermöglichen, wird auch der Notkühler mit in die untersuchten Konzepte eingebunden.

8.2.1 Basisenergiesystem

Zunächst wird der Einfluss der aktuell im Energiesystem des Krankenhauses eingesetzten Anlagen untersucht. In Tabelle 8-7 sind dafür die als ‚Basisenergiesystem‘ bezeichneten Konzepte abgebildet. Die verwendeten Anlagen sind Gaskessel, BHKW, KKM, Wärme- und Kältespeicher sowie Notkühler.

Das Referenzkonzept (Konzept 1-1) besteht aus einem Gaskessel, einem BHKW und einer KKM. Es beinhaltet keine Speicher und keinen Notkühler. Dies ermöglicht eine Bewertung der weiteren Konzepte unabhängig von wechselseitigen Einflüssen. Die weiteren Konzepte unterscheiden sich von diesem durch Speicher mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten, durch die Nennleistung des BHKW und durch den Notkühler. Das Konzept 3-1 bildet den aktuellen Betrieb des Krankenhaus-Energiesystems ab.

Die Anlagengrößen orientieren sich an dem im Krankenhaus installierten Energiesystem. Diese weisen die folgenden Leistungsdaten auf:

- Gaskessel: 1500 kW
- BHKW: 250 kW_{el}
- KKM: 600 kW_{el}
- Wärmespeicher: 323 kWh
- Kältespeicher: 61 kWh

Es wird zusätzlich ein BHKW mit 400 kW_{el} untersucht. Außerdem werden die Speicherkapazitäten des Wärmespeichers mit 519 kWh und des Kältespeichers mit 95 kWh variiert. Zusätzlich werden drei Konzepte mit Notkühlerbetrieb erstellt. Die Notkühlerkonzepte stellen den aktuellen Betrieb im Krankenhaus dar. Das BHKW wird in diesen Konzepten konstant auf Volllast betrieben.

In allen Konzepten liegt der elektrische Wirkungsgrad des BHKW bei 0,38 in Nennlast. Der thermische Wirkungsgrad liegt bei 0,53 in Nennlast. Daraus ergibt sich eine thermische Nennleistung von 348 kW für das kleine BHKW und 610 kW für das große BHKW. Die weiteren Parameter der Optimierungsmodelle orientieren sich an den im Krankenhaus verbauten Anlagen.

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-7: Konzepte des Basisenergiesystems

Konzept	Wärmebereitstellung			Kältebereitstellung		Speicher	
	BHKW	Gaskessel	Notkühler	KKM		Wärmespeicher	Kältespeicher
1-1 (Referenz)	250 kWel	1500 kW	-	600 kW		-	-
1-2	250 kWel	1500 kW	-	600 kW		323 kWh	61 kWh
1-3	250 kWel	1500 kW	-	600 kW		519 kWh	95 kWh
2-1	400 kWel	1500 kW	-	600 kW		-	-
2-2	400 kWel	1500 kW	-	600 kW		323 kWh	61 kWh
2-3	400 kWel	1500 kW	-	600 kW		519 kWh	95 kWh
3-1	250 kWel	1500 kW	vorhanden	600 kW		-	-
3-2	250 kWel	1500 kW	Vorhanden	600 kW		323 kWh	61 kWh
3-3	250 kWel	1500 kW	vorhanden	600 kW		519 kWh	95 kWh

8.2.2 AKM-Energiesystem

In einer zweiten Untersuchung wird der Betrieb einer AKM anstelle einer KKM betrachtet. In Tabelle 8-8 sind die dafür verwendeten Konzepte abgebildet.

Als Referenz dient das gleiche Konzept wie im Basisenergiesystem. Es wird jedoch anstelle der KKM eine AKM mit der gleichen Kälteleistung verwendet. Die Speichergrößen variiert wie in den Konzepten des Basisenergiesystems. Die Größen des BHKW und des Gaskessels unterscheiden sich nicht im Vergleich zum Referenzkonzept.

Tabelle 8-8: Konzepte des AKM-Energiesystems

Konzept	Wärmebereitstellung			Kältebereitstellung		Speicher	
	BHKW	Gaskessel	Notkühler	KKM	AKM	Wärmespeicher	Kältespeicher
1-1 (Referenz)	250 kWel	1500 kW	-	600 kW	-	-	-
4-1	250 kWel	1500 kW	-	-	600 kW	-	-
4-2	250 kWel	1500 kW	-	-	600 kW	323 kWh	61 kWh
4-3	250 kWel	1500 kW	-	-	600 kW	519 kWh	95 kWh

8 Betriebsoptimierung

8.3 Bedarfszeitreihen

Die Energiebedarfszeitreihen des Krankenhauses für die Optimierungsrechnungen werden auf Grundlage der Messungen aus Kapitel 5 erstellt. Die Bedarfszeitreihen setzen sich aus jeweils einem Strom-, Wärme- und Kältebedarf zusammen. Es wird das Jahr 2019 in viertelstündlicher Auflösung abgebildet. Für alle Zeitreihen wird mitteleuropäische Winterzeit (UTC +1) genutzt. Neben dem Gesamtzeitraum über ein Jahr wird der Zeitraum der Sommerzeit als Sommer und der Zeitraum der Winterzeit als Winter bezeichnet. Die einzelnen Bedarfszeitreihen werden in diesem Kapitel vorgestellt.

8.3.1 Strombedarf

Die Strombedarfszeitreihe wird aufgrund unvollständig vorliegender Jahresmessdaten (siehe Kapitel 5) aus charakteristischen Tagen zusammengestellt. Dafür werden vier Beispielwochen, jeweils zwei aus der Sommerzeit und zwei aus der Winterzeit, genutzt. Die Beispielwochen werden in charakteristische Tage für Wochentage, Wochenenden und Sonn- und Feiertage unterteilt. Aus diesen charakteristischen Tagen wird ein Jahr mit der Tagesverteilung des Jahres 2019 zusammengestellt. Somit wird sichergestellt, dass die Charakteristika von Werktagen, Wochenenden und Feiertagen, sowie der Zeitverschiebung für das Jahr 2019 korrekt abgebildet werden. In Abbildung 8-2 ist der durchschnittliche Strombedarf über ein Jahr abgebildet. Aufgrund der Zeitverschiebung von Sommer- und Winterzeit ist eine Verschiebung des maximalen Strombedarfs im Sommer zu erkennen. In der Datenreihe für die Betriebsoptimierung beträgt der gesamte Strombedarf des Krankenhauses, ohne den Strombedarf für die Kälteerzeugung, 2 452,6 MWh.

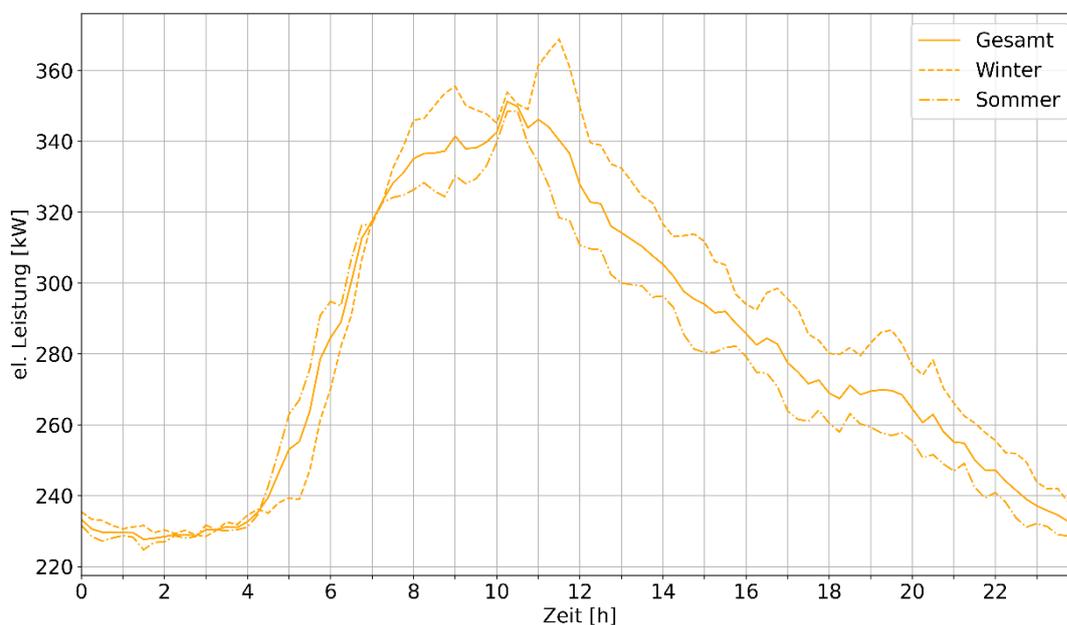


Abbildung 8-2: Durchschnittliche Strombedarfszeitreihen des KH über ein Jahr in der Betriebsoptimierung.

8 Betriebsoptimierung

8.3.2 Wärmebedarf

Die Wärmebedarfszeitreihe basiert auf den Messungen, die in Kapitel 5 beschrieben werden. Sie setzen sich aus den gemessenen Daten vom 07.03.2020 bis zum 06.03.2021 zusammen. Der Zeitstempel ist für das Jahr 2019 angepasst. Die saisonalen Effekte sind berücksichtigt. Charakteristische Tage wie Wochenenden, oder Feiertage, haben keinen Einfluss auf die Wärmebedarfszeitreihe und sind daher nicht berücksichtigt. Die Daten sind zugunsten numerischer Rechenzeitoptimierung zusätzlich geglättet; die Charakteristika sind jedoch weiterhin ausreichend abgebildet. In Abbildung 8-3 ist die durchschnittliche Wärmebedarfszeitreihe über ein Jahr abgebildet. In der Datenreihe für die Betriebsoptimierung beträgt der gesamte Wärmebedarf 4 235,6 MWh.

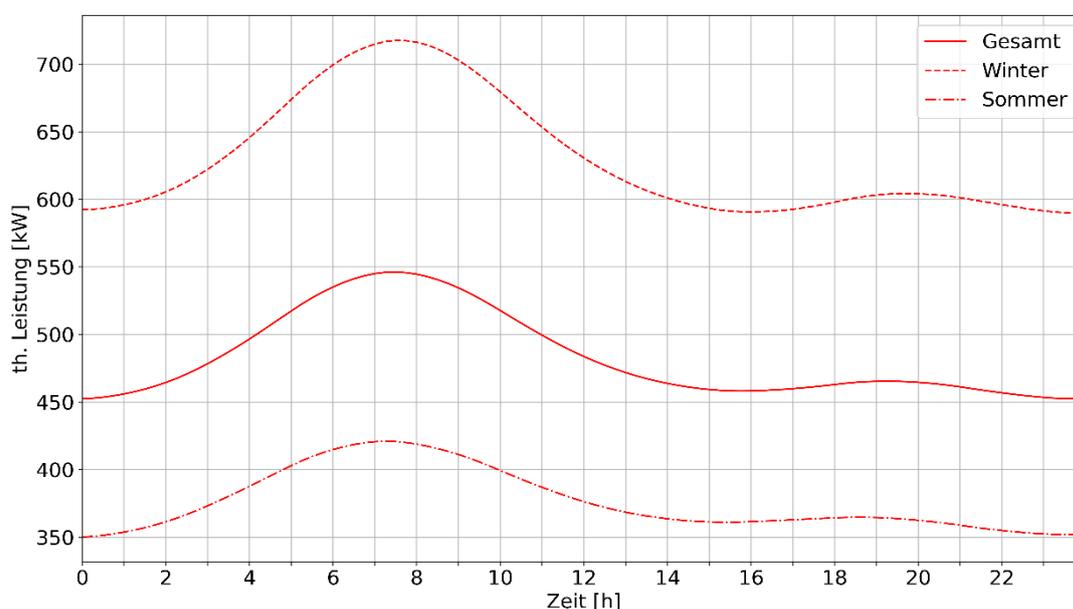


Abbildung 8-3: Durchschnittliche Wärmebedarfszeitreihen des KH für die Betriebsoptimierung.

8.3.3 Kältebedarf

Die Kältebedarfszeitreihe basiert auf den Messungen aus Kapitel 5. Sie setzt sich aus den gemessenen Daten vom 01.04.2019 bis zum 31.03.2020 zusammen. Der Zeitstempel ist für das Jahr 2019 angepasst. Die saisonalen Effekte sind berücksichtigt. Charakteristische Tage wie Wochenenden, oder Feiertage, haben keinen Einfluss auf die Kältebedarfszeitreihe und sind daher nicht berücksichtigt. Die Wahl des gleichen Zeitraumes wie in der Wärmebedarfszeitreihe war aufgrund der verfügbaren Datenlage nicht möglich. Die Auswirkungen auf die Optimierungsergebnisse werden jedoch als gering eingeschätzt, da der Kältebedarf vor allem im Sommerzeitraum in der Mittagszeit hoch ist und variiert, während in diesem Zeitraum beim Wärmebedarf die Grundlast vorherrscht und somit nur geringe Abhängigkeiten durch das Wetter vorliegen. In Abbildung 8-4 ist der durchschnittliche Kältebedarf über ein Jahr abgebildet. In der Datenreihe für die Betriebsoptimierung beträgt der gesamte Kältebedarf 333,9 MWh.

8 Betriebsoptimierung

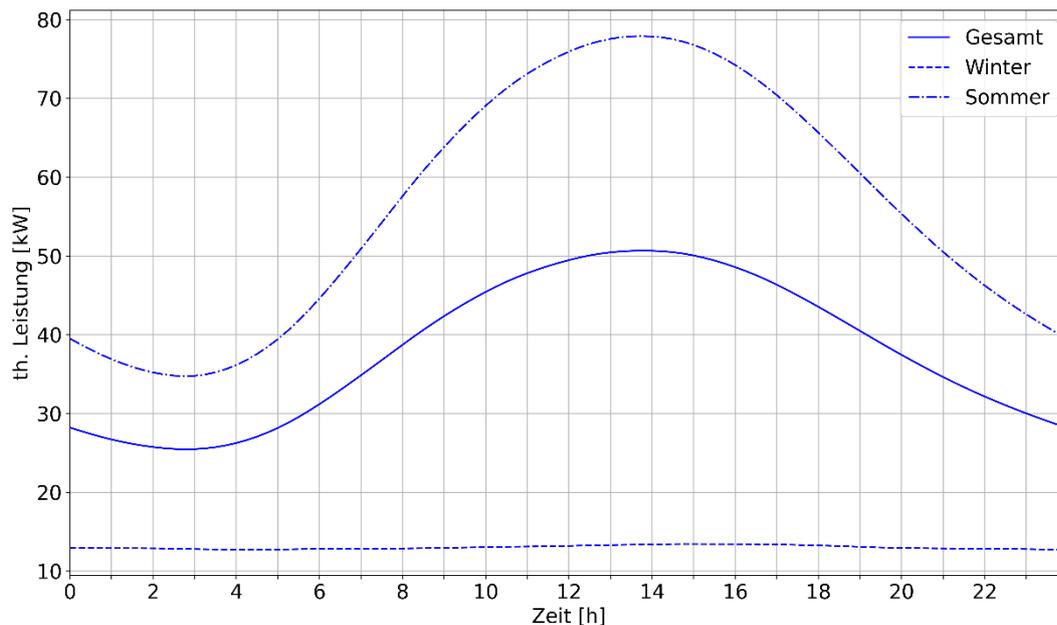


Abbildung 8-4: Durchschnittliche Kältebedarfszeitreihen des KH für die Betriebsoptimierung.

8.4 Optimierungsszenarien

Basierend auf den Erkenntnissen aus Kapitel 4 werden zwei Szenarien erstellt. Neben einem aktuellen ‚Status-quo‘-Szenario wird ein Zukunftsszenario ‚Szenario 2030‘ erstellt. Das ‚Status-quo‘-Szenario basiert auf dem Jahr 2019, während das ‚Szenario 2030‘ eine mögliche Entwicklung für das Jahr 2030 darstellt. Die Szenarien beinhalten:

- Preiszeitreihen der Strombezugskosten
- Preiszeitreihen der Stromeinspeisevergütung
- Preiszeitreihen der Gasbezugskosten

Innerhalb der Szenarien werden die Strompreiszeitreihen als Festpreise oder dynamische Preise umgesetzt, während die Gaspreise stets Festpreise sind. Die dynamischen Strompreiszeitreihen setzen sich dabei aus Börsenstrompreisen als Basis zusammen, die mit fixen Werten aus Umlagen und Steuern beaufschlagt werden. Für das ‚Status-quo‘-Szenario wird das stochastische Tool und für das ‚Szenario 2030‘ die Daten aus dem Fundamentalmodell aus Kapitel 4.5 genutzt. Für die Strom-Festpreiszeitreihe wird der Strompreistarif des Krankenhauses durch die Stadtwerke Bochum verwendet.

Aufgrund der Covid-19 Pandemie und den damit einhergehenden Verzerrungen der Preisverläufe auf den Strommärkten im Jahr 2020, werden die Preise des Jahres 2019 als Basis für das ‚Status-quo‘-Szenario gewählt. Für das ‚Szenario 2030‘ werden Zeitreihen eines Fundamentalmodells¹⁹ genutzt.

Neben den zwei Szenarien ‚Status-quo‘ und ‚Szenario 2030‘ werden auch zwei Tarifmodelle untersucht - zum einen eine Festpreisvermarktung und zum anderen eine Direktvermarktung. Beim Festpreis besteht die Basiszeitreihe aus fixen Werten, während bei

¹⁹ enervis Best Guess Strommarktszenario Deutschland

8 Betriebsoptimierung

der Direktvermarktung flexible Werte (ein dynamischer Tarif) genutzt werden. Im ‚Status-quo‘-Szenario wird der Festpreis sowie die Direktvermarktung untersucht. Für das ‚Szenario 2030‘ wird lediglich die Direktvermarktung untersucht, da aufgrund der Voruntersuchungen in Kapitel 4.4 davon ausgegangen wird, dass in Zukunft vermehrt Direktvermarktung genutzt wird.

Nachfolgend werden die drei Preiszeitreihen in jedem Szenario erstellt. In Tabelle 8-9 sind die Szenarien zusammengefasst.

Tabelle 8-9: Übersicht der drei Szenarien

Szenario	Tarifmodell	Gaspreis	Ø-Strompreis (Bezug) ²⁰	Ø-Strompreis (Vermarktung) ²¹
1 Status-quo	Festpreis			
2 Status-quo	Direktvermarktung	3,77 ct/kWh	21,86 ct/kWh	3,71 ct/kWh
3 Szenario 2030	Direktvermarktung	5,31 ct/kWh	26,02 ct/kWh	7,21 ct/kWh

8.4.1 ‚Status-quo Festpreis‘

Das ‚Status-quo Festpreis‘-Szenario orientiert sich an den Strom- und Gastarifen zwischen dem Krankenhaus und den Stadtwerken Bochum und basiert auf den im Jahr 2019 gültigen Preisen, Verträgen und Regularien.

Strombezug: Der Preis setzt sich aus dem Stromtarif des Jahres 2019 des Krankenhauses zusammen. (siehe Tabelle 8-10)

Tabelle 8-10: Strombezug ‚Status-quo Festpreis‘

Volatilität	Basispreis	Netznutzungs-entgelte	Umlagen u. Steuern	Preisniveau ²² ± Volatilität
0 ct/kWh				

Stromvermarktung: Für die Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz wird die Vergütung über den ‚üblichen Preis‘ aus dem 1. Quartal 2019 gewählt. Zusätzlich wird eine Vergütung über das KWKG berücksichtigt. Da der KWK-Zuschlag abhängig von der maximalen Leistung des BHKW ist, variiert der KWK-Zuschlag für die unterschiedlichen Energiesystemkonzepte. (siehe Tabelle 8-11)

²⁰ Bei Direktvermarktung setzt sich das Preisniveau im Bezug folgendermaßen zusammen: Preisniveau = Basispreis oder Ø-Börsenstrompreis + Netznutzungsentgelte + Umlagen u. Steuern + Umsatzsteuer

²¹ Bei Direktvermarktung setzt sich das Preisniveau in der Vermarktung folgendermaßen zusammen: Preisniveau = ‚üblicher Preis‘ oder Ø-Börsenstrompreis + KWK-Zuschlag

²² inkl. Umsatzsteuer

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-11: Stromvermarktung 'Status-quo Festpreis'

Volatilität	„üblicher Preis“	KWK-Zuschlag (BHKW: 250 kWel - 400 kWel)	Preisniveau \pm Volatilität
0 ct/kWh			± 0 ct/kWh

Gasbezug: Der Gaspreis orientiert sich an dem Gastarif des Krankenhauses für das Jahr 2019. (siehe Tabelle 8-12)

Tabelle 8-12: Gaspreis 'Status-quo'

Basispreis	Netzentgelt	Umlagen u. Steuern	Gaspreis ²²

8.4.2 ‚Status-quo Direktvermarktung‘ Szenario

Basierend auf der Strompreiszeitreihe des mittleren Preises des kontinuierlichen Intraday-Handels aus dem Jahr 2019 wird eine viertelstündig aufgelöste Basisstrompreiszeitreihe für das Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ mit dem stochastischen Tool aus Kapitel 4.5 erstellt. Die Zeitreihe ist in Abbildung 8-5 abgebildet.

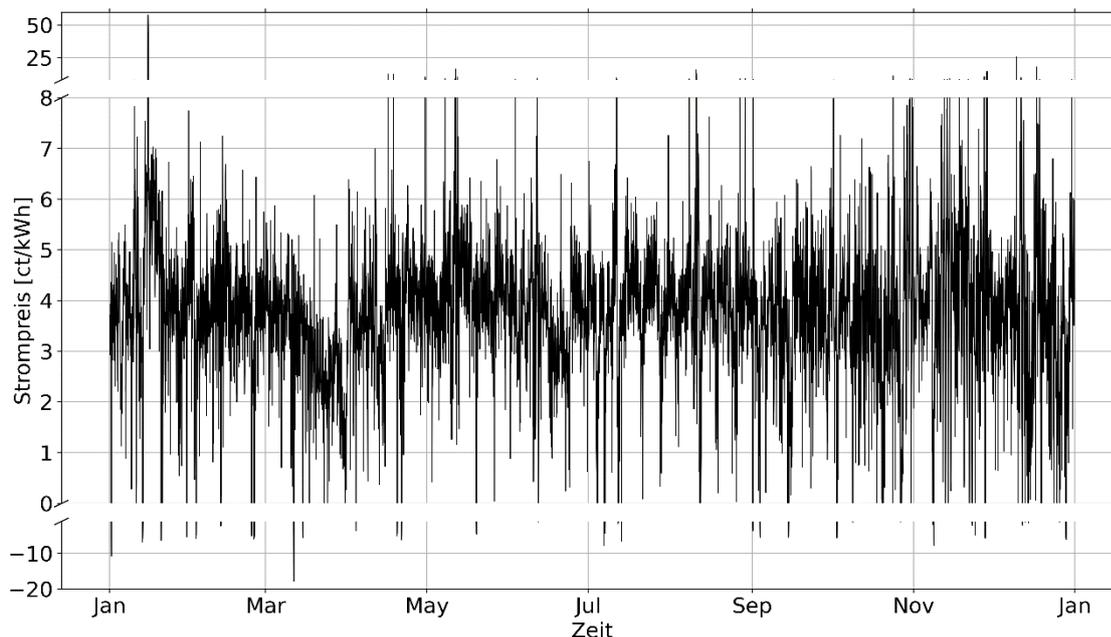


Abbildung 8-5: Börsenstrompreiszeitreihe des Szenarios 'Status-quo Direktvermarktung'

Die Eigenschaften der Zeitreihe werden in Tabelle 8-13, Tabelle 8-14 und Tabelle 8-15 dargestellt.

Tabelle 8-13: Durchschnittspreis 'Status-quo Direktvermarktung'

Durchschnittspreis Jahr	Durchschnittspreis Winter	Durchschnittspreis Sommer
3,71 ct/kWh	3,67 ct/kWh	3,74 ct/kWh

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-14: Volatilität 'Status-quo Direktvermarktung'

Volatilität Jahr	Volatilität Winter	Volatilität Sommer	Ø tägl. Volatilität Jahr	Ø tägl. Volatilität Winter	Ø tägl. Volatilität Sommer
2,03 ct/kWh	2,55 ct/kWh	1,52 ct/kWh	1,52 ct/kWh	1,81 ct/kWh	1,31 ct/kWh

Tabelle 8-15: Extremwerte 'Status-quo Direktvermarktung'

Max. pos. Extremwert	Max. neg. Extremwert	Anzahl neg. Extremwerte (>3,5*Volatilität)	Anzahl pos. Extremwerte (>3,5*Volatilität)	Anzahl negativer Werte
63,2 ct/kWh	-20,5 ct/kWh	341	145	776

Strombezug: Für den Strombezug werden Netznutzungsentgelte, sowie Steuern und Umlagen für jeden Zeitschritt auf den Börsenstrompreis addiert. Die Höhe dieser Aufschläge basiert auf den im Jahr 2019 gültigen Preisen, Verträgen und Regularien. (siehe Tabelle 8-16)

Tabelle 8-16: Strombezug 'Status-quo Direktvermarktung'

Volatilität Jahr	Ø-Börsenstrompreis	Netznutzungs-entgelte	Umlagen u. Steuern	Preisniveau ²² ± Volatilität
2,03 ct/kWh	3,72 ct/kWh	5,02 ct/kWh	9,628 ct/kWh	21,86 ct/kWh ± 2,03 ct/kWh

Stromvermarktung: Für die flexible Vergütung der Einspeisung wird auf den Börsenstrompreis der KWK-Zuschlag hinzugefügt. Da der KWK-Zuschlag abhängig von der maximalen Leistung des BHKW ist, variiert der KWK-Zuschlag für die unterschiedlichen BHKW Leistungsklassen. (siehe Tabelle 8-17)

Tabelle 8-17: Stromvermarktung 'Status-quo Direktvermarktung'

Volatilität	Ø-Börsenstrompreis	KWK-Zuschlag (BHKW: 250 kWel - 400 kWel)	Preisniveau ± Volatilität
2,03 ct/kWh	3,72 ct/kWh	5,8 bis 5,275 ct/kWh	9,52 bis 8,99 ct/kWh ± 2,03 ct/kWh

Gasbezug: Der Gaspreis orientiert sich an dem Gastarif des Jahres 2019 des Krankenhauses und entspricht dem Szenario ‚Status-quo Festpreis‘. (siehe Tabelle 8-12)

8 Betriebsoptimierung

8.4.3 ‚Szenario 2030‘

Basierend auf den Energiepreisprognosen der Stadtwerke Bochum und der Zukunftsstrompreiszeitreihe des Fundamentalmodells¹⁹¹⁹ wird eine viertelstündlich aufgelöste Börsenstrompreiszeitreihe für das Jahr 2030 erstellt. Da die Wochentage in 2030 denen in 2019 entsprechen, können die Zeitreihencharakteristika für z. B. Wochenenden übernommen werden und es müssen keine weiteren Anpassungen an der Zeitreihe vorgenommen werden. Die Zeitreihe ist in Abbildung 8-6 abgebildet.

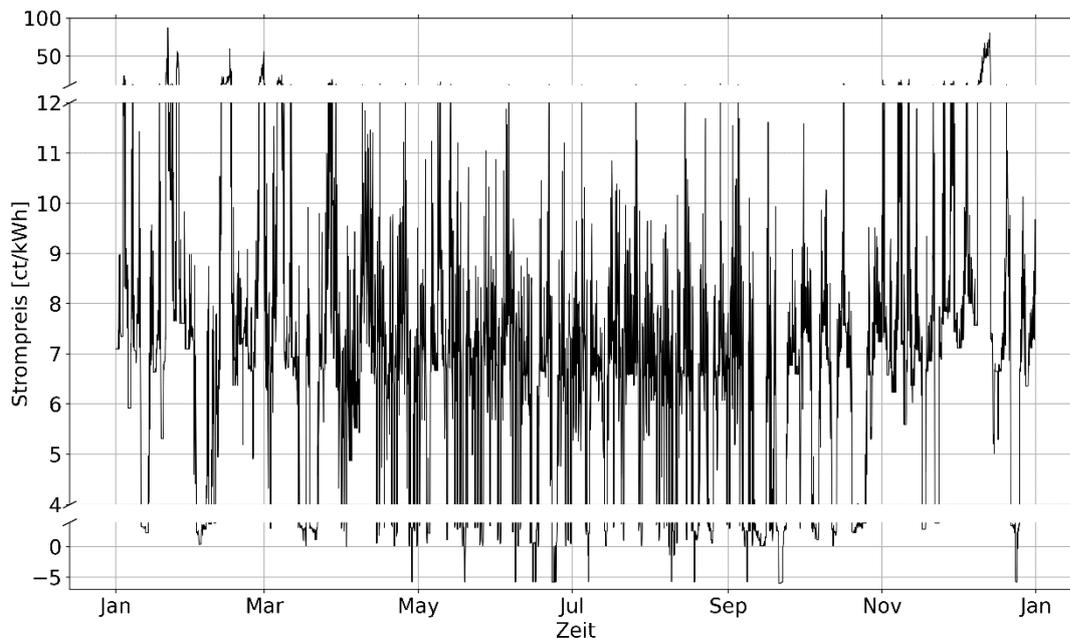


Abbildung 8-6: Börsenstrompreiszeitreihe des Szenarios 'Szenario 2030 Direktvermarktung'

Die Börsenstrompreiszeitreihe hat die in Tabelle 8-18, Tabelle 8-19 und Tabelle 8-20 abgebildeten Eigenschaften:

Tabelle 8-18: Durchschnittspreis 'Szenario 2030 Direktvermarktung'

Durchschnittspreis Jahr	Durchschnittspreis Winter	Durchschnittspreis Sommer
7,34 ct/kWh	9,3 ct/kWh	5,67 ct/kWh

Tabelle 8-19: Volatilität 'Szenario 2030 Direktvermarktung'

Volatilität Jahr	Volatilität Winter	Volatilität Sommer	Ø tägl. Volatilität	Ø tägl. Volatilität Winter	Ø tägl. Volatilität Sommer
6,67 ct/kWh	9,41 ct/kWh	3,47 ct/kWh	3,32 ct/kWh	4,18 ct/kWh	2,68 ct/kWh

8 Betriebsoptimierung

Tabelle 8-20: Extremwerte 'Szenario 2030 Direktvermarktung'

Max. pos. Extremwert	Max. neg. Extremwert	Anzahl neg. Extremwerte (>3,5*Volatilität)	Anzahl pos. Extremwerte (>3,5*Volatilität)	Anzahl negative Werte
91 ct/kWh	-6,04 ct/kWh	0	543	537

Strombezug: Für den Strombezug werden der Zukunftsbörsenstrompreiszeitreihe zusätzlich Netznutzungsentgelte, Umlagen und Steuern hinzugefügt. Diese orientieren sich aufgrund von Voraussageungewissheiten an denen im Jahr 2019 gültigen Preisen, Verträgen und Regularien. (siehe Tabelle 8-21)

Tabelle 8-21: Strombezug 'Szenario 2030 Direktvermarktung'

Volatilität	Ø-Börsenstrompreis	Netznutzungsentgelte	Umlagen u. Steuern	Preisniveau ²² ± Volatilität
6,67 ct/kWh	7,21 ct/kWh	5,02 ct/kWh	9,628 ct/kWh	26,02 ct/kWh ± 6,67 ct/kWh

Stromvermarktung: Für die Vergütung der Einspeisung wird der Zukunftsbörsenstrompreiszeitreihe der KWK-Zuschlag hinzugefügt. Dieser orientiert sich aufgrund von Voraussageungewissheiten an dem im Jahr 2019 gültigen KWKG. Da der KWK-Zuschlag abhängig von der maximalen Leistung des BHKW ist, variiert der KWK-Zuschlag für die unterschiedlichen BHKW Leistungsklassen. (siehe Tabelle 8-22)

Tabelle 8-22: Stromvermarktung 'Szenario 2030 Direktvermarktung'

Volatilität	Ø-Börsenstrompreis	KWK-Zuschlag (BHKW: 250 kWel - 400 kWel)	Preisniveau ± Volatilität
6,67 ct/kWh	7,21 ct/kWh	5,8 bis 5,275 ct/kWh	13,01 bis 12,47 ct/kWh ± 6,67 ct/kWh

Gasbezug: Der Gaspreis wird als Festpreis angenommen. Er orientiert sich an Zukunftsprognosen der Stadtwerke Bochum. Netzentgelte und Steuern werden aufgrund der schwierigen Vorhersagbarkeit auf Grundlage der 2019 geltenden Vorgaben angenommen. (siehe Tabelle 8-23)

Tabelle 8-23: Gaspreis 'Szenario 2030'

Basispreis	Netzentgelt	Umlagen u. Steuern	Gaspreis (inkl. Umsatzsteuer)
██████████	██████████	██████████	██████████

8 Betriebsoptimierung

8.4.4 Grenzen der Szenarien

Die erstellten Preiszeitreihen sollen die Eigenschaften der gewählten Szenarien möglichst gut repräsentieren. Dennoch kommt es zu Einschränkungen, die zu Abweichungen von den tatsächlichen aktuellen und zukünftigen Preisen führen:

KWK-Zuschlag: Die KWK-Förderung des BHKW im Krankenhaus ist ausgelaufen. Daher wird der eingespeiste Strom aktuell lediglich über den üblichen Preis vergütet. Eine neue, nachgerüstete oder modernisierte Anlage ist erneut zuschlagsberechtigt. In allen Optimierungsrechnungen wird das Szenario eines neuen, nachgerüsteten oder modernisierten BHKW, welches KWK-förderberechtigt ist, berücksichtigt. Der KWK-Zuschlag wird laut KWKG (siehe auch Kapitel 4.2) in 2021 für max. 5 000 Vollbenutzungsstunden, in 2023 für max. 4 000 Vollbenutzungsstunden und ab 2025 für max. 3 500 Vollbenutzungsstunden ausgezahlt. Diese Vergütungszusammenhänge können in der Optimierungsrechnung nicht abgebildet werden. In den Optimierungsrechnungen wird der KWK-Zuschlag für das gesamte Jahr gewährt.

Szenario 2030: ‚Szenario 2030‘ basiert auf der Strompreiszeitreihe eines Fundamentalmodells. Da das Fundamentalmodell lediglich stündlich aufgelöste Daten bereitstellt, wird ein Upsampling auf Viertelstunden durchgeführt. Dies hat jedoch keine Einflüsse auf die Volatilität der Zeitreihe.

Die mit dem in Kapitel 4.5 vorgestellten Strompreistool erstellten Preiszeitreihen bilden das ‚Szenario 2030‘ nicht ausreichend ab und können daher nicht für die Szenarienerstellung verwendet werden.

Da zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung (vor der Bundestagswahl 2021) die Entwicklung von Förderungen, Umlagen und Steuern nicht abschätzbar waren, werden auch keine Annahmen für das ‚Szenario 2030‘ gemacht. Daher werden die in 2021 bestehenden Umlagen und Steuern auch für das ‚Szenario 2030‘ angenommen.

Entwicklung der realen Preise 2021: Aufgrund der hohen Gas- und Strompreisdynamik während der Projektlaufzeit wird das ‚Status-quo‘-Szenario als Momentaufnahme basierend auf dem Jahr 2019 erstellt. Die Analyse des Börsenstrompreises aus 2021 der FfE [Kern–2021] zeigt, dass das Preisniveau und die Preisvolatilität aus 2021 bereits denen des ‚Szenarios 2030‘ entspricht. Dies bedeutet, dass die hier erstellten Szenarien keine Vorhersage darstellen, sondern vielmehr den Vergleich zwischen volatilen und weniger volatilen Strompreiszeitreihe ermöglichen.

8.5 Auswertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Betriebsoptimierung der Konzepte aus Kapitel 8.2 in den Szenarien aus Kapitel 8.4 untersucht. Dafür werden zunächst die folgenden Untersuchungsziele definiert:

- Einfluss von Anlageparametern auf den Betrieb (Einfluss von Nennleistungen und Speicherkapazitäten)
- Untersuchung der Lastverschiebung durch den flexiblen Betrieb
- Kostenvergleich von Energiesystemkonzepten im Betrieb

8 Betriebsoptimierung

- Kostenvergleich von Preisszenarien im Betrieb

Zunächst werden die verwendeten Auswertungsmethoden und die verwendeten Darstellungen erläutert. Darauf folgt die Auswertung der Optimierungsergebnisse.

8.5.1 Auswertungsmethode

Die Auswertung wird in drei Ebenen unterteilt. Während bei der **Untersuchung des Anlagenbetriebs** der Betrieb der einzelnen Anlagen betrachtet wird, wird bei der **Quantifizierung der Flexibilität** die Flexibilität des Anlagenbetriebs im Vergleich zu einem Referenzszenario mit Hilfe von Kenngrößen untersucht. Bei der anschließenden **Wirtschaftlichkeitsanalyse** wird die Bilanzgrenze um das gesamte Energiesystem gelegt und neben den Konzepten werden auch die Szenarien miteinander verglichen.

Untersuchung des Anlagenbetriebs: Es wird zunächst der Gesamtenergiebedarf der Konzepte betrachtet, um danach den Betrieb der einzelnen Anlagen zu untersuchen. Dafür werden durchschnittliche Erzeugungskurven des Referenzkonzeptes und der anderen Konzepte verglichen. Zusammenhänge von Anlagendimensionierungen und Speichergrößen sowie Einflüsse des Strompreises werden analysiert. Zudem werden die Volllaststunden der Anlagen betrachtet. Für diese Untersuchungen wird das Szenario ‚Status quo-Direktvermarktung‘ genutzt.

Quantifizierung der Flexibilität: Zur Quantifizierung der Flexibilität werden zwei Flexibilitätskennzahlen genutzt. Das relative Lastverschiebepotential (LSP_{rel}), basierend auf [Tobias Weiß–2019], gibt die Leistungsverschiebung im Verhältnis zur Leistung im Referenzkonzept zu jedem Zeitpunkt an. Da der LSP_{rel} bei kleinen P_t^{ref} gegen unendlich konvergiert, wird, abhängig von dem untersuchten Energiekonzept, ein maximaler Wert LSP_{max} definiert.

$$LSP_{rel} = \min(LSP_{max}, \frac{P_t^{flex} - P_t^{ref}}{P_t^{ref}}) , \text{ mit } LSP_{max} = \text{konst.} \quad (8-1)$$

In Tabelle 8-24 sind beispielhaft Kennzahlen für den LSP_{rel} dargestellt.

P_t^{ref}	P_t^{flex}	$\frac{P_t^{flex} - P_t^{ref}}{P_t^{ref}}$	LSP_{rel}
250 kW	500 kW	$\frac{500kW - 250kW}{250kW}$	1
250 kW	250 kW	$\frac{250kW - 250kW}{250kW}$	0
250 kW	0 kW	$\frac{0kW - 250kW}{250W}$	-1
0 kW	250 kW	$\frac{250kW - 0kW}{0kW}$	LSP_{max}

8 Betriebsoptimierung

Das relative Lastverschiebepotential eignet sich, um unterschiedliche Konzepte oder Anlagen mit unterschiedlichen Energiebedarfszeitreihen miteinander zu vergleichen. Für einen Vergleich gleicher Anlagen mit gleichen Energiebedarfszeitreihen kann das absolute Lastverschiebepotential $LSP_{abs,t}$ genutzt werden. Es gibt die absolut verschobene Leistung eines flexiblen Konzeptes im Vergleich zu einem Referenzkonzept an.

$$LSP_{abs,t} = P_t^{flex} - P_t^{ref} \quad (8-2)$$

Wirtschaftlichkeitsanalyse: Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden mit der wirtschaftlichen Flexibilitätskennzahl (*E-flex*) die Konzepte verglichen. Der *E-flex* gibt die Energiekostendifferenz eines flexiblen Konzeptes zu dem Referenzkonzept (ref) an und bildet diese relativ zu den Kosten des Referenzkonzeptes ab. Dafür werden die Leistungen und Leistungsdifferenzen mehrerer Zeitschritte mit den Kostenzeitreihen gewichtet und aggregiert. Der *E-flex* stellt somit die monetär gewichtete Lastverschiebung über einen Zeitraum dar. [Tobias Weiß–2019].

$$Eflex = \frac{\sum_{t=1}^n c_t * (P_t^{ref} - P_t^{flex})}{\sum_{t=1}^n c_t * P_t^{ref}} \quad (8-3)$$

Zudem werden für den Szenarienvergleich in einem Wasserfalldiagramm aus der Strombezugs-, Stromeinspeise- und Gasbezugszeitreihe sowie den Preiszeitreihen für jedes Konzept die Kosten für Strom und Gas und die Gesamtkosten in jedem Szenario dargestellt. Der Vergleich der absoluten Kosten zeigt somit das wirtschaftliche Potential eines Konzeptes in den unterschiedlichen Szenarien.

8.5.2 Darstellung

Zur Darstellung der Ergebnisse werden unter anderem Boxplots genutzt. Sie ermöglichen eine übersichtliche Darstellung einer großen Menge an Datenpunkten. Das untere Quartil Q1 ist die Grenze, unterhalb der 25 % der Daten liegen. Das obere Quartil Q3 ist die Grenze, unterhalb der 75 % aller Werte liegen. Die orangene Linie gibt den Median an. Die gesamte Box zwischen Q1 und Q3 ist der Interquartil-Abstand (Interquartil-Range) und beinhaltet somit die mittleren 50 % der Daten. Der untere Whisker sowie obere Whisker liegen auf dem äußersten Wert, der maximal dem 1,5-fachen des Interquartil-Abstandes außerhalb von Q1 und Q3 entspricht. Werte außerhalb der Whisker werden als Punkte gekennzeichnet. Wenn mehrere Ausreißer den gleichen Wert haben, wird deren Anzahl neben dem Punkt angegeben. Der Mittelwert wird durch eine Raute gekennzeichnet. [Williamson–1989].

8 Betriebsoptimierung

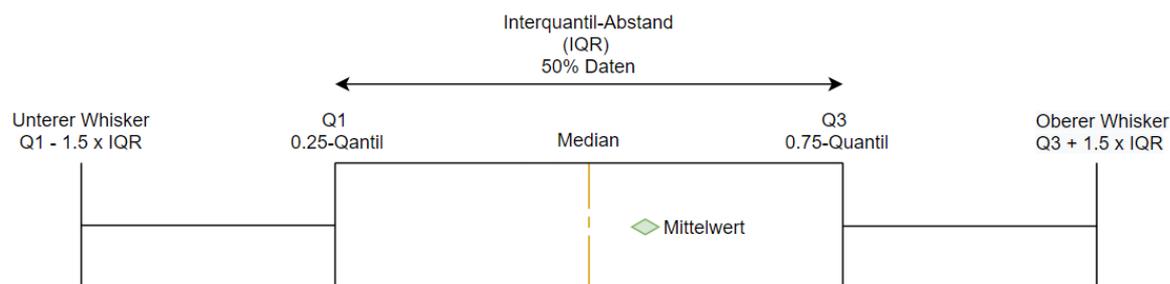


Abbildung 8-7: Erläuterung Boxplot. (eigene Darstellung nach [Williamson–1989])

Der Mittelwert kann in bestimmten Situationen außerhalb des Interquartil-Abstands liegen. Ursache dafür ist das Verhältnis von vielen kleinen und wenig großen Werten oder umgekehrt. Ein Mittelwert außerhalb des Interquartil-Abstandes weist somit auf viele Extremwerte hin.

8.6 Basisenergiesystem

Mit den Ergebnissen aus den Optimierungsrechnungen des Basisenergiesystems wird der Einfluss des BHKW, des Gaskessels, der KKM und der Einfluss der Speicher untersucht. Außerdem wird die Hinzunahme des Notkühlers betrachtet. Aufgrund der Vielzahl an Vergleichsmöglichkeiten von Konzepten und Szenarien, wird entsprechend der vorgestellten Methode zunächst die Untersuchung des Anlagenbetriebs und danach die Quantifizierung der Flexibilität innerhalb des Szenarios ‚Status-quo Direktvermarktung‘ betrachtet. In der anschließenden Wirtschaftlichkeitsanalyse wird der Einfluss der weiteren Szenarien untersucht.

8.6.1 Untersuchung des Anlagenbetriebs

Energiebezug der Konzepte

Die bezogene Energie ist in Abbildung 8-8 für alle Konzepte im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ für ein Jahr dargestellt. Es zeigt sich, dass bei einem Betrieb mit kleinem BHKW ohne Notkühler (Konzepte 1-1, 1-2, 1-3), im Vergleich zu einem Betrieb mit Notkühler (Konzepte 3-1, 3-2, 3-3), der Gesamtenergiebezug um ca. 5 % reduziert werden kann. Bei der Vergrößerung des BHKW (Konzepte 2-1, 2-2, 2-3), ist dieser Effekt nicht mehr zu erkennen. Dies liegt an einer erhöhten Wärmebereitstellung durch das großes BHKW und einem niedrigeren thermischen Wirkungsgrad im Vergleich zum Kessel. Ein großes BHKW (Konzepte 2-1, 2-2, 2-3) ermöglicht zudem eine erhöhte Stromeinspeisung in das Stromnetz. In den Konzepten ohne Notkühler ermöglichen Speicher (Konzepte 1-2, 1-3, 2-2, 2-3) eine größere Auslastung des BHKW. Dies führt zwar zu einer Erhöhung des Gasbezugs, reduziert jedoch den Strombezug und erhöht die Stromeinspeisung.

8 Betriebsoptimierung

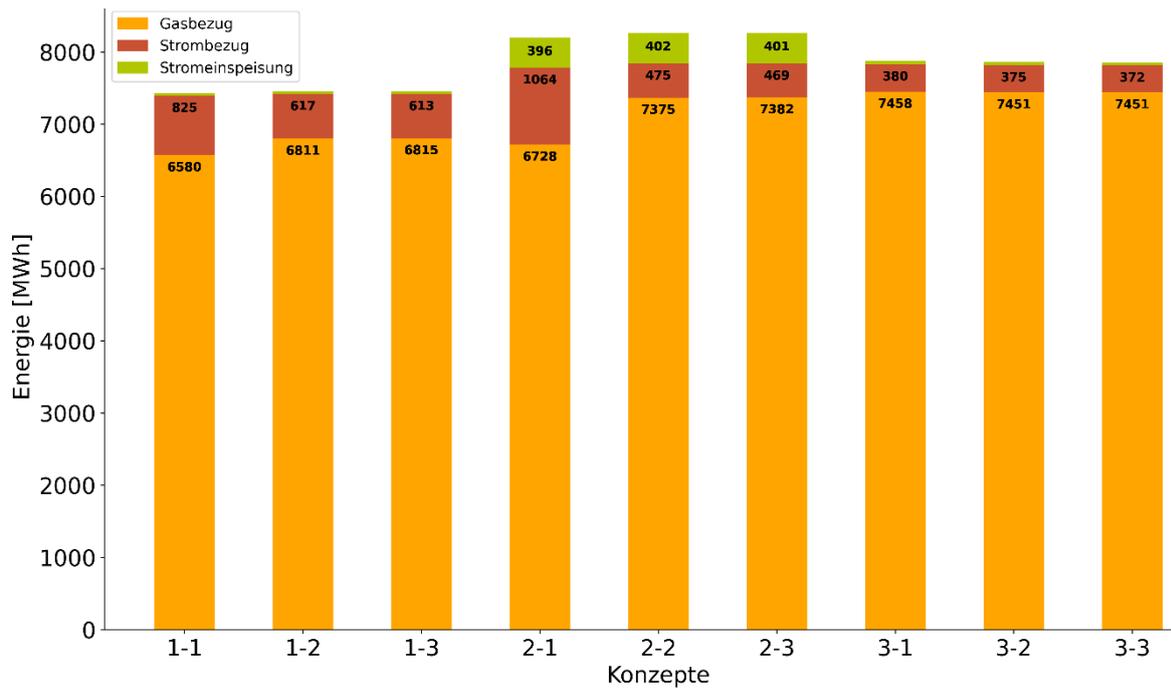


Abbildung 8-8: Gasbezug und Strombezug bzw. -einspeisung des Krankenhaus Energiesystems mit den öffentlichen Netzen über ein Jahr. Szenario: 'Status quo Direktvermarktung'

Einfluss der Speicher

Das BHKW ist die zentrale Energieerzeugungsanlage in allen Konzepten. Es generiert im Referenzkonzept (Konzept 1-1) 2 473,4 MWh Wärme und 1 732,7 MWh elektrische Energie. Bei der Hinzunahme von Speichern in Konzept 1-2 erhöht sich dieser Anteil auf 2 711,9 MWh Wärme, sowie 1 940,4 MWh elektrische Energie.

In Abbildung 8-9 ist die stündliche elektrische Leistung des BHKW über ein Jahr abgebildet. Es zeigt sich, dass die durchschnittliche Auslastung des BHKW in den Morgenstunden am höchsten ist, während am Nachmittag die Auslastung am geringsten ist. Dieser Verlauf deckt sich mit dem Wärmebedarf des Krankenhauses (siehe Abbildung 8-3), der in den Morgenstunden mit dem absoluten Maximum um 7 Uhr am höchsten ist. Ein lokales Maximum stellt sich abends um 19 Uhr ein.

Die maximale Leistung des durchschnittlichen BHKW-Betriebs in Konzept 1-1 tritt um 5 Uhr auf und ist somit um zwei Stunden nach vorne verschoben gegenüber dem Wärmebedarf (siehe Abbildung 8-3). Dies liegt an den unterschiedlichen Wärmebedarfen über das Jahr. Während an einer erhöhten Anzahl an Tagen, vor allem im Sommer, um 6, 7 und 8 Uhr der Wärmebedarf niedriger ist, ist er nachts um 5 Uhr auch im Sommer relativ gesehen auf einem höheren Niveau. Zwar ist der durchschnittliche Wärmebedarf insgesamt um 7 Uhr am höchsten, dieser ist jedoch meist höher als die maximal mögliche Wärmeerzeugung des BHKW und überträgt sich daher nicht auf den Betrieb des BHKW.

Durch die Hinzunahme von Speichern in Konzept 1-2 erhöht sich die durchschnittliche Auslastung des BHKW. Die Speicher entkoppeln die Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf und ermöglichen somit auch in Zeiten mit geringem Wärmebedarf unterhalb der Teillastgrenze den Betrieb des BHKW.

Zusätzlich ermöglichen es die Speicher, den BHKW-Betrieb in Zeiten mit erhöhtem

8 Betriebsoptimierung

Strompreis zu verschieben. Dies zeigt sich zum einen in den Morgenstunden. Der durchschnittliche Strompreis erreicht ein lokales Maximum um 8 Uhr. In Konzept 1-2 mit Speichern wird Last verschoben und die durchschnittliche maximale Erzeugung um 8 Uhr erreicht. Von 9 Uhr bis 16 Uhr fällt der Strompreis auf ein mittleres Niveau. Um 19 Uhr erreicht der Strompreis das durchschnittliche absolute Maximum, das vom Konzept 1-2 mit Speichern genutzt wird. In den Abend- und Nachtstunden sinken die Strompreise. Infolgedessen nähern sich die BHKW-Leistungen des Referenzkonzepts 1-1 und des Konzepts 1-2 mit Speicher an. Daraus kann geschlossen werden, dass die Speicher die Nutzung der Preisvolatilität im Vergleich zum Referenzkonzept 1-1 ermöglichen. Auffällig ist, dass in Konzept 1-2 alle Werte vom oberen Whisker bis zum unteren Quantil zu fast allen Zeitpunkten bei der Nennlast von 250 kW liegen, während im Konzept 1-1 das untere Quantil über den gesamten Betriebsbereich verteilt ist. Daraus kann geschlossen werden, dass die Speicher die Betriebszeit des BHKW bei Nennlast erhöhen.

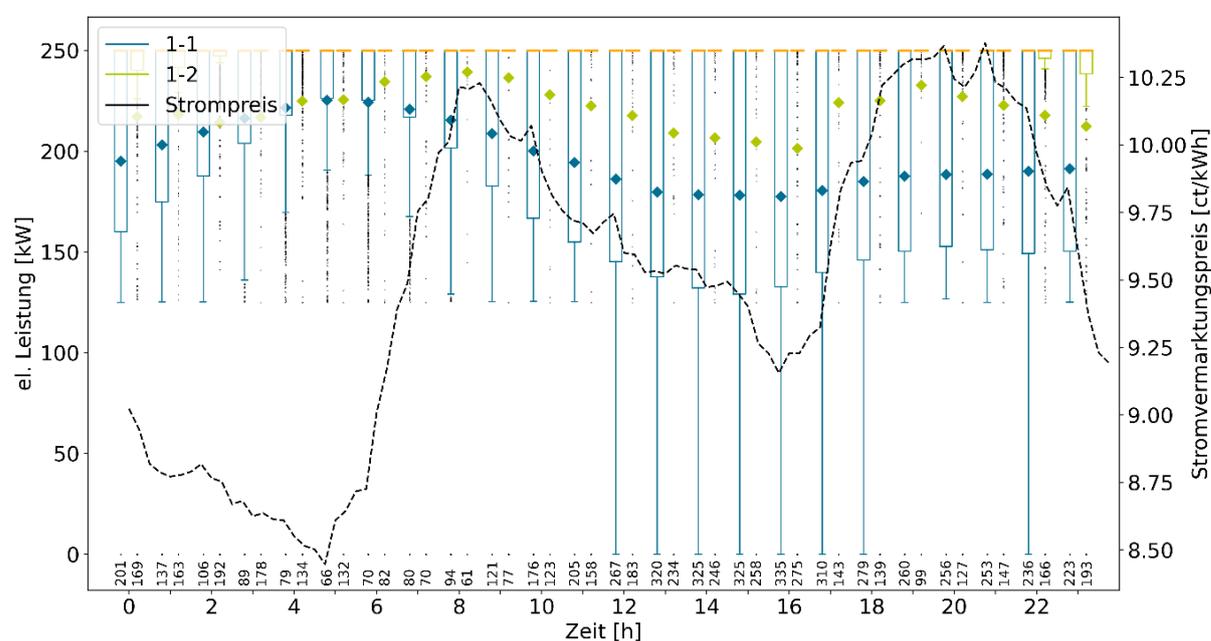


Abbildung 8-9: Boxplots der stündlichen elektrischen Leistung des BHKW über ein Jahr. Konzept 1-1 und 1-2. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Bei der saisonalen Betrachtung des BHKW-Betriebs wird der Einfluss der Wärmebedarfszeitreihe auf die Speichernutzung deutlich. Während in Abbildung 8-10 in Konzept 1-2 der mittlere Speicherfüllstand im Winter maximal ca. 50 kWh erreicht, werden im Sommer durchschnittlich bis zu ca. 190 kWh gespeichert. Positive Gradienten der Speicherfüllstandskurven geben die Einspeicherzeiten an. Die maximalen positiven Gradienten werden im Sommer zu Hochpreiszzeiten zwischen 7 und 10 Uhr und von 17 bis 21 Uhr erreicht. Zu diesen Zeiten läuft das BHKW mit möglichst hoher Leistung, um den Bezug von Strom mit hohen Preisen zu vermeiden oder um Strom bei hohen Preisen einzuspeisen. Die Überschusswärme wird in diesen Zeiten gespeichert. Im Winter ist dieser Effekt nicht zu erkennen, da der Wärmebedarf die maximale BHKW-Leistung übersteigt und somit keine überschüssige Wärme eingespeichert werden muss.

8 Betriebsoptimierung

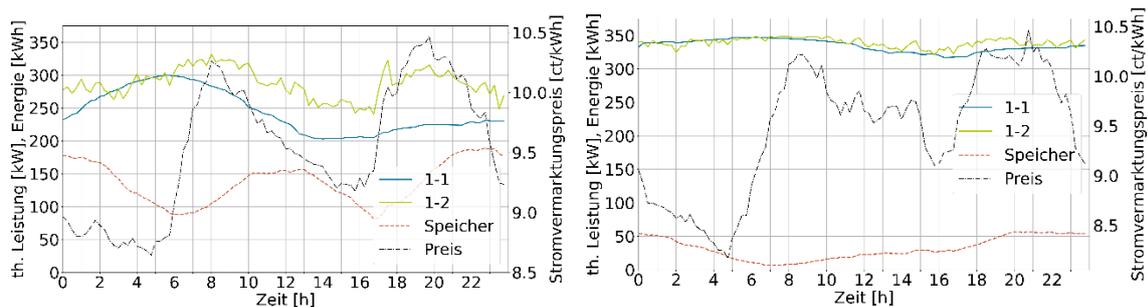


Abbildung 8-10: Durchschnittliche Wärmeleistung des BHKW und durchschnittlicher Speicherfüllstand. Konzept 1-1 und 1-2. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Sommer, rechts: Winter.

Bei Erhöhung der Speicherkapazität in Abbildung 8-11 in Szenario 1-3 sind die Verläufe der Speichernutzung ähnlich. Die maximal gespeicherte Wärmemenge erhöht sich jedoch. Im Sommer werden durchschnittlich maximal ca. 100 kWh und im Winter ca. 30 kWh mehr gespeichert.

Die Speicher ermöglichen es dem BHKW, neben einer Erhöhung der Volllaststunden auch im Sommer flexibel auf den Strompreis reagieren zu können. Bei der Erhöhung der Speicherkapazität in Konzept 1-3 verdeutlichen sich die vorgestellten Zusammenhänge.

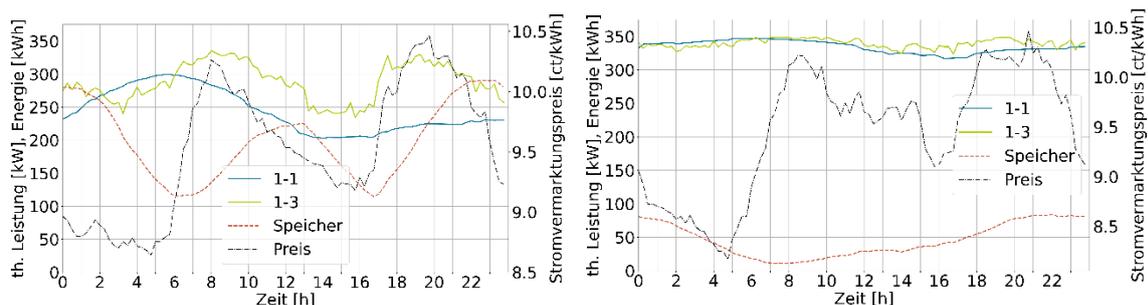


Abbildung 8-11: Durchschnittliche Wärmeleistung des BHKW und Speicherstand. Konzept 1-1 und 1-3. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung' Links: Sommerzeit. Rechts: Winterzeit.

Einfluss der BHKW-Nennleistung

In Abbildung 8-12 ist zu erkennen, dass sich durch die Erhöhung der BHKW-Nennleistung in Konzept 2-1 die maximale Erzeugung entsprechend dem Peak des Wärmebedarfs um 7 Uhr einstellt. Anders als beim kleinen BHKW aus Konzept 1-1 liegt der Median nicht bei der maximalen BHKW-Leistung. Dies lässt darauf schließen, dass das BHKW auch bei höheren Bedarfen des Krankenhauses flexibel reagieren kann. Durch die Erhöhung der minimalen Teillast auf 200 kW erhöhen sich jedoch auch die Zeiten, in denen das BHKW ausgeschaltet ist. Das untere Quartil liegt bei 0 kW. Das heißt, dass in mehr als 25 % der Zeit das BHKW ausgeschaltet ist (siehe auch Abbildung 8-13).

8 Betriebsoptimierung

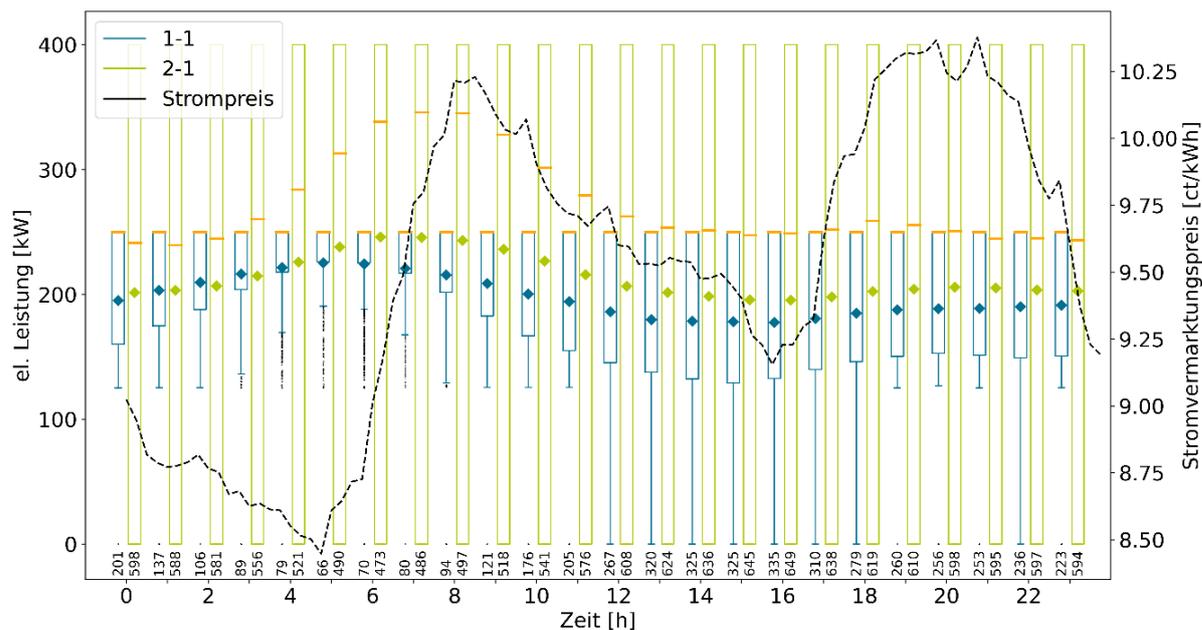


Abbildung 8-12: Boxplots der stündlichen elektrischen Leistung des BHKW über ein Jahr. Konzept 1-1 und 2-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Dies zeigt sich auch bei den Volllastzeiten. In Abbildung 8-13 sind die Betriebszeiten aller Konzepte abgebildet. Während in Konzept 1-1 der Volllastbereich (75 – 100 % der Last) in ca. 70 % der Zeit vorliegt, reduziert sich dieser Anteil bei einem großen BHKW in Konzept 2-1 auf lediglich 45 %. In ca. 40 % der Zeit ist das große BHKW ausgeschaltet. Eine Hinzunahme von Speichern reduziert diesen Anteil erheblich. Dabei hat die Höhe der Speicherkapazität keinen Einfluss auf die Stillstandszeiten.

8 Betriebsoptimierung

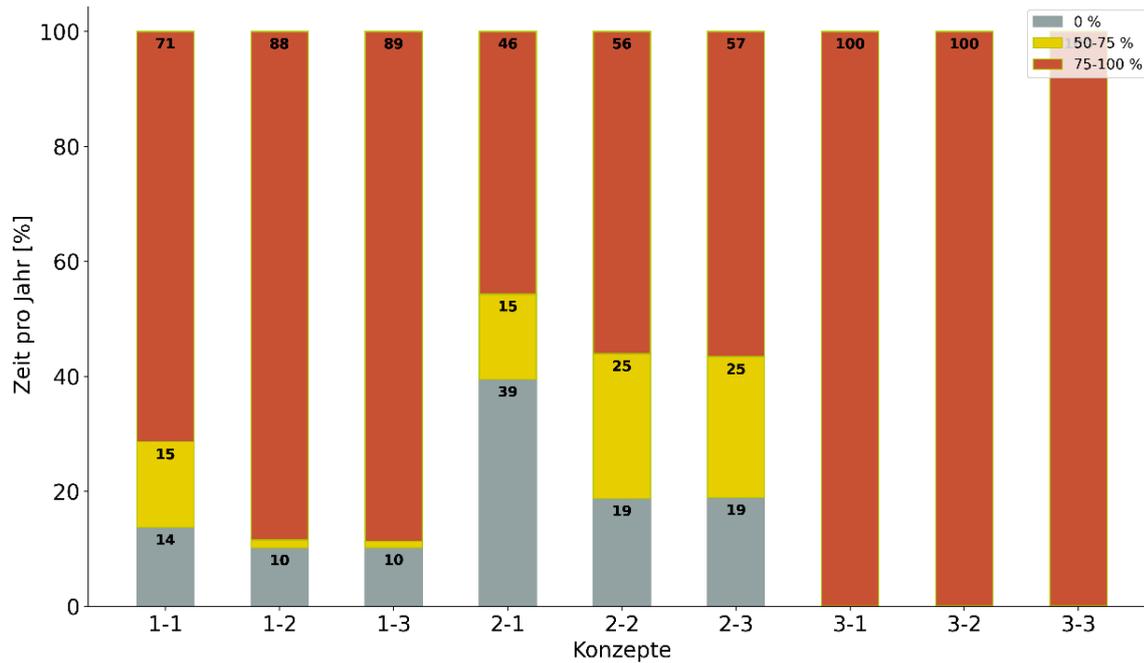


Abbildung 8-13: Betriebszeiten der Lastbereiche (0 %, 50-75 %, 75-100 %) des BHKW über ein Jahr. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Verhalten des Gaskessels

Wenn die Wärmeleistung des BHKW nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken, übernimmt der Gaskessel die Bereitstellung der Spitzenlasten. Außerdem kommt der Gaskessel zum Einsatz, wenn die minimale Teillast des BHKW unterschritten wird. In Abbildung 8-14 ist zu sehen, dass bei Konzepten mit Speichern der Gaskessel weniger zum Einsatz kommt. Bei Erhöhung der BHKW-Nennlast deckt der Gaskessel zwar weniger Spitzenlast ab, jedoch kommt er häufiger zum Einsatz, wenn die minimale Teillast unterschritten wird.

8 Betriebsoptimierung

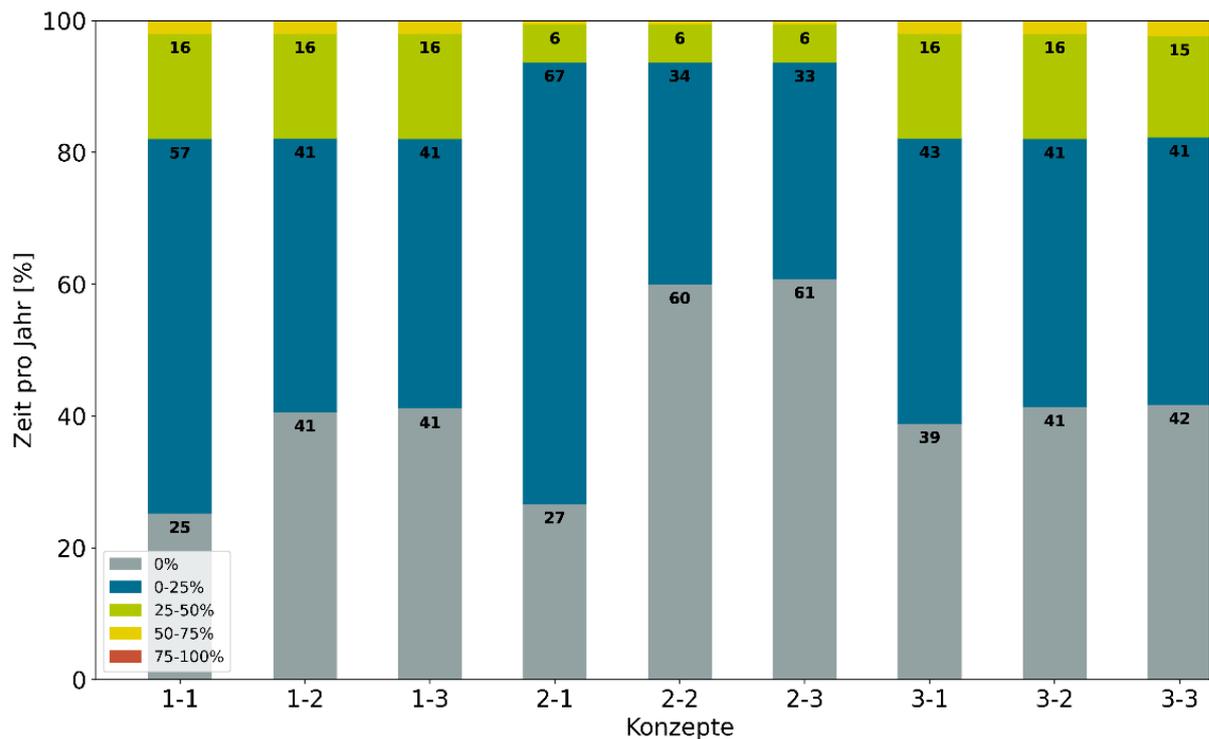


Abbildung 8-14: Betriebszeiten der Lastbereiche (0 %, 0-25 %, 25-50 %, 50-75 %, 75-100 %) des Gaskessels über ein Jahr. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Verhalten der KKM und Einfluss eines Kältespeichers

Wie in Abbildung 8-15 dargestellt, folgt in Konzept 1-1 ohne Speicher die Kälteerzeugung der KKM dem Kältebedarf des Krankenhauses. Es existiert keine Möglichkeit der Lastverschiebung. Durch Hinzunahme eines Kältespeichers in den Konzepten 1-3 und 2-3 ergibt die Optimierungsrechnung eine starke Taktung der KKM. Die Taktung entsteht aufgrund von Wirkungsgradoptimierungen durch die numerische Optimierung, welche keinen realen Betrieb darstellt. Am Verlauf des Speicherfüllstands ist eine geringe Lastverschiebung der KKM in Niedrigstrompreiszeiten zu erkennen. Ein positiver Gradient entspricht einer Leistungserhöhung und ein negativer Gradient entspricht einer Verringerung der KKM-Leistung. Die Kälteerzeugung in Konzept 1-3 mit Speichern weicht bei niedrigen Strompreisen zwischen 22 Uhr und 5 Uhr sowie von 13 Uhr bis 16 Uhr geringfügig von der Kälteerzeugung in Konzept 1-1 ohne Speicher ab. In diesen Zeiten erhöht sich die Kälteerzeugung bei günstigen Strompreisen und der Kältespeicher wird gefüllt. Die maximalen Füllstände werden somit um 6 Uhr und um 17 Uhr erreicht.

8 Betriebsoptimierung

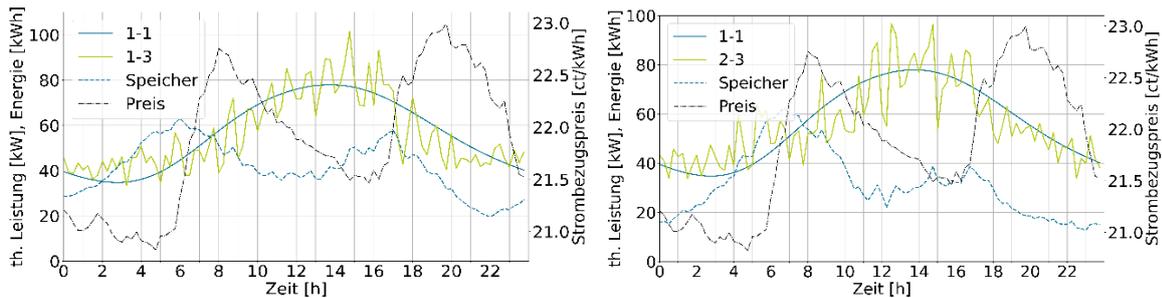


Abbildung 8-15: Stündliche thermische Leistung der KKM im Sommer. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Konzept 1-1 und 1-3. Rechts: Konzept 1-1 und 2-3

Die Verwendung eines großen BHKW in Konzept 2-3 in Abbildung 8-15 (rechts) führt dazu, dass vor allem im Sommer bei geringem Wärmebedarf die Mindestteillast des BHKW unterschritten wird, und somit das BHKW keinen Strom erzeugt, der für die KKM genutzt werden kann. Infolgedessen orientiert sich die KKM weniger an den Betriebszeiten des BHKW und mehr an den Strompreisen. Da diese in den erhöhten Kältebedarfszeiten zur Mittagszeit lediglich auf einem mittleren Niveau liegen, kommt der Speicher tagsüber weniger zum Einsatz. Dies zeigt sich an den durchschnittlichen Speicherfüllständen am Nachmittag. Bei Verwendung eines großen BHKW sind diese um 16 Uhr um ca. 35 % niedriger.

Einfluss des Notkühlers

Bei Betrieb eines Notkühlers wird das BHKW durchgängig bei voller Nennlast betrieben und die Überschusswärme weggekühlt. Der Gaskessel kommt lediglich zur Spitzenlastdeckung zum Einsatz. Der Strompreis hat keinen Einfluss auf den Betrieb des BHKW und somit werden die Wärmespeicher nicht zur Lastverschiebung genutzt. Das Verhalten eines großen BHKW mit Notkühler wurde nicht untersucht. Die KKM reagiert auf die konstante Stromerzeugung des BHKW und verschiebt die Kälteerzeugung vorwiegend in die Nachtstunden mit niedrigem Strombedarf. Dies führt zu einer erhöhten Kältespeichernutzung in der Nacht bei Notkühlerbetrieb.

8.6.2 Quantifizierung der Flexibilität

Zur Quantifizierung der Lastverschiebung wird das LSP_{rel} des BHKW und der KKM sowie das LSP_{abs} des Gesamtsystems betrachtet. Dabei wird der Einfluss der Anlagendimensionierung und Speicher untersucht. Eine saisonale Betrachtung ermöglicht zusätzliche Erkenntnisse.

Einfluss der Speicher

Das LSP_{rel} des BHKW im Konzept 1-3 mit Speichern relativ zum Referenzkonzept 1-1 ohne Speicher in Abbildung 8-16 zeigt, dass sich die größten positiven Lastverschiebepotentiale während der Hochstrompreiszzeiten einstellen. Das Maximum der durchschnittlichen Leistungsverschiebung wird um 19 Uhr erreicht. Hier werden 25% der elektrischen Leistung im Vergleich zum Referenzkonzept verschoben. Dies entspricht 52 kW an LSP_{abs} . In den Morgenstunden um 10 Uhr werden durchschnittlich 17 % elektrische Leistung verschoben. Dies entspricht 32 kW an LSP_{abs} . Zusätzlich werden in der Nacht bei Niedrigstrompreiszzeiten

8 Betriebsoptimierung

um 2 bis 5 Uhr im Durchschnitt geringe negative Lastverschiebungspotentiale erreicht.

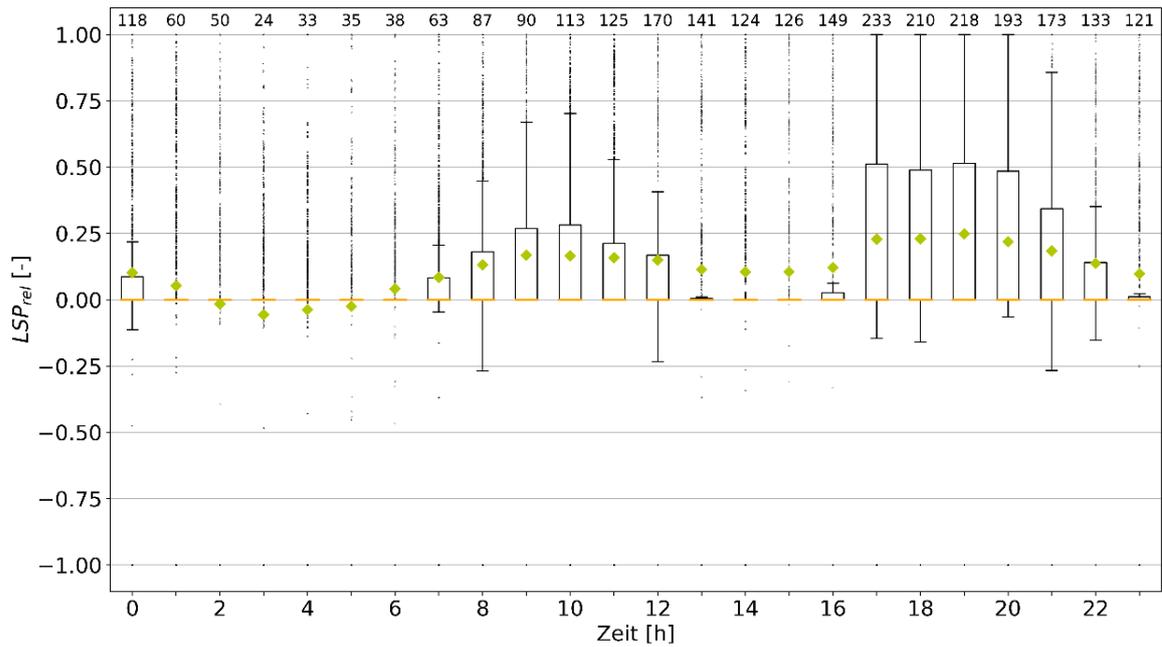
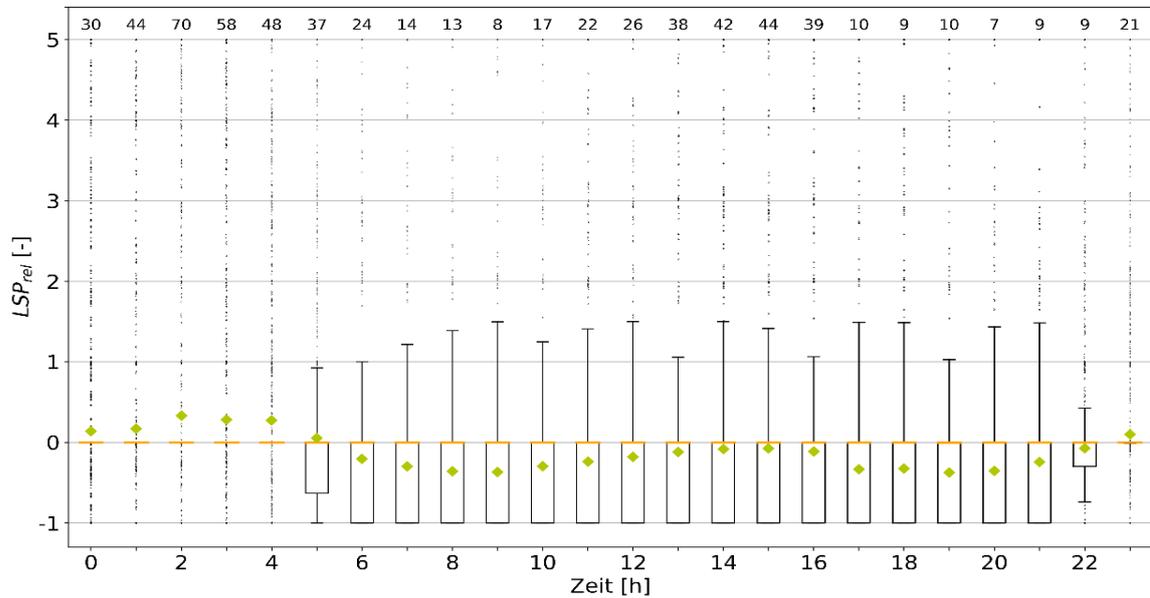


Abbildung 8-16: Boxplots des LSP_{rel} des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 1-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Da die KKM anders als das BHKW keinen Strom generiert, sondern bezieht, hat das negative LSP der KKM in Abbildung 8-17 den gleichen Effekt auf das Gesamtsystem wie ein positives LSP des BHKW. Während der Hochpreiszeiten liegt der mittlere LSP_{rel} um 9 Uhr und um 19 Uhr bei -37 % im negativen Bereich. Dies entspricht jeweils einem LSP_{abs} von -7 kW. In den Nachtstunden liegt der LSP_{rel} im positiven Bereich



8 Betriebsoptimierung

Abbildung 8-17: Boxplots des LSP_{rel} der KKM über ein gesamtes Jahr. Konzept 1-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Einfluss der BHKW-Nennleistung

In Konzept 2-3 mit einem großen BHKW und großen Speichern werden, wie in Abbildung 8-18 erkennbar, zu jeder Stunde durchschnittlich positive LSP_{rel} erreicht. Es ergibt sich ein ähnlicher charakteristischer Verlauf, wie er bereits bei Verwendung eines kleinen BHKW aufgetreten ist, jedoch in positive Richtung verschoben. Auffällig ist die Grenze bei $LSP_{rel} = 0,6$. Dieser Wert entspricht unter anderem dem gleichzeitigen Vollastbetrieb der BHKW in beiden Konzepten (kleines BHKW ($P_{el,max} = 250$ kW), großes BHKW ($P_{el,max} = 400$ kW)).

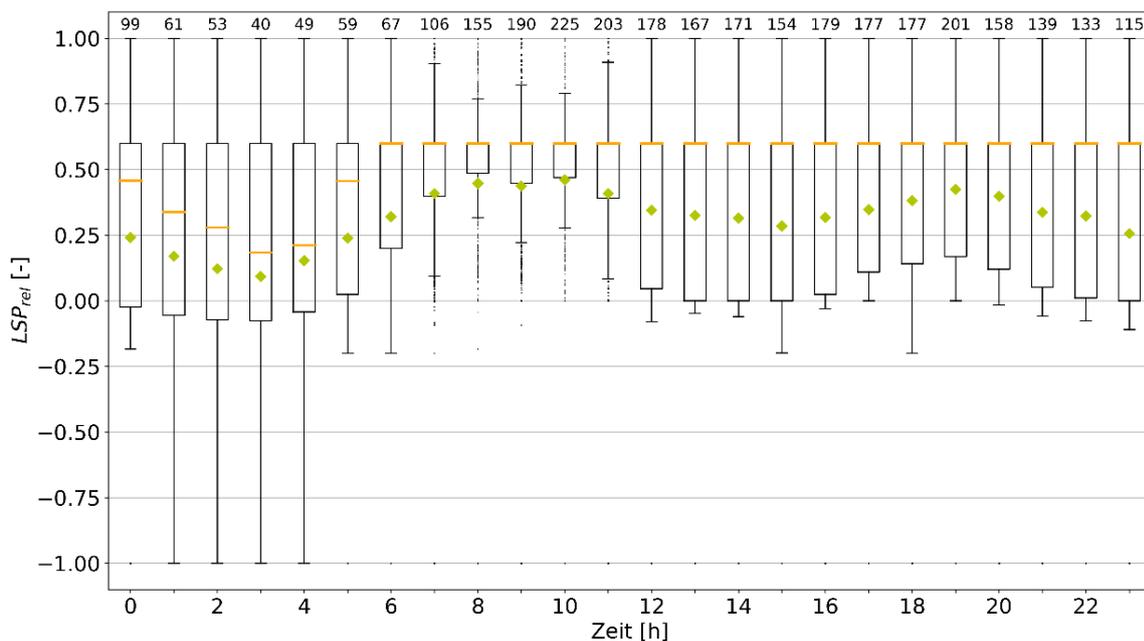


Abbildung 8-18: Boxplot des relativen LSP des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 2-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'

Im Vergleich zu Konzept 1-3 in Abbildung 8-17 weist die KKM bei Verwendung von Konzept 2-3 auch in den Nachtstunden ein negatives LSP_{rel} auf. Durch die zusätzliche Stromerzeugung in den Nachtstunden, die den Strombedarf des Krankenhauses überschreitet, wird die KKM auch nachts betrieben und der Kältespeicher wird beladen.

Einfluss des Notkühlers

In den Konzepten 3-1, 3-2 und 3-3 mit Notkühler entspricht das Lastverschiebepotential des BHKW durch den durchgängigen Vollastbetrieb im Vergleich zu Konzept 1-1 der entsprechenden höheren Stromerzeugung. Durch die Verwendung eines Speichers entsteht kein zusätzliches Lastverschiebepotential.

Die KKM mit Speicher nutzt bei Betrieb eines Notkühlers die erhöhte Stromproduktion des BHKW in den Nachtstunden, was zu einem positiven LSP_{rel} in der Nacht und einem negativen LSP_{rel} am Tag führt.

8 Betriebsoptimierung

Einfluss der Saison

Während das LSP_{rel} des BHKW von Konzept 1-3, wie in Abbildung 8-19 dargestellt, in den Sommermonaten um 19 Uhr durchschnittlich bei 37 % (absolut 78 kW) liegt, liegt im Winter aufgrund des hohen Wärmebedarfs kaum Lastverschiebung vor. Eine Vergrößerung des BHKW in Konzept 2-3 (Abbildung 8-20) führt dazu, dass auch im Winter eine hohe Lastverschiebung vorliegt, während im Sommer die Erhöhung wesentlich geringer ausfällt.

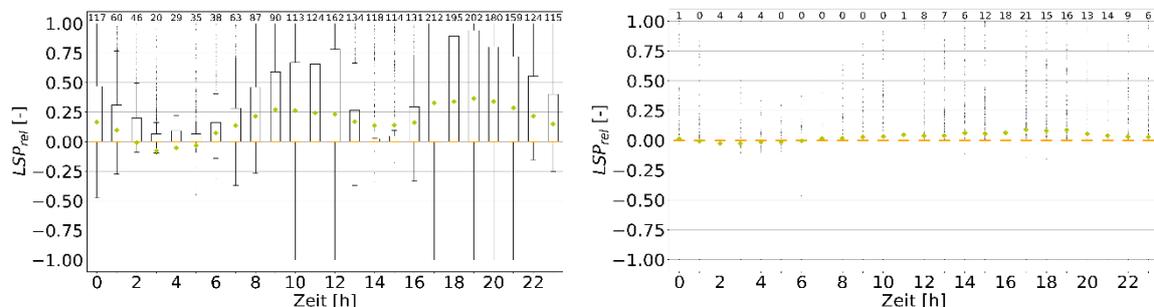


Abbildung 8-19: Boxplots des relativen LSP des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 1-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Sommer. Rechts: Winter.

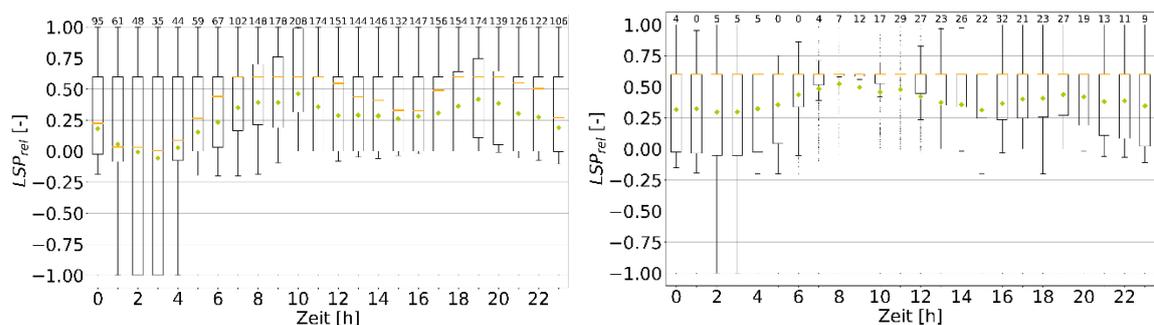


Abbildung 8-20: Boxplot des relativen LSP des BHKW über ein gesamtes Jahr. Konzept 2-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Links: Sommer Rechts: Winter.

Beim LSP_{rel} der KKM liegt ein ähnlicher Verlauf im Sommer wie auch im Winter vor. Im Sommer liegt das maximale durchschnittliche LSP_{rel} um 19 Uhr bei -30 % (LSP_{abs} -8 kW), während im Winter der häufige Nennbetrieb des BHKW auch im Winter zu einer Lastverschiebung der KKM von einem maximalen durchschnittlichen LSP_{rel} von -47 % (LSP_{abs} - 8 kW) führt.

LSP des Gesamtsystems

Ein positives LSP_{rel} des BHKW bedeutet, dass mehr elektrische Energie produziert wird als im Referenzfall. Für das Energiesystem des Krankenhauses bedeutet dies, dass weniger elektrische Energie aus dem Stromnetz bezogen werden muss und somit positive Flexibilität für das Stromnetz bereitgestellt wird. Im Falle der KKM führt indes ein negatives LSP_{rel} zu einem geringeren Strombedarf des Krankenhauses und somit ebenfalls zu positiver Flexibilität für das Stromnetz.

Da das LSP_{rel} des BHKW tagsüber größtenteils im positiven Bereich und das LSP_{rel} der KKM im negativen Bereich liegt, führt dies vor allem zwischen 6 Uhr und 20 Uhr zu einer

8 Betriebsoptimierung

Reduzierung des Strombezugs aus dem Stromnetz zwischen dem Referenzkonzept 1-1 und dem Konzept 2-3 in Abbildung 8-21. Es ergibt sich um 10 Uhr ein durchschnittliches LSP_{abs} mit einem Minimalwert von -104 kW. Nachts kommt es durchschnittlich zu einem LSP_{abs} mit einem Maximalwert um 3 Uhr von 24 kW.

Im Sommer sind die Leistungsunterschiede zwischen den Konzepten zu jedem Zeitpunkt durchschnittlich größer als im Winter.

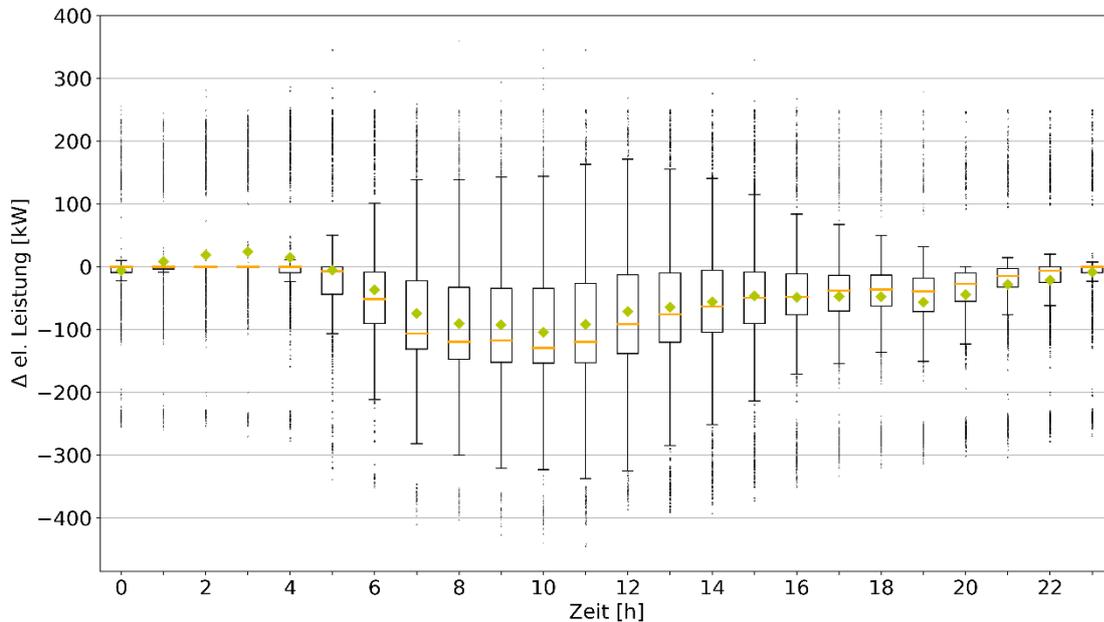


Abbildung 8-21: Boxplots des LSP_{abs} des Strombezugs des Gesamtsystems über ein gesamtes Jahr. Konzept 2-3 relativ zu Konzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'.

8.6.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird zunächst der E-flex (siehe Kapitel 8.5 Auswertungsmethode) der Konzepte im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ betrachtet. Danach wird auf die absoluten Kostenunterschiede zwischen den Szenarien eingegangen.

Einfluss der Konzepte

Der E-flex in Abbildung 8-22 zeigt die wirtschaftlichen Unterschiede aller Konzepte im Vergleich zum Referenzkonzept 1-1. Ein negativer E-flex bedeutet dabei, dass geringere Kosten im Vergleich zum Referenzsystem auftreten. Dass der E-Flex von Konzept 2-1 im Mittel im positiven Bereich liegt, zeigt somit, dass die Nutzung eines größeren BHKW ohne Speicher im Vergleich zum Referenzkonzept 1-1 im Mittel einen wirtschaftlichen Nachteil hat. Bei der Hinzunahme von Speichern in den Konzepten 2-2 und 2-3 reduzieren sich jedoch die Kosten. Die Vergrößerung der Speicher zwischen den Konzepten 1-2 und 1-3, sowie den Konzepten 2-2 und 2-3, führt kaum zu Unterschieden. Während die durchschnittlichen Einsparungen bei der Verwendung eines großen BHKW bei nahe null liegen, weisen vor allem der Median und die Quartilgrenzen darauf hin, dass eine breite Streuung von Tagen mit großen Einsparungen aber auch Verlusten im Konzept 2-1 ohne

8 Betriebsoptimierung

Speicher vorliegt. Das Risiko an einzelnen Tagen Mehrkosten durch ein großes BHKW zu erhalten, wird durch die Verwendung von Speichern erheblich minimiert. Der obere Whisker liegt hier nur leicht im positiven Bereich.

Bei Betrachtung des saisonalen E-flex zeigt sich, dass der wirtschaftliche Vorteil eines großen BHKW von allem durch die Wintersaison zustande kommt. Im Vergleich zu den Konzepten 1-2 und 1-3 mit kleinem BHKW ist die Einsparung in den Konzepten 2-2 und 2-3 vor allem im Winter groß. Die Notkühlerkonzepte 3-1, 3-2 und 3-3 führen vor allem im Sommer zu wirtschaftlichen Vorteilen. Im Winter ergeben sich nur geringe Vorteile.

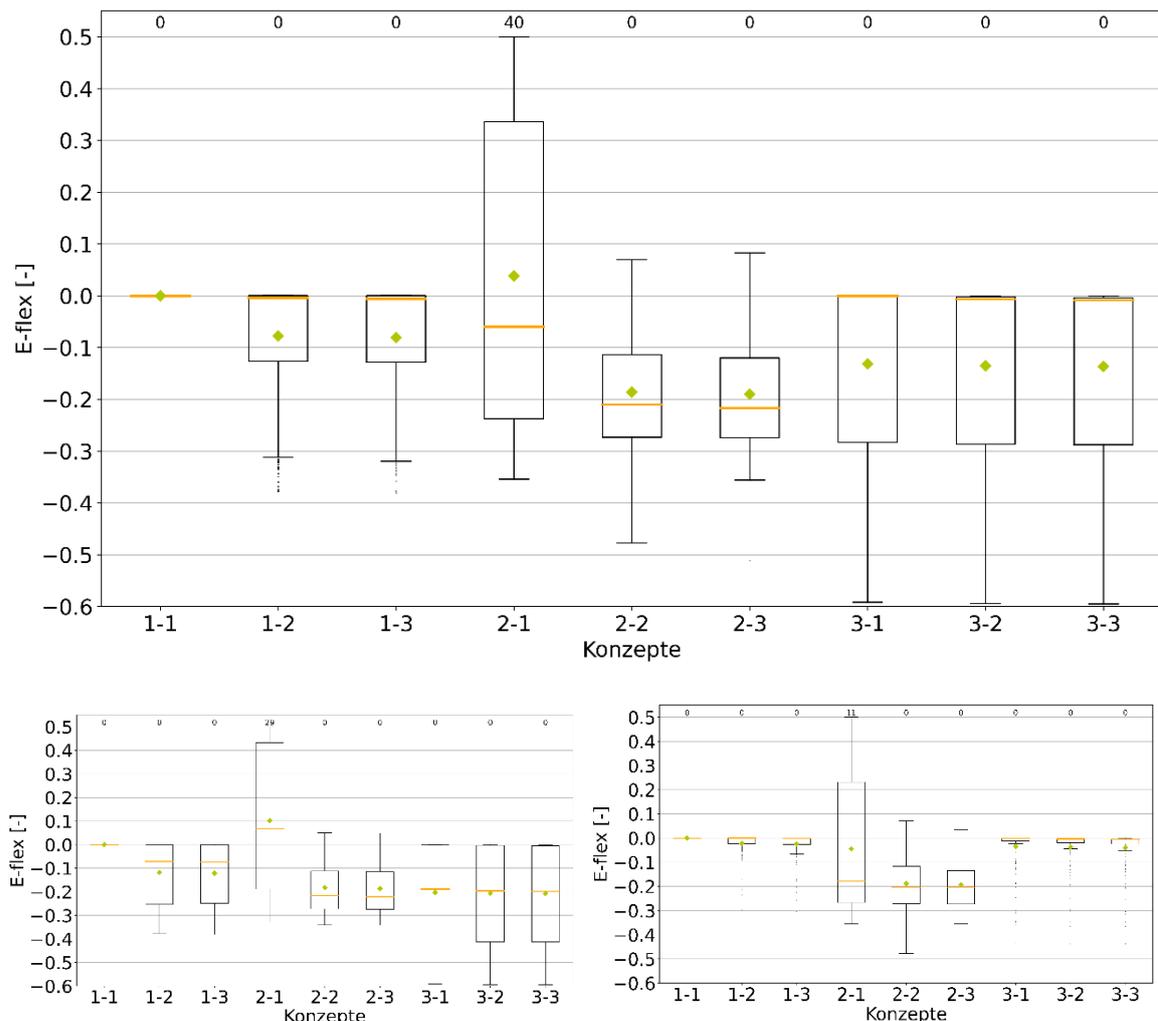


Abbildung 8-22: E-flex zum Referenzkonzept 1-1. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung'. Oben: ganzes Jahr, unten links: Sommer, unten rechts: Winter

Einfluss der Szenarien

Zunächst wird mit dem Konzept 3-1 mit Notkühler ein nicht-flexibler Betrieb abgebildet. Dadurch können die Einflüsse der Preisniveaus der unterschiedlichen Szenarien verglichen werden. Da die Direktvermarktung in diesem Konzept keinen Einfluss auf den Betrieb der Anlagen hat, eignet es sich, um die Szenarien miteinander zu vergleichen.

Die Ergebnisse in diesem Kapitel werden durch sogenannte Wasserfalldiagramme dargestellt. Während die Säulen der Spalten ‚Gas BHKW‘, ‚Gas Gaskessel‘, ‚Strom KKM‘,

8 Betriebsoptimierung

‚Strom Krankenhaus‘ und ‚Stromverkauf‘ gestapelt und entzerrt sind, bildet die Säule in der Spalte ‚Gesamt‘ die Summe aller vorherigen Werte ab.

Abbildung 8-23 zeigt den Vergleich der absoluten Kosten aller Szenarien für das Konzept 3-1. Die Szenarien ‚Status-quo Festpreis‘ und ‚Status-quo Direktvermarktung‘ weisen eine Differenz von ca. 6 000 € zugunsten der Direktvermarktung im Strombezug auf. Dies führt zu einer gesamten Preisdifferenz von 1,4 %. Diese Abweichung wird durch unterschiedliche Effekte erzeugt. Zum einen liegt das Preisniveau des Stroms beim Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ unterhalb dessen vom Szenario ‚Status-quo Festpreis‘. Zum anderen sind die Kosten beim Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ vom Zeitpunkt des Strombezugs abhängig. Im ‚Szenario 2030‘ sind aufgrund der höheren Gas- und Strompreise (Strompreis +19 %, Gaspreis +40 % (vgl. Kapitel 8.4)) die Gesamtkosten in diesem Szenario höher. Die folgenden Untersuchungen der Szenarien müssen daher immer relativ zu den Preisdifferenzen zwischen den Szenarien im Konzept 3-1 gesehen werden.

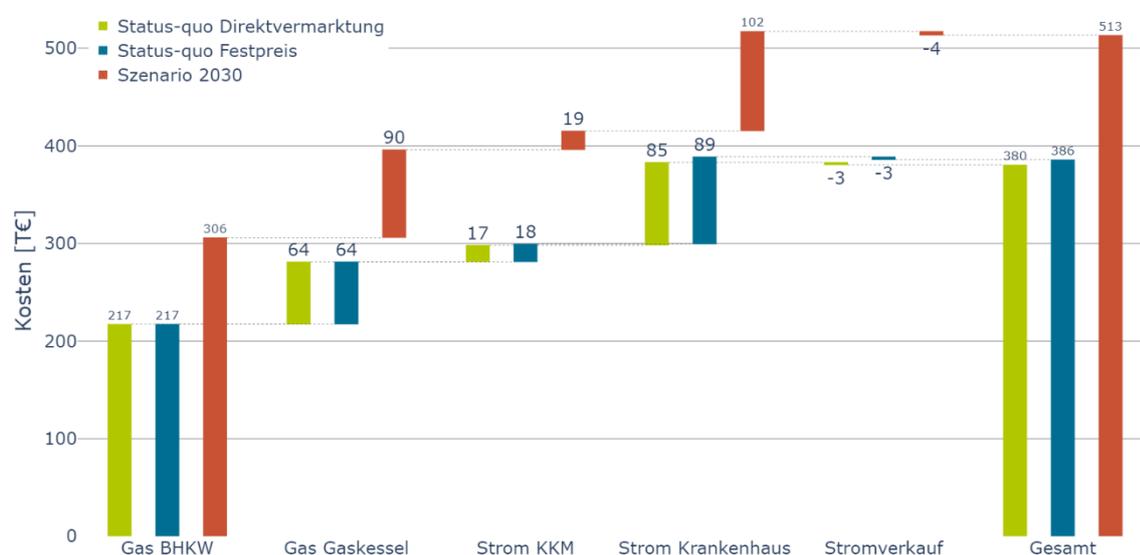


Abbildung 8-23: Kosten von Konzept 3-1 in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.

In Abbildung 8-24 zeigt der Vergleich der absoluten Kosten der drei Szenarien, dass bei flexiblem BHKW-Betrieb ohne Speicher (Konzept 1-1) zwischen den Szenarien ‚Status-quo Festpreis‘ und ‚Status-quo Direktvermarktung‘ ein Kostenvorteil von ca. 2,9 % bzw. ca. 13 000 € zugunsten der Direktvermarktung vorliegt. Bei Hinzunahme von Speichern (Konzept 1-3) bleibt dieser Anteil prozentual konstant, reduziert sich jedoch absolut auf ca. 12 000 €, da die Verwendung eines Speichers in den ‚Status-quo‘ Szenarien einen Kostenvorteil von ca. 10,2 % (ca. 42 000 €) gegenüber Konzept 1-1 erzielt.

Im ‚Szenario 2030‘ steigen die Kosten für Konzept 1-1 um ca. 26 % (verglichen mit ‚Status-quo Festpreis‘) bzw. ca. 30 % (verglichen mit ‚Status-quo Direktvermarktung‘) und für Konzept 1-3 um ca. 28 % (verglichen mit ‚Status-quo Festpreis‘) bzw. um ca. 32 % (verglichen Status-quo Direktvermarktung‘).

8 Betriebsoptimierung

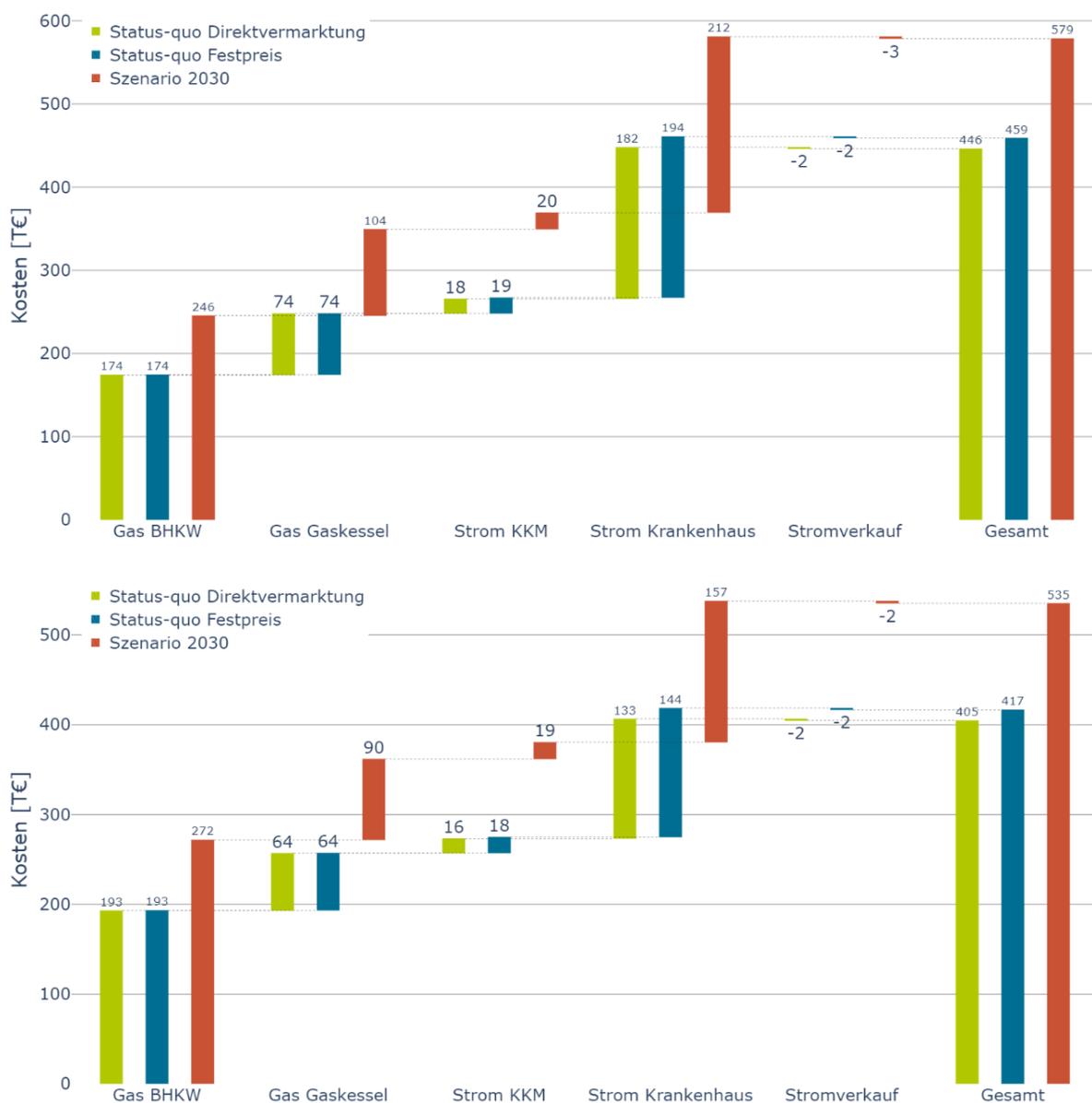


Abbildung 8-24: Kosten von Konzept 1-1 (oben) und Konzept 1-3 (unten) in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.

In Abbildung 8-25 zeigt der Vergleich der absoluten Kosten der drei Szenarien, dass sich der Kostenvorteil bei einem großen BHKW ohne Speicher (Konzept 2-1) zwischen den Szenarien ‚Status-quo Festpreis‘ und ‚Status-quo Direktvermarktung‘ auf ca. 4,1% (ca. 20 000 €) zugunsten der Direktvermarktung erhöht. Bei Hinzunahme von Speichern (Konzept 2-3) verringert sich der relative Vorteil auf 3,2 % (ca. 11 000 €).

Im ‚Szenario 2030‘ steigen die Kosten für Konzept 2-1 um ca. 21 % (‚Status-quo Festpreis‘) bzw. ca. 26 % (‚Status-quo Direktvermarktung‘) und für Konzept 2-3 um ca. 28 % (‚Status-quo Festpreis‘) bzw. ca. 32 % (Status-quo Direktvermarktung‘).

8 Betriebsoptimierung



Abbildung 8-25: Kosten von Konzept 2-1 (oben) und Konzept 2-3 (unten) in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.

Absolut gesehen reduzieren sich die Gesamtkosten zwischen Konzept 1-1 im Szenario ‚Status-quo Festpreis‘ und Konzept 2-3 im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ um ca. 111 000 € pro Jahr.

8.7 Variante AKM

In diesem Schritt der Auswertung wird die Kältebereitstellung durch eine AKM anstelle einer KKM im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ untersucht. Dafür werden die Optimierungsergebnisse der Konzepte 4-1, 4-2 und 4-3 aus Tabelle 8-8 ausgewertet. Es wird außerdem untersucht, wie sich durch eine solche Veränderung der Energiebezug ändert. Abschließend werden die Betriebskosten des Energiesystems mit einer AKM in den unterschiedlichen Szenarien untersucht.

8 Betriebsoptimierung

Kältespeicher geladen.

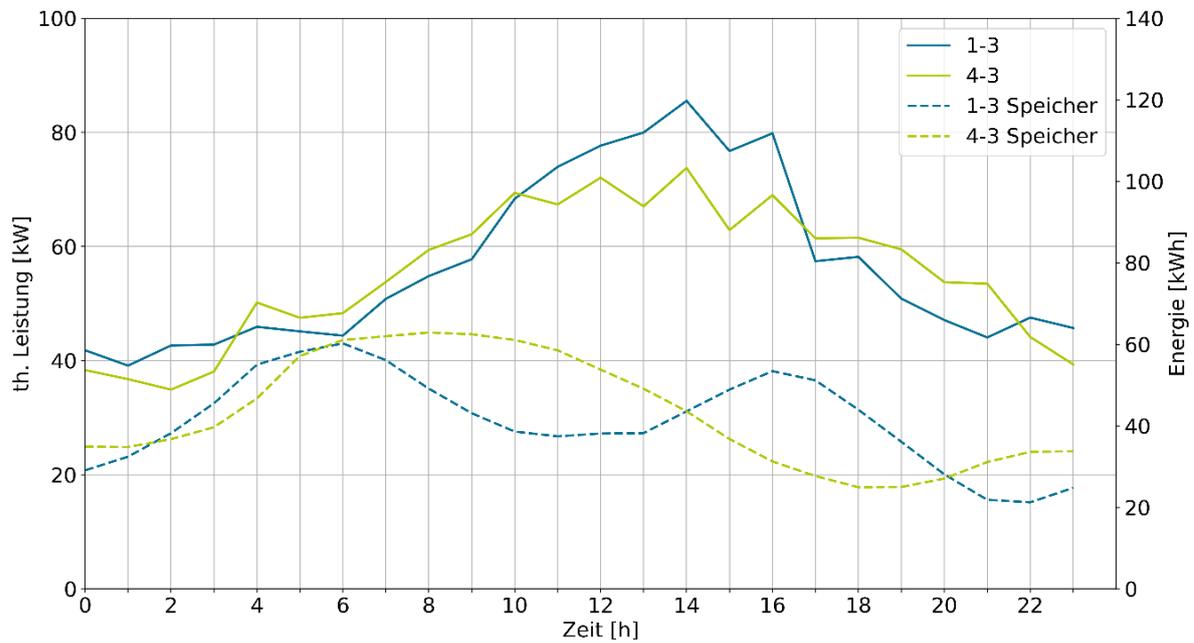


Abbildung 8-27: Durchschnittliche Kälteleistung der Kälteanlagen und Speicherstände der Kältespeicher. Konzept 1-3 und 4-3. Szenario: 'Status-quo Direktvermarktung', Sommer

8.7.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Durch die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung wird die Wärme des BHKW zur Kälteerzeugung genutzt und der Strombedarf zum Betrieb der KKM entfällt. Wie in Abbildung 8-28 zu erkennen ist, reduziert sich dadurch der Strombezug im Vergleich zu Konzept 1-1 mit einer KKM. Jedoch steigen der Gasbezug des BHKW und der des Heizkessels, um die benötigte Wärme für die AKM bereitzustellen. Es sind nur geringe Unterschiede im Energiebezug zwischen Konzept 4-1 ohne Speichern und den Konzepten 4-2 und 4-3 mit Speichern zu erkennen.

8 Betriebsoptimierung

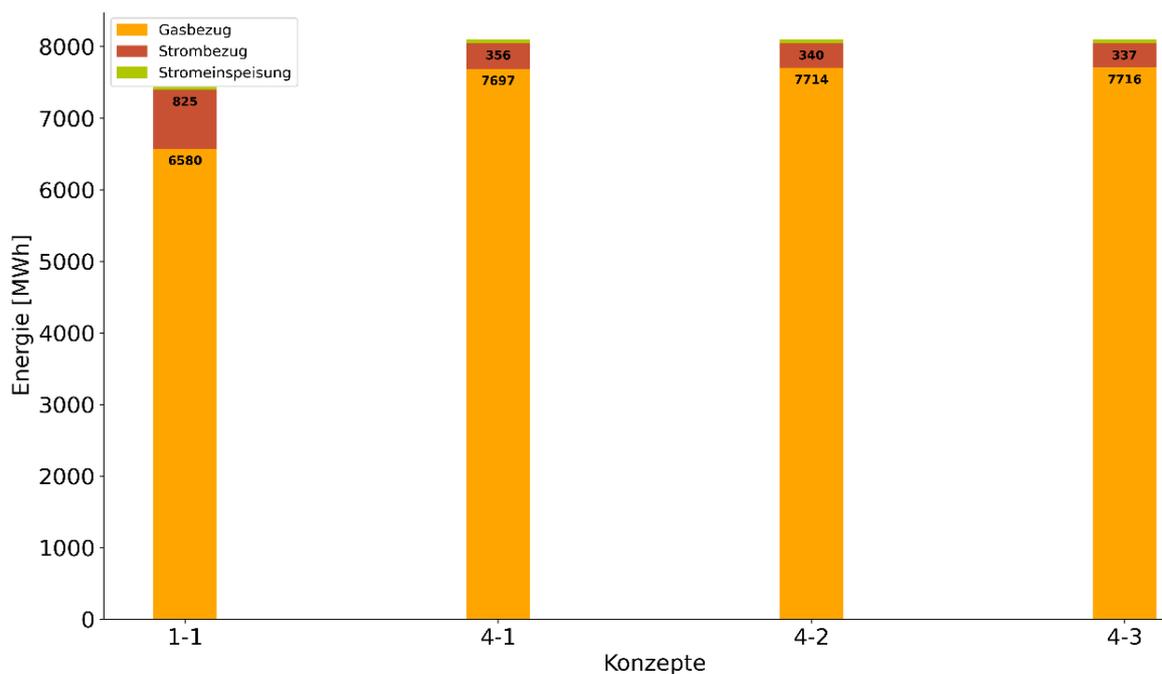


Abbildung 8-28: Gasbezug und Strombezug bzw. -einspeisung in und aus den öffentlichen Netzen über ein Jahr. Szenario: 'Status quo Direktvermarktung'

Abbildung 8-29 bildet die Kosten des Konzeptes 4-3 über ein Jahr für die verschiedenen Szenarien ab. Im Vergleich zu Konzept 1-3 in Abbildung 8-24 zeigt sich, dass die Stromkosten zur Kältebereitstellung entfallen. Zudem reduzieren sich die Stromkosten für den Strombezug, da durch die höhere Auslastung des BHKW insgesamt weniger Strom bezogen werden muss. Dafür steigen jedoch die Kosten für Gas. Insgesamt reduzieren sich jedoch die Kosten durch den Betrieb der AKM um 39 000 € im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘. Der relative Vorteil durch die Nutzung des dynamischen Tarifs im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ im Vergleich zum Szenario ‚Status-quo Festpreis‘ verringern sich, da das BHKW in Konzept 4-3 hauptsächlich dem Wärmebedarf folgt, um den Gasbezug des Gaskessels möglichst gering zu halten. Der Anteil des vermarkteten Stroms ist gering, da die Nennlast von 250 kW des BHKW der elektrischen Grundlast des Krankenhauses entspricht.

8 Betriebsoptimierung

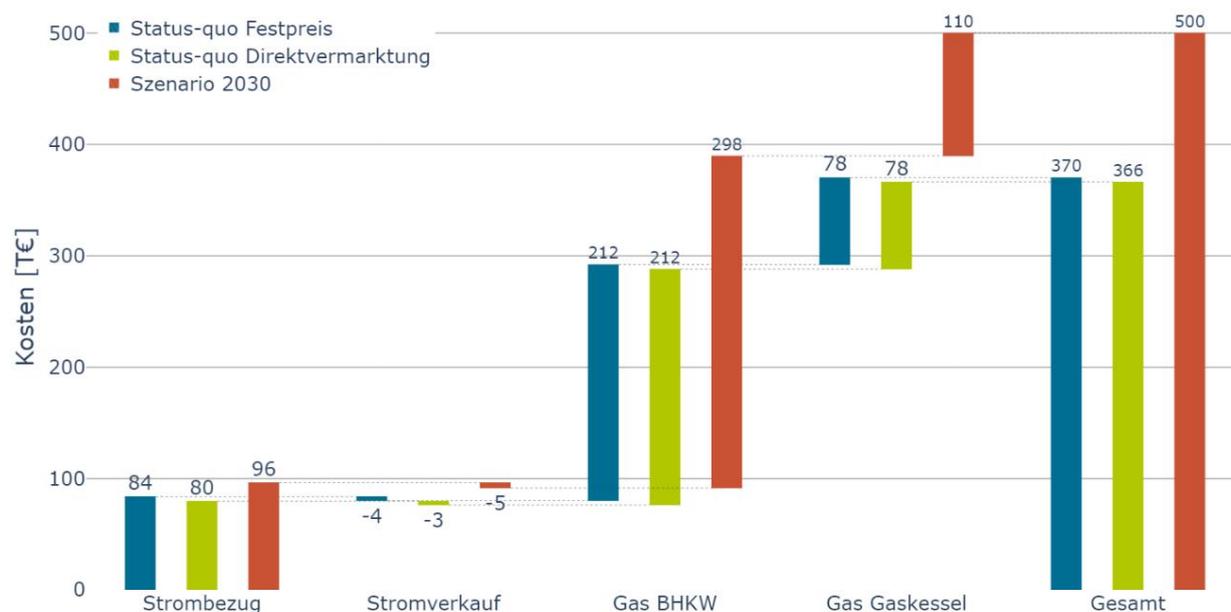


Abbildung 8-29: Kosten von Konzept 4-3 in allen Szenarien über ein ganzes Jahr.

8.8 Zusammenfassung Betriebsoptimierung

Im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ zeigt sich im optimierten Anlagenbetrieb, dass durch ein großes BHKW der Bezug von Gas und Strom erhöht wird. Es wird jedoch auch mehr Strom in das Netz eingespeist. Durch ein großes BHKW folgt der Betrieb verstärkt dem Strompreis. Zusätzlich reduzieren sich die Volllaststunden des BHKW.

Bei Verwendung eines Wärmespeichers entspricht die eingespeiste Strommenge in etwa der bezogenen Strommenge. Der Speicher ermöglicht die Verschiebung des BHKW-Betriebs in Zeiten mit erhöhtem Strompreis. Dies ist vor allem morgens und abends der Fall.

Der Wärmespeicher ermöglicht weiterhin die Glättung der Wärmelastspitzen. Dies führt zu einer erhöhten Auslastung des BHKW. Im Winter wird aufgrund des hohen Wärmebedarfs das BHKW den gesamten Tag bei Nennlast betrieben. Dadurch wird der Wärmespeicher im Winter nur sehr wenig genutzt. Es zeigt sich zudem, dass der Einfluss durch einen Speicher mit beiden untersuchten Speichergrößen annähernd gleich ist.

Der Gaskessel wird zum einen zur Spitzenlastdeckung eingesetzt und zum anderen zur Erzeugung des gesamten Wärmebedarfs, wenn dieser unterhalb der Mindestbetriebsleistung des BHKW liegt. Die Nutzung eines Speichers führt zu einer starken Verringerung der Volllaststunden des Gaskessels. Wenn zusätzlich ein großes BHKW genutzt wird, erhöhen sich die Stillstandszeiten des Gaskessels auf ca. 60 %.

Die KKM verändert ihren Betrieb bei Verwendung eines Kältespeichers nur geringfügig, da der Strompreis zur Mittagszeit, in der Zeit mit dem größten Kältebedarf, ein lokales Minimum erreicht. Der Kältespeicher wird daher vor allem in den Nachtstunden gefüllt. Die untersuchten Speicher sind nicht groß genug, um erheblichen Einfluss auf den Betrieb der KKM zu nehmen.

Es zeigt sich außerdem, dass Leistung untertägig verschoben wird. Absolut gesehen, reduziert sich bei Verwendung eines großen BHKW und Speichern der durchschnittliche Strombedarfs aus dem Stromnetz um ca. 100 kW am Vormittag. Nachmittags und abends

8 Betriebsoptimierung

halbieren sich der durchschnittlichen Strombedarfe aus dem Stromnetz. Nachts wird der Strombezug aus dem Stromnetz erhöht. In einzelnen Zeitschritten kommt es zu Lastverschiebungen von -400 kW bis zu $+250$ kW.

Die Lastverschiebung setzt sich aus der variablen Stromeinspeisung des BHKW sowie dem variablen Strombezug der KKM zusammen. Die relative Lastverschiebung des BHKW ist vormittags und nachmittags am größten. Während das BHKW durch eine erhöhte Volllaststundenzahl in jeder Stunde des Tages mehr elektrische Leistung erzeugt als im unflexiblen Betrieb, wird bei der KKM tagsüber Leistung aus den Stromhochpreiszeiten in die Nachtstunden verschoben.

Es zeigt sich zudem, dass der flexible Betrieb mit thermischen Speichern einen wirtschaftlichen Vorteil erzielt. Die wirtschaftlichen Vorteile werden nicht maßgeblich größer, wenn die Speicher vergrößert werden. Durch die Verwendung eines großen BHKW können die wirtschaftlichen Vorteile jedoch zusätzlich erhöht werden. Somit ist der wirtschaftliche Vorteil bei einem Konzept mit großem BHKW und Speichern am größten.

Durch den Austausch der KKM gegen eine AKM kann die Volllaststundenzahl des BHKW weiter erhöht werden, da durch die AKM auch im Sommer ausreichend Wärmebedarf vorliegt, um das BHKW zu betreiben. Durch den erhöhten BHKW-Betrieb wird mehr Strom erzeugt, der den Strombedarf des Krankenhauses deckt und den Strombezug aus dem Stromnetz um ca. 42 % reduziert. Jedoch erhöht sich der Gasbezug um 12 %. Die Betriebskosten reduzieren sich im Szenario ‚Status-Quo Direktvermarktung‘ um ca. 10 % durch den Austausch der KKM gegen eine AKM.

Ein Szenarienvergleich zeigt, dass eine Direktvermarktung wirtschaftliche Vorteile gegenüber einem Festpreistarif erzielt. Die Energiekosten im günstigsten Konzept im Szenario ‚Status-quo Direktvermarktung‘ liegen in dieser Untersuchung bei ca. 348 000 € pro Jahr. Im ‚Szenario 2030‘ steigen die Kosten, aufgrund des erhöhten Preisniveaus, auf ca. 461 000 € an.

8.9 Schlussfolgerung Betriebsoptimierung

Die in den flexiblen Konzepten untersuchten Energieerzeugungsanlagen orientieren sich an den aktuell im Krankenhaus Hattingen verwendeten Anlagen zur Deckung des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs. Dabei werden verschiedene Anlagedimensionierungen untersucht. Die untersuchten Dimensionierungsgrößen sind frei gewählt und bilden einzelne Punkte im Lösungsraum ab. Es wird keine Optimierung der Anlagedimensionierung durchgeführt. Der berechnete Betrieb der exemplarisch gewählten Dimensionierungen bildet jedoch die Effekte ab, die sich durch die Veränderung einzelner Parameter einstellen. Zusätzlich wird der Einfluss durch eine AKM als ‚neue‘ Anlage untersucht.

Um die Ergebnisse auf andere Energiesysteme zu übertragen, muss Kenntnis der Rahmenbedingungen des entsprechenden Energiesystems vorliegen. Vor allem die Energiebedarfe und Anlageneigenschaften müssen bekannt sein.

Die Szenarien der Strom- und Gaspreiszeitreihen orientieren sich an den aktuellen Regularien und Verträgen des Jahres 2019. Das Zukunftsszenario ‚Szenario 2030‘ basiert auf Annahmen zu zukünftigen wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen und kann daher nicht als Vorhersage angesehen werden. In dem Zukunftsszenario wird der Einfluss

8 Betriebsoptimierung

von unterschiedlichen Preisniveaus und Preisvolatilitäten untersucht. Die Szenarien können ohne viel Aufwand auch für andere Energiesysteme angewendet werden.

Die Auswertungen zeigen, dass für einen flexiblen Betrieb die elektrische Nennlast des BHKW mindestens der elektrischen Grundlast des Krankenhauses entsprechen sollte. Erst durch die Erhöhung der elektrischen Nennlast kann Lastverschiebung und somit Flexibilität ermöglicht werden. Die optimale Größe der elektrischen Nennlast des BHKW wird durch den Wärmebedarf im Sommer begrenzt. Wenn die Nennlast zu groß gewählt wird, kann die erzeugte Wärme bei minimaler Teillast im Sommer nicht abgenommen werden und das BHKW kann im Sommer nicht betrieben werden. Eine möglichst hohe Abdeckung des Energiebedarfs durch das BHKW wird jedoch aus Gründen der Wirtschaftlichkeit angestrebt. Im aktuellen Betrieb wird aufgrund der Nicht-Steuerbarkeit des BHKW überschüssige Wärme über einen Notkühler abgeführt. Dadurch wird vor allem im Sommer Wärme an die Umgebung abgegeben. Dieser Betrieb sollte in Zukunft aus Nachhaltigkeitsgründen vermieden werden und ist mit Installation neuer Anlagen nicht mehr rechtmäßig. Alternativ kann durch die Verwendung einer AKM der Wärmebedarf im Sommer erhöht werden und somit den Betrieb des Notkühlers als zusätzlichen Wärmebedarf ersetzen.

Es stellt sich heraus, dass die aktuell im Krankenhaus bestehende Kapazität der thermischen Wärmespeicher ausreicht und eine Vergrößerung der Speicherkapazität nur geringen Einfluss auf die Lastverschiebung hat. Der aktuell im Krankenhaus installierte Wärmespeicher hat eine Kapazität von 323 kWh gegenüber der zusätzlich modellierten Speichergöße von 519 kWh. Die maximale thermische Erzeugungsleistung des aktuell im Krankenhaus installierten BHKW beträgt 348 kW und die zusätzliche modellierte thermische BHKW-Leistung beträgt 610 kW. Um den maximal einzuspeichernden Zeitraum angeben zu können, muss jedoch der Wärmebedarf des Krankenhauses berücksichtigt werden. Dieser schwankt saisonal bis stündlich zwischen durchschnittlich 350 kW bis 730 kW.

Um die aktuell im Krankenhaus installierten Speicher nutzbar zu machen, muss zudem zunächst ein flexibler Betrieb ermöglicht und umgesetzt werden. Aktuell dienen die Speicher lediglich als Pendelspeicher zum Puffern von Lastspitzen.

Die Lastverschiebung, die aufgrund des flexiblen Betriebs durch Speicher im Festpreisszenario festgestellt wurde, ist vergleichbar mit der Lastverschiebung, die in der Direktvermarktung festgestellt wurde. Wenn davon ausgegangen wird, dass eine Lastverschiebung, die durch das externe Preissignal des Strommarktes (Spotmarktpreis), hervorgerufen wird, Flexibilität für den Strommarkt bedeutet, folgt daraus, dass bereits die Lastverschiebung im Festpreisszenario vorteilhaft für den Strommarkt ist, während in einem nicht-flexiblen Betrieb keine Flexibilität für den Strommarkt bereitgestellt wird.

Ein flexibler Betrieb ist zudem in allen betrachteten Konzepten wirtschaftlich vorteilhaft. Die größten Betriebskosteneinsparungen entstehen durch die Verwendung eines groß dimensionierten BHKW im flexiblen Betrieb. Aus den Berechnungen ergibt sich ein Kostenvorteil von 57 000 € pro Jahr in der Verwendung eines großen (400 kW_{el}) BHKW gegenüber eines kleinen (250 kW_{el}) BHKW. Dieser jährliche Kostenvorteil zugunsten eines großen BHKW sollte bei einer Investitionsentscheidung der BHKW-Dimensionierung berücksichtigt werden und ist entsprechend den größenbedingten Mehr-Investitionskosten gegenüberzustellen.

8 Betriebsoptimierung

Der strompreisoptimierte Betrieb, basierend auf der Preisvolatilität der Strombörse aus dem Jahr 2019, führt im Vergleich zum Fixpreisszenario ohne Preisvolatilität zu geringen Kostenvorteilen. Die Erhöhung der Volatilität in einem ‚Szenario 2030‘ erhöht zusätzlich die Kostenvorteile.

Aufgrund der Untersuchungen sollten daher die folgenden Anpassungen für das Energiesystem im Krankenhaus Hattingen durchgeführt werden:

- Stopp der Nutzung des Notkühlers für einen volllaststundenoptimierten BHKW-Betrieb.
- Ermöglichung eines stromgeführten flexiblen Betriebs des BHKW und Nutzung der thermischen Speicher zur Verschiebung der Wärme- und Kältebedarfe.
- Die aktuelle Dimensionierung der Speicherkapazitäten kann beibehalten werden.
- Erhöhung der elektrischen Nennlast des BHKW.
- Verwendung eines dynamischen Stromtarifs, der den Börsenstrompreis abbildet.
- Installation einer AKM.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Wie in Kapitel 8 dargelegt, erscheint eine Umsetzung eines flexiblen Anlagenbetriebs im untersuchten Fallbeispiel wirtschaftlich vorteilhaft. Für eine Umsetzung eines flexiblen Betriebs in der vorgestellten Form werden jedoch täglich Prognosen über die zu erwartenden Strompreise sowie die Energiebedarfe benötigt. Prognosen sind naturgemäß mit Prognoseabweichungen verbunden. Diese Abweichungen können sich auch auf die Umsetzung eines optimierten Anlagenbetriebs und damit auf dessen Wirtschaftlichkeit auswirken. Entsprechend soll im Folgenden die Anwendung der in Kapitel 7 entwickelten Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung untersucht werden.

9.1 Erläuterung der Anwendungsmethodik

9.1.1 Anreize und Modalitäten eines vorausschauenden Anlagenbetriebs

Die Anwendung der Prognosemodelle hat zum Ziel, die Umsetzung eines vorausschauenden Anlagenbetriebs zu simulieren.

Ein vorausschauender Anlagenbetrieb ist insbesondere dann wirtschaftlich attraktiv, wenn zwei Bedingungen vorliegen. Dazu gehört zum einen, dass die zur Verfügung stehenden Märkte zeitlich variierende Preise anbieten und zum anderen, dass Speicherkapazitäten verfügbar sind, die es ermöglichen, den Betrieb an den variierenden Preisen auszurichten.

Die Ursache für variierende Preise könnte beispielsweise in der allgemeinen Verfügbarkeit der Ressource, wie auch an Liefer- oder Netzengpässen liegen. Im Falle des Day-Ahead-Marktes der Strombörse EPEX Spot korreliert der variierende Strompreis unter anderem mit der Verfügbarkeit regenerativ erzeugten Stroms. Entsprechend senkt eine Anpassung an dieses Preissignal nicht nur die Strombezugskosten, sondern erhöht auch den Anteil regenerativ erzeugten Stroms im Strombezug. Die Ursache der variierenden Preise ist für die Umsetzung eines vorausschauenden Betriebs jedoch unerheblich.

Einen erheblichen Einfluss hingegen haben die Modalitäten der zur Verfügung stehenden Märkte. Zu welchem Zeitpunkt Preise festgelegt werden und wann Gebote für Ein- oder Verkäufe abgegeben werden müssen, beeinflusst unmittelbar das gewählte Vorgehen.

Wie die Modalitäten flexibler Tarifmodelle für Endkunden aussehen könnten, ist zum aktuellen Zeitpunkt noch vollkommen offen. Aktuell wird Endkunden der Zugang zu Märkten mit variierenden Preisen noch weitestgehend verwehrt. Stattdessen erhalten sie über Monate konstante Preise für beispielsweise Strom oder Gas.

Energieversorgungsunternehmen sind oftmals bisher nicht bereit, die für sie relevanten variierenden Börsenpreise an ihre Endkunden weiterzugeben und das damit verbundene Risiko unsicherer Erlöse einzugehen. Es ist daher davon auszugehen, dass regulatorische Maßnahmen notwendig sind, um dem Endkunden die Möglichkeit zu geben, von variierenden Preisen zu profitieren.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Des Weiteren ist davon auszugehen, dass die notwendigen regulatorischen Maßnahmen früher oder später vorgenommen werden, wenn von der Anpassung an variierende Preise nicht nur der Endkunde als Individuum profitiert, sondern ein gesamtgesellschaftlicher Mehrwert generiert werden kann. Im Falle der Anpassung an den Day-Ahead-Markt ist dies durch die damit verbundene Anpassung an die Verfügbarkeit regenerativ erzeugten Stroms der Fall.

Durch die Anpassung an die Verfügbarkeit wird die Nachfrage nach regenerativ erzeugtem Strom allgemein erhöht und damit die Einbindung regenerativer Energiequellen in den gesamtdeutschen Strommix erleichtert.

Für die im Folgenden erläuterte Simulation eines vorausschauenden Anlagenbetriebs erscheint es daher naheliegend, die benötigten Annahmen für Strompreise und Marktmodalitäten analog zu den Gegebenheiten heutiger Strommärkte zu treffen.

Neben der Day-Ahead-Auktion weist auch die Intraday-Auktion der EPEX Spot das Charakteristikum sinkender Preis bei steigender Verfügbarkeit regenerativ erzeugten Stroms auf. Für die Untersuchung wurde die Intraday-Auktion als vortägiger Strommarkt ausgewählt, da einerseits die innertägigen Preisschwankungen in der Vergangenheit größer waren und andererseits die dort gehandelten Viertelstundenprodukte größere Flexibilität ermöglichen. Von einer Berücksichtigung beider Märkte sowie weiterer Strommärkte wurde zunächst abgesehen. Die Marktmodalitäten der Intraday-Auktion geben damit das gewählte Vorgehen vor.

Die Strompreise stellen wiederum den Anreiz zur Anpassung durch mögliche Kosteneinsparungen dar. Da keine validen Annahmen über Transaktionskosten, Handelsgebühren, Steuern oder Abgaben vorliegen, sind die Preise nur als Anreiz und nicht als real erzielbare Erlöse oder Bezugskosten einzuordnen.

Die Gaspreise werden in der Simulation weiterhin als konstant angenommen. Einerseits scheint kein gleichwertiger gesamtgesellschaftlicher Mehrwert durch eine Anpassung an Börsengaspreise erzielbar zu sein. Andererseits waren die innertägigen Schwankungen der Börsengaspreise zumindest vor 2020 im Vergleich zu den Schwankungen der Börsenstrompreise gering.

Die Preise für weitere Ressourcen, wie beispielsweise Heizöl, sind in dem vorliegenden Anwendungsbeispiel nicht relevant.

9.1.2 Vorgehen bei der Umsetzung des gewählten vorausschauenden Anlagenbetriebs

Das Vorgehen bei der Umsetzung des vorausschauenden Anlagenbetriebs wird maßgeblich durch die Marktmodalitäten der Intraday-Auktion der EPEX Spot vorgegeben. An dieser werden, wie in Kapitel 0 beschrieben, Viertelstundenprodukte gehandelt. Gebote können bis 15 Uhr eines jeden Tages für einen Lieferzeitpunkt am kommenden Tag abgegeben werden.

Bis 15 Uhr des Vortages muss daher für die Teilnahme an der Intraday-Auktion feststehen, welche Strommengen wann bezogen und verkauft werden sollen. Diese Mengen werden mittels einer vortägigen Betriebsoptimierung (DA-Optimierung) ermittelt. Dafür müssen

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Annahmen hinsichtlich der Strompreise, des Strombedarfs sowie des Wärmebedarfs für den Folgetage (DA-Prognose) getroffen werden.

Bis zum Lieferzeitpunkt können sich einerseits die Annahmen über die zu erwartenden Bedarfe ändern. Andererseits kann sich der aktuelle Status des Systems – wie beispielsweise Speicherfüllstände – durch zurückliegende Abweichungen von dem in der vortägigen Optimierung errechneten Zustand unterscheiden. Aus diesem Grund wird kurz vor dem Lieferzeitpunkt eine weitere Optimierung (innertägige Optimierung oder ID-Optimierung) für die kommenden Stunden auf Basis aktualisierter Prognosen (innertägige Prognose oder ID-Prognose) durchgeführt. Die innertägige Optimierung berücksichtigt dabei die bereits bei der Intraday-Auktion gehandelten Strommengen.

Durch diese Optimierung besteht daher die Möglichkeit, zusätzlich zu den an der Intraday-Auktion gehandelten Strommengen, weitere Strommengen am kontinuierlichen Intraday-Markt zu handeln. Neben dem Ausgleich von Abweichungen eröffnet dies die Möglichkeit von Differenzen zwischen den Strompreisen der Intraday-Auktion und jenen am kontinuierlichen Intraday-Markt zu profitieren.

Die Anzahl der innertägigen Optimierungen pro Tag - im Folgenden als Reoptimierungsfrequenz bezeichnet – gibt dabei die Länge der jeweiligen Optimierungszeiträume vor. Bei einer Reoptimierungsfrequenz von drei Optimierungen pro Tag wird entsprechend jeweils der Anlagenbetrieb für die folgenden acht Stunden optimiert (24 durch 3).

Neben den zu handelnden Strommengen gibt die Optimierung auch den Anlagenfahrplan für diesen Zeitraum vor. Die Simulation folgt diesem Anlagenfahrplan soweit möglich.

Abweichungen in der Simulation treten einerseits aufgrund abweichender Bedarfe auf, wenn diese nicht mit den Annahmen aus der Optimierung übereinstimmen. Andererseits können Abweichungen aufgrund einer detaillierteren Abbildung der technischen Anlagen auftreten, die der vereinfachten Abbildung innerhalb der Optimierung entgegensteht.

Unter Umständen haben die auftretenden Abweichungen zur Folge, dass der errechnete Anlagenfahrplan nicht eingehalten werden kann. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn der Wärmebedarf unterschätzt wurde und im Wärmespeicher keine Wärme zur Verfügung steht, um das entstehende Defizit zu decken. In einem solchen Fall ist es der Simulation nicht erlaubt, eine Unterdeckung des Wärmebedarfs hinzunehmen, sondern die Wärmeerzeugung muss derart gesteigert werden, dass die Deckung des Bedarfs sichergestellt ist. Dadurch ermittelt die Simulation einen korrigierten Anlagenfahrplan, wie er tatsächlich umgesetzt werden konnte.

Neben dem korrigierten Anlagenfahrplan liefert die Simulation außerdem den tatsächlichen Ist-Zustand des Systems für die nächste innertägige Optimierung.

Abbildung 9-1 verdeutlicht abschließend das zuvor beschriebene Vorgehen mit einer beispielhaften Reoptimierungsfrequenz von drei Optimierungen pro Tag.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

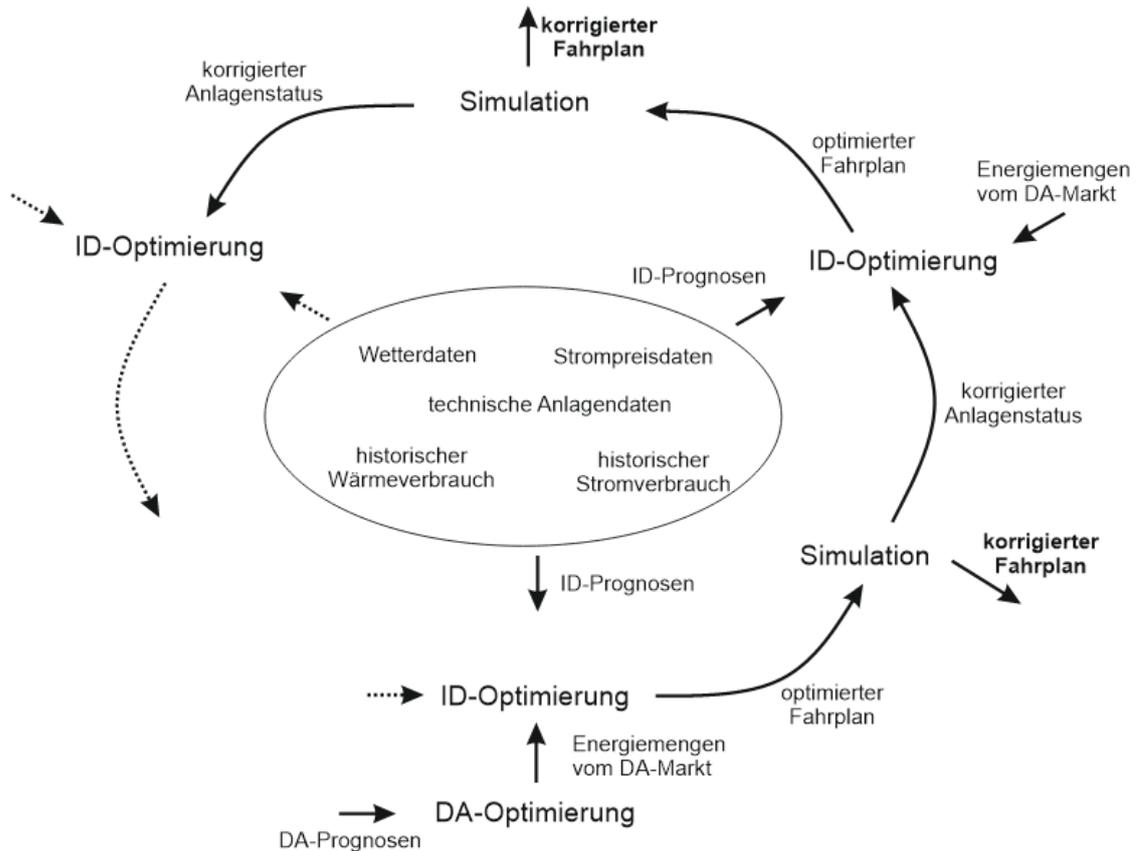


Abbildung 9-1: Darstellung des Vorgehens bei der simulativen Umsetzung des gewählten vorausschauenden Anlagenbetriebs.

9.1.3 Fokus auf Wärmelastprognosen

Hinsichtlich der ursprünglich errechneten Optimierungsergebnisse kann es bei der Umsetzung eines optimierten Fahrplans aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren zu Abweichungen kommen. Zu diesen Einflussfaktoren gehören insbesondere eine vereinfachte, von dem tatsächlichen Verhalten abweichende modellhafte Abbildung der Anlagen innerhalb der Betriebsoptimierung und nicht eintretende Annahmen hinsichtlich der Energiepreise sowie der Energiebedarfe.

Eine von dem tatsächlichen Verhalten abweichende modellhafte Abbildung der Anlagen wurde im vorliegenden Vorhaben als Quelle für Abweichungen nicht berücksichtigt. Konkret bedeutet dies, dass die Abbildung der Anlagen in der Betriebssimulation mit jener in der Betriebsoptimierung identisch ist. Beispielsweise werden keine hydrodynamischen Simulationen durchgeführt, um die Temperaturniveaus verschiedener Mischzonen innerhalb des Wärmespeichers zu ermitteln, sondern von einem Mischungsfreien Zwei-Schicht-System ausgegangen. Diese Entscheidung beruht auf zwei Tatsachen.

Zum einen ist es zwar möglich, in der Simulation eine detailliertere Abbildung der Anlagen vorzunehmen, als es aufgrund von Rechenzeitbeschränkungen in der Optimierung möglich wäre. Diese detailliertere Abbildung wird jedoch auch nur schwerlich in der Lage sein, das reale Anlagenverhalten ohne Abweichungen widerzuspiegeln.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Zum anderen sind der modellhaften Abbildung der Anlagen im Detailgrad zwar Grenzen gesetzt, die Anlagen trotz dieser Einschränkung in einer Optimierung möglichst detailgetreu abzubilden, ist jedoch Bestandteil vieler Untersuchungen. Fortschritte in diesem Bereich sind grundsätzlich möglich und erwartbar, weshalb unklar ist, wie groß die in der Praxis auftretenden Abweichungen zum Zeitpunkt einer tatsächlichen Umsetzung noch wären.

Auch der Einfluss von nicht eintretenden Annahmen hinsichtlich der Energiepreise findet in der vorliegenden Untersuchung keine Berücksichtigung. Bei den Energiepreisen handelt es sich einerseits um den als konstant angenommenen Gaspreis, sowie die Börsenstrompreise der Intraday-Auktion und dem kontinuierlichen Intraday-Markt.

Der konstante Gaspreis kann auch in der Praxis abweichungsfrei vorhergesagt werden. Für die Börsenstrompreise müssten in der Praxis Annahmen in Form von Prognosen getroffen werden. Diese Prognosen sind jedoch nicht standortspezifisch, sondern betreffen die ganze Marktregion. Entsprechend ist es möglich, solche Prognosen in guter Qualität bei Bedarf extern einzukaufen.

Die Abweichungen dieser Preisprognosen können sich außerdem auf die tatsächlich erzielten Erlöse positiv wie negativ auswirken. In beiden Fällen besteht jedoch keine Notwendigkeit den zuvor berechneten Fahrplan aufgrund von Abweichungen der Strompreise anpassen zu müssen. Ein direkter Einfluss auf den Anlagenbetrieb ist somit nicht gegeben.

Unabhängig davon geben im Falle des kontinuierlichen Intraday-Handels Preisprognosen die Wirklichkeit auch nur bedingt wieder. Da beim kontinuierlichen Intraday-Handel wegen des „Pay-as-bid“-Verfahrens keine einheitliche Preisbildung stattfindet, sind auch die Erlöse von der gewählten Bietstrategie (bidding strategy) abhängig. Dies bringt eine zusätzliche Unsicherheit hinsichtlich der erzielbaren Erlöse, welche auch mittels realer Preisprognosen nicht vollständig abbildbar ist.

Abschließend bleiben noch die Energiebedarfe - also in diesem Fall der Strom- und der Wärmebedarf – für die Annahmen getroffen werden müssen.

Analog zu Abweichungen in den Strompreisprognosen wirken sich auch Abweichungen in den Strombedarfsprognosen nicht direkt auf den Anlagenbetrieb aus. Dies liegt daran, dass die entstehenden Abweichungen in aller Regel über den vorhandenen Netzanschluss gedeckt werden können. Insellösungen ohne Netzanschluss kommen hier schon aufgrund der Annahmen zum Stromhandel nicht in Betracht und die Netzanschlussleistung bietet in der Regel genügend Spielräume, Prognoseabweichungen auszugleichen. Reale Strombedarfsprognosen wurden daher zunächst nicht betrachtet, wobei diese im Hinblick auf zusätzlich benötigte Ausgleichsenergien und damit verbundene zusätzliche Betriebskosten als eine interessante Erweiterung zu sehen sind.

Entsprechend liegt der Fokus dieser Untersuchung auf dem Einfluss der Wärmebedarfsprognosen. Im Gegensatz zu den vorigen Erläuterungen zu den Strombedarfen besteht bei Vorhandensein eigener Wärmeerzeugungsanlagen in der Regel kein Anschluss an ein externes Fernwärmenetz, über welches Prognoseabweichungen in den Wärmebedarfen ausgeglichen werden könnten. Aus diesem Grund wirken sich Abweichungen in der Wärmebedarfsprognose direkt auf den Anlagenbetrieb aus, falls vorhandene Wärmespeicher diese nicht ausgleichen können. Wenn beispielsweise der

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Wärmebedarf unterschätzt wurde und gleichzeitig nicht ausreichend Wärme im Wärmespeicher zur Deckung des zusätzlichen Bedarfs vorhanden ist, muss die Wärmeerzeugung erhöht werden, wenn der tatsächliche Bedarf gedeckt werden soll.

Diese Situation ändert sich, wenn der tatsächliche Bedarf nicht zu jeder Zeit gedeckt werden soll, eine zeitweise Unterdeckung oder Überdeckung des Wärmebedarfs also erlaubt ist. Dies wäre jedoch mit den Anlagenbesitzern und Anlagenbesitzerinnen sowie den Nutzern und Nutzerinnen vorab abzusprechen und besonders im Bereich des Trinkwarmwassers mit Komforteinbußen verbunden.

9.1.4 Fallbeispiel und Annahmen

Das in diesem Vorhaben untersuchte Fallbeispiel ist inspiriert von den im Krankenhaus vorhandenen Energieanlagen. Nicht berücksichtigt wurde die Kälteversorgung, da diese ein separates System darstellt. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurde der sogenannte Notkühler, da dessen Betrieb dem grundsätzlichen Ziel einer emissionsarmen Energiebereitstellung diametral entgegensteht.

Das betrachtete Energiesystem setzt sich damit aus den drei Komponenten gasgefeuertes BHKW, Gasbrennwertkessel und Wärmespeicher zusammen.

Das BHKW weist eine maximale Erzeugungsleistung von 250 kW_{el} und 380 kW_{th} auf. Die minimale Betriebsdauer wurde auf 15 Minuten und die minimale Erzeugungsleistung auf 50 % der elektrischen Maximalleistung begrenzt. Die Modulierbarkeit innerhalb des erfolgten Bereichs verläuft stufenlos und beeinflusst sowohl die Stromkennzahl wie auch den Gesamtwirkungsgrad, welcher bei Volllast maximal 90 % beträgt.

Der Gasbrennwertkessel weist eine maximale Erzeugungsleistung von 1500 kW_{th} auf und ist damit zu jedem Zeitpunkt der Simulation in der Lage den Wärmebedarf vollständig allein zu decken. Die minimale Betriebsdauer wurde auf eine Minute und die minimale Erzeugungsleistung auf 50 % der Maximalleistung begrenzt. Entsprechend der viertelstündlichen Auflösung innerhalb des Optimierungs- und Simulationsmodells ergibt sich damit eine minimal mittlere Erzeugungsleistung von 12,5 kW_{th} für jeden Zeitschritt. Der Wirkungsgrad des Kessels beträgt über den gesamten Betriebsbereich ebenfalls 90 %.

Der Wärmespeicher umfasst ein Volumen von 14 m³. Die minimale und maximale Speichertemperatur beträgt - in Anlehnung an die in der Messung beobachteten Werte - 55°C respektive 85°C. Daraus ergibt sich eine Speicherkapazität von gut 480 kWh. Die maximale Ein- und Ausspeicherleistung wurde auf 1000 kW_{th} begrenzt, was jedoch weder in der Optimierung noch in der Simulation eine tatsächliche Einschränkung zur Folge hat.

Neben den Eigenschaften der Energieanlagen sind für die Simulation auch Annahmen im Hinblick auf notwendige Fahrplananpassungen zu treffen.

Zum einen wird davon ausgegangen, dass Fahrplananpassungen in der Praxis derart vorgenommen würden, dass sie die zugrundeliegende Problematik mit großer Wahrscheinlichkeit lösen. Konkret heißt das, dass der Eingriff immer etwas stärker ausfallen wird, als es in dem Moment als notwendig erscheint. Im Modell wurde dies mit einer festen Sicherheitsmarge von 40 kW umgesetzt. Das heißt, dass die Anpassungen an den aktuellen

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Erzeugungsleistungen innerhalb des Viertelstunden-Zeitschritts um 40 kW größer gewählt werden, als sie notwendig wären, um die Bedingungen zum Ende des aktuellen Viertelstunden-Zeitschritts zu erfüllen.

Zum anderen ist bei den Fahrplananpassungen in der Regel nicht klar, was die kostengünstigste Variante ist, das vorliegende Problem zu lösen. Daher wird allgemein die Strategie verfolgt, die Ausgleichsenergie, also ungeplanten Stromimport oder -export zu minimieren. Entsprechend wird der auftretenden Problematik immer mit einer Anpassung der Erzeugungsleistung des Kessels begegnet. Nur wenn durch einen Eingriff in den Kessel-Betrieb allein keine Problemlösung herbeigeführt werden kann, wird der BHKW-Betrieb entsprechend angepasst.

Im Rahmen des Wechselspiels zwischen Optimierung und Simulation ist es wünschenswert, die erfolgten Fahrplananpassungen, insbesondere den sich daraus ergebenden tatsächlichen Speicherfüllstand, für die kommende Optimierungsrechnung zu berücksichtigen.

Im Falle der DA-Optimierung, welche den Folgetag betrachtet, liegen allerdings nur Messwerte bis 14:30 Uhr vor. Bis zum Beginn des betrachteten Zeitraums vergehen daher noch knapp zehn Stunden, in denen sich die Situation wieder grundlegend ändern kann. Aus diesem Grund übernimmt die DA-Optimierung die errechneten Werte aus vorangegangenen Optimierungsrechnungen und bezieht keine Beobachtungen aus der Simulation mit ein.

Im Falle der ID-Optimierung ist der zeitliche Abstand zwischen dem Zeitpunkt der Berechnung und dem Beginn des Betrachtungszeitraum deutlich geringer. Wenn der Betrachtungszeitraum um 12:00 Uhr beginnt, wird die ID-Optimierungsrechnung in dem Zeitfenster 11:45 bis 11:59 Uhr angestoßen. Daher können alle Beobachtungen bis 11:44 Uhr in diese Optimierungsrechnungen einfließen.

Um die für die ID-Optimierungsrechnung benötigte Information des initialen Speicherfüllstandes, also zu Beginn des beispielhaften Betrachtungszeitraum um 12:00 Uhr, zu ermitteln, wird der tatsächliche Speicherfüllstand aus der Simulation von 11:44 Uhr herangezogen und dieser um die im optimierten Fahrplan geplante Be- bzw. Endladung im Zeitraum 11:45 bis 11:59 Uhr korrigiert. Auf diese Weise wird eine gute Übereinstimmung zwischen dem tatsächlichen Füllstand und dem in der Optimierungsrechnung angenommenen initialen Füllstand erreicht.

9.1.5 Datengrundlage

Für die Betriebssimulation stehen Wärmebedarfsdaten über den Zeitraum vom 01. August 2020 bis zum 11. Februar 2021 mit einer Datenlücke zwischen dem 9. und dem 14. Dezember in viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung. Für den gleichen Zeitraum liegen außerdem Strombedarfsdaten sowie die nötigen Börsenstrompreise vor [EPEX Spot SE–2020]. Des Weiteren wurden zur Erstellung der Wärmebedarfsprognosen Daten über die Außentemperatur in zwei Metern Höhe am Standort Essen-Bredeney in zehnminütiger Auflösung vom Deutschen Wetterdienst bezogen [Deutscher Wetterdienst–2022]. Um die benötigte viertelstündliche Auflösung zu erzielen, wurden die Temperaturdaten linear interpoliert.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

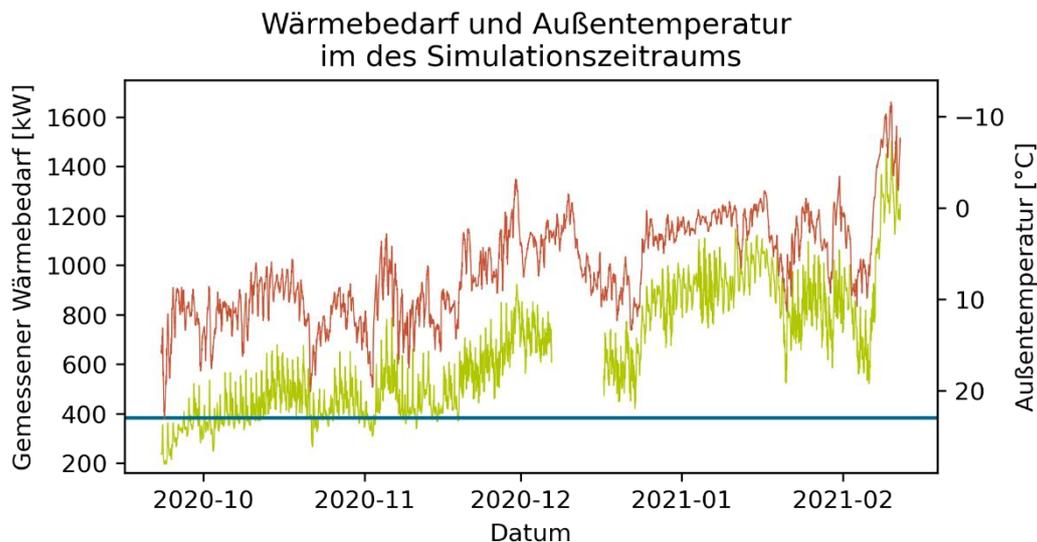
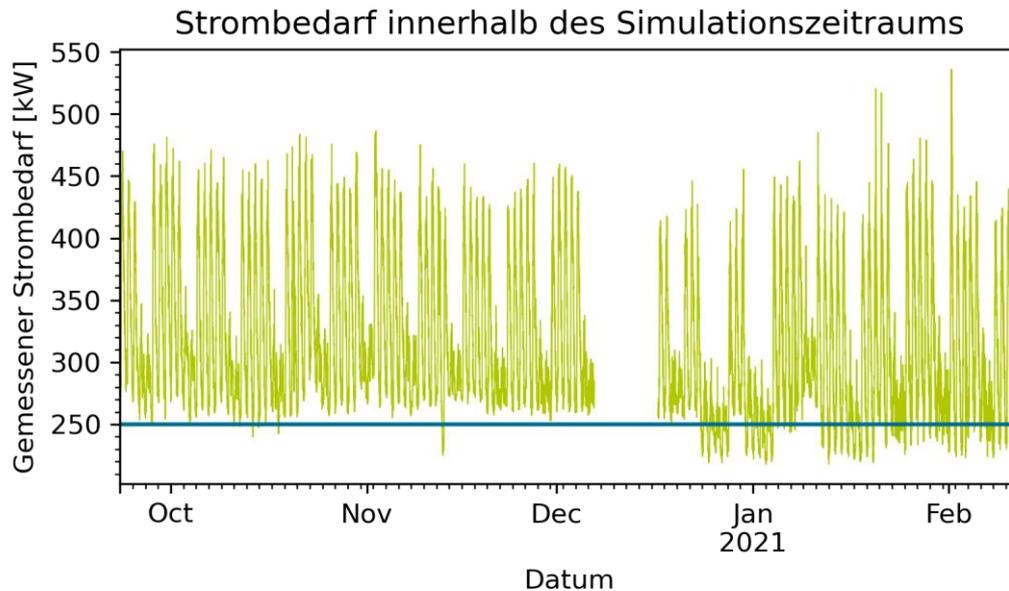


Abbildung 9-2: Darstellung des Gesamtwärmebedarfs im Krankenhaus über den Simulationszeitraum von September 2020 bis Februar 2021 in grün. In blau ist zum Vergleich die maximale thermische Erzeugungskapazität des Blockheizkraftwerks dargestellt. Um die starke Antikorrelation zwischen der Außentemperatur und dem Wärmebedarf zu verdeutlichen wurde außerdem in rot die Außentemperatur mit invertierter y-Achse dargestellt (Außentemperatur nimmt von unten nach oben hin ab).

Abbildung 9-2 gibt einen Überblick über die Wärmebedarfsdaten im gesamten Simulationszeitraum. Da der Zeitraum im Sommer beginnt und im Winter endet, ist der allgemeine Trend eines zunehmenden Wärmebedarfs erkennbar. Der mittlere Wärmebedarf liegt bei 650 kW und damit oberhalb der in blau dargestellten, maximalen thermischen Leistung des Blockheizkraftwerks von 380 kW.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung



**Abbildung 9-3: Darstellung des Gesamtstrombedarfs im Krankenhaus über den Simulationszeitraum in grün.
In blau ist zum Vergleich die maximale elektrische Erzeugungskapazität des Blockheizkraftwerks dargestellt.**

Abbildung 9-3 gibt einen Überblick über die Strombedarfsdaten im gesamten Simulationszeitraum. Im Gegensatz zu den Wärmebedarfsdaten ist hier kein eindeutiger Trend im Jahresverlauf erkennbar. Die Unterschiede zwischen den fünf Werktagen und dem Wochenende sind dafür in Form eines geringeren Bedarfs am Wochenende deutlich sichtbar. Auffällig ist auch der geringe Strombedarf über die Weihnachts- und Neujahrstage. Diese verringerte Grundlast tritt danach auch in den Folgewochen weiter auf. Welche Anlagen für diese Reduktion im Stromverbrauch verantwortlich sind, ist unbekannt.

Die in blau dargestellte, maximale elektrische Erzeugungskapazität des Blockheizkraftwerks deckt die Grundlast des Krankenhauses in der ersten Hälfte des Simulationszeitraums vollständig ab. Dies entspricht aufgrund der Dimensionierung des BHKWs, welche im Hinblick auf eine hohe Anzahl an Volllaststunden gewählt wurde, den Erwartungen.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

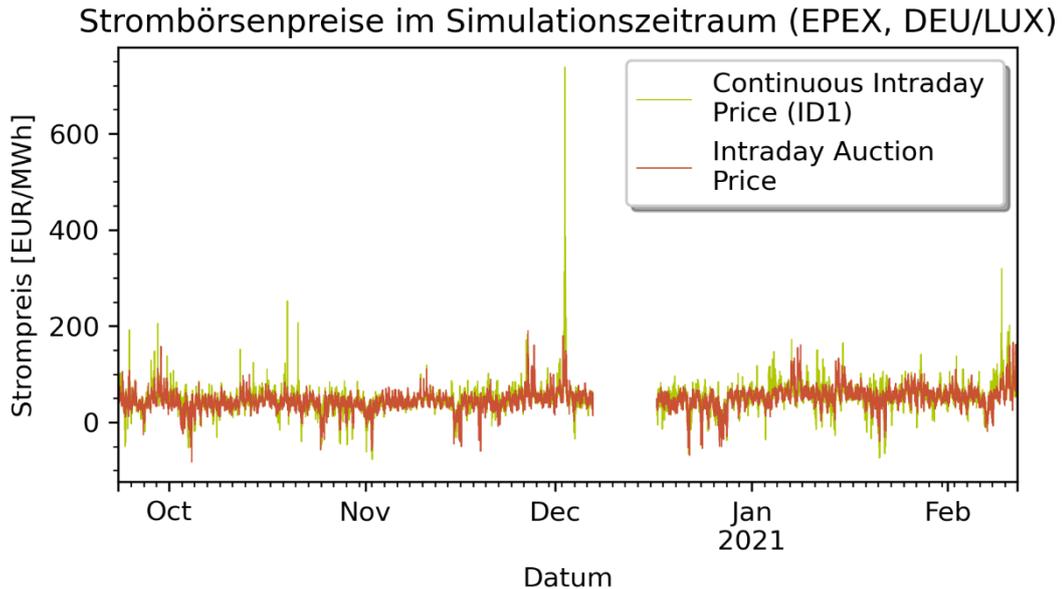


Abbildung 9-4: Darstellung der für die Simulation relevanten Börsenstrompreise. In grün ist der etwas volatilere ID1-Preisindex für Viertelstunden-Produkte des kontinuierlichen Intradayhandels abgebildet, in rot die Preise der Intraday-Auktion.

Abschließend stellt Abbildung 9-4 die für die Simulation relevanten Börsenstrompreise dar. Im vorliegenden Fall handelt es sich dabei um den ID1-Preisindex für Viertelstunden-Produkte des kontinuierlichen Intradayhandels sowie die Preise der Intraday-Auktion.

Die Wahl des ID1-Preisindex stellt eine Vereinfachung dar, die streng genommen nur bei einer stündlichen Reoptimierung und entsprechend eines stündlichen Handels gültig ist. Im Anbetracht der bestehenden Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem „Pay-as-bid“-Verfahren im Intradayhandel ist diese Vereinfachung jedoch nicht als bedeutend einzuordnen.

9.2 Untersuchungsergebnisse

9.2.1 Idealisierter Anlagenbetrieb

Zur Einordnung aller weiterer Ergebnisse wurde als Referenz ein idealisierter Anlagenbetrieb simuliert. Das heißt, dass auch für die Wärmebedarfsprognose eine ideale, also abweichungsfreie Prognose für die optimierte Fahrplanerstellung herangezogen wurde. In dem Fall treten keine Abweichungen während der Fahrplanumsetzung in der Simulation auf.

Abbildung 9-5 stellt die in der Simulation umgesetzte Fahrweise der Erzeugungsanlagen, die in diesem Fall mit der geplanten Fahrweise übereinstimmt, über den gesamten Simulationszeitraum dar.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

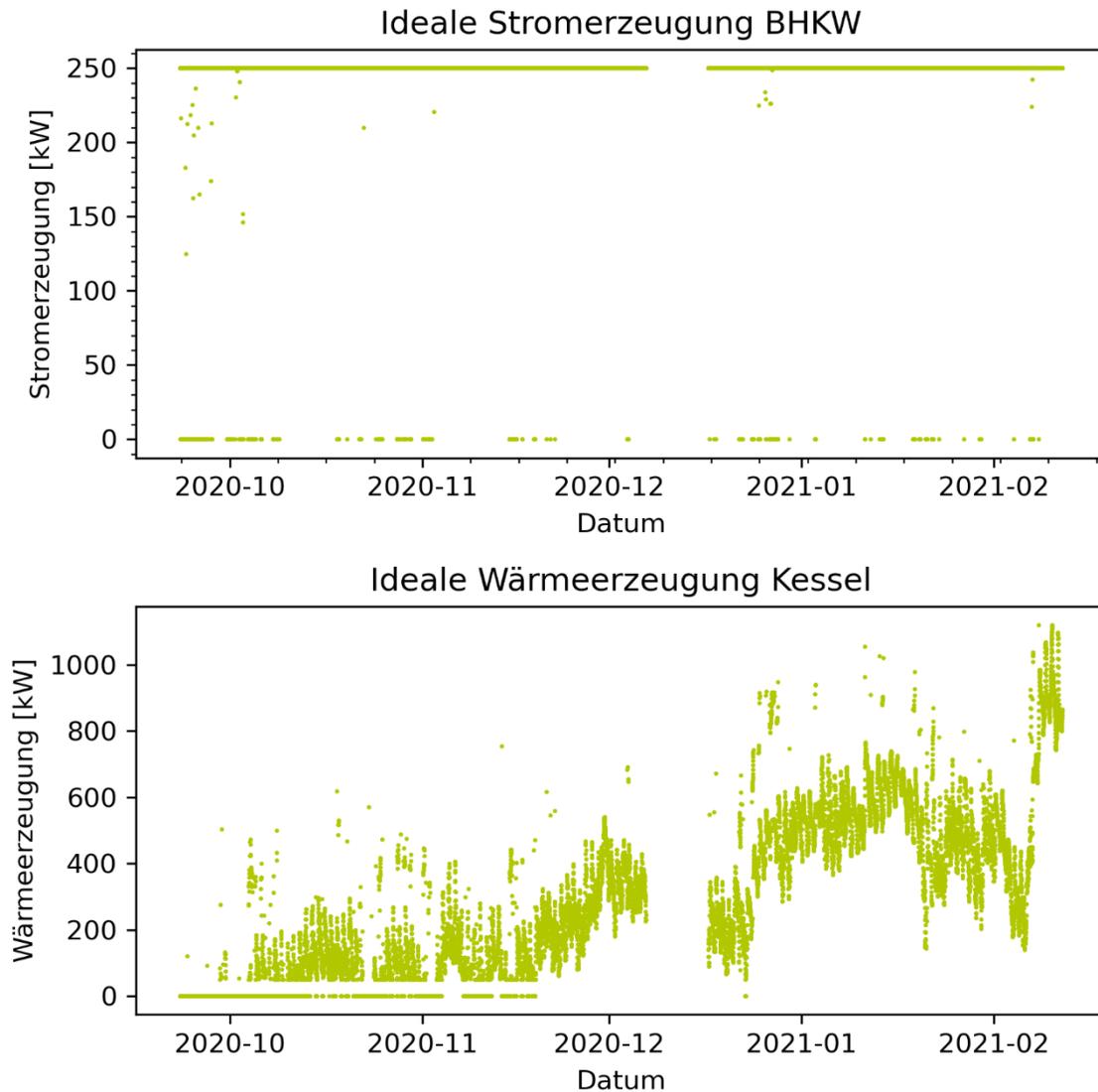


Abbildung 9-5: Darstellung des Anlagenbetriebs von BHKW (oben) und Kessel (unten) im Falle einer abweichungsfreien Wärmebedarfsprognose.

Es fällt auf, dass das BHKW den überwiegenden Teil des Jahres in Volllast läuft. Im Wesentlichen wird in zwei Fällen davon abgewichen.

Der erste Fall tritt nur zu Beginn des Simulationszeitraums ein, wenn die maximale thermische Erzeugungsleistung den Wärmebedarf übersteigt (siehe Abbildung 9-2:

Darstellung des Gesamtwärmebedarfs im Krankenhaus über den

Simulationszeitraum von September 2020 bis Februar 2021 in grün. Abbildung 9-2) und ein durchgehender Volllastbetrieb nicht möglich ist.

Der zweite Fall tritt ein, wenn die Börsenstrompreise derart gering sind, dass der Netzbezug günstiger ist als die Eigenerzeugung. Dieser Fall tritt über das Jahr verteilt regelmäßig auf und hat die Abschaltung des BHKWs zur Folge, sodass der in der reinen Wärmeerzeugung effizientere Gasbrennwertkessel die alleinige Wärmeerzeugung übernimmt.

Mit zunehmendem Wärmebedarf ist ab Mitte November auch der Kessel durchgängig im Betrieb. In dieser Zeit besteht für die Optimierung kein Anreiz, Wärme im Wärmespeicher vorzuhalten. Der Grund dafür ist, dass sich der Kessel wegen des als konstant

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

angenommenen Wirkungsgrades verlustfrei an die benötigte Wärmemenge anpassen kann, wohingegen eingespeicherte Wärme stets mit Wärmeverlusten verbunden ist. Entsprechend wird seitens der Optimierung ab Mitte November stets ein Speicherfüllstand von 0 % angestrebt und, wie Abbildung 9-6 zu entnehmen ist, in diesem idealisierten Anlagenbetrieb auch erreicht.

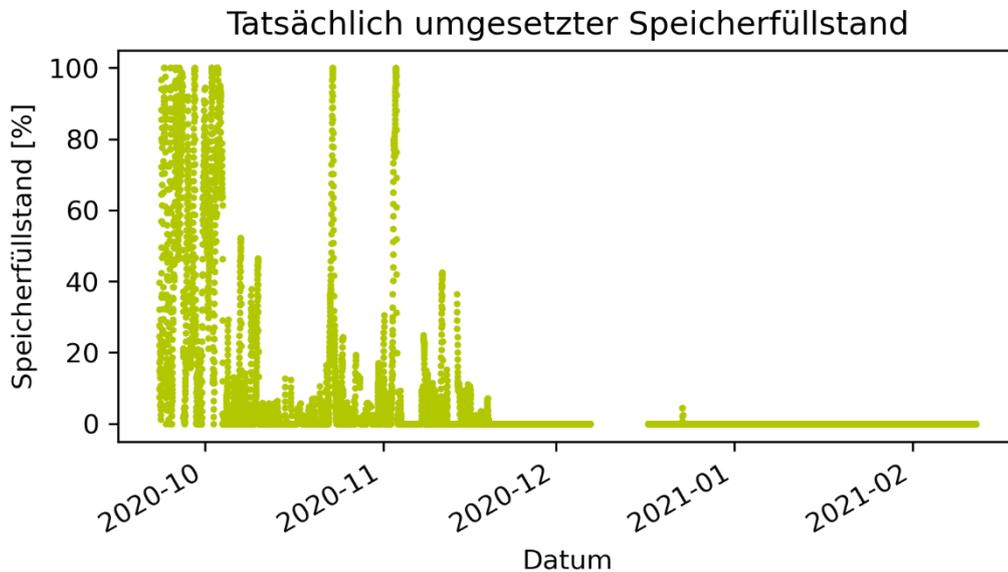


Abbildung 9-6: Darstellung des tatsächlich umgesetzten Speicherfüllstandes in Bezug auf die maximale Speicherkapazität des Wärmespeichers im Falle des idealisierten Anlagenbetriebs.

Abbildung 9-6 zeigt außerdem, dass die Kapazität des Wärmespeichers als Ergebnis der Optimierungsrechnung in jenen Zeiten, in welchen der Wärmebedarf die maximale thermische Erzeugungskapazität des BHKWs unterschreitet, maximal ausgeschöpft wird. Dies dient dazu, die Betriebsstunden des BHKWs und damit die Eigenerzeugung von Strom zu erhöhen.

9.2.2 Annäherung an den Planbetrieb durch regelmäßige Reoptimierungen

Um den Einfluss einer realen, also abweichungsbehafteten Prognose zu simulieren, wurde zunächst eine naive Prognose implementiert. Das heißt, dass zum Zwecke der Prognose vorangegangene Messwerte um eine feste Zeitspanne verschoben wurden.

Im Falle des Wärmebedarfs liegt ein ausgeprägter Tageszyklus vor, weshalb wenn möglich eine Verschiebung um 24 Stunden vorgenommen wurde. Da die DA-Prognose und unter Umständen auch die ID-Prognose eine Vorausschau von mehr als 24 Stunden bedarf, wurde in diesen Fällen eine feste Verschiebung von 48 Stunden gewählt. Dies entspricht der pauschalen Annahme: „Morgen wird, wie gestern war.“

Über den Simulationszeitraum wird so eine mittlere absolute prozentuale Prognoseabweichung (MAPE) von 9,8 % im Falle der 24-stündigen Verschiebung und von 12,5 % im Falle der 48-stündigen Verschiebung erreicht.

Der offenkundig über den Simulationszeitraum zunehmende Wärmebedarf hat dabei zur Folge, dass der Wärmebedarf durch die naive Prognose im Durchschnitt unterschätzt wird. Die mittlere Zunahme des Wärmebedarfs um etwa 8 kW pro Tag äußert sich entsprechend

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

in einer mittleren Abweichung von - 8 kW im Falle der 24-stündigen Verschiebung und von - 17 kW im Falle der 48-stündigen Verschiebung.

Die naive Prognose des Wärmebedarfs wurde im nächsten Schritt auch in der Betriebsoptimierung angewendet. Da die übrigen Größen und auch der Wärmebedarf abgesehen von der festen Verschiebung identisch sind zu den Annahmen im Falle des idealisierten Anlagenbetriebs, sieht auch der Anlagenbetriebsplan grundsätzlich identisch zum idealen Anlagenbetriebsplan aus. Das heißt, dass das BHKW überwiegend in Volllast betrieben wird, der Kessel den restlichen Wärmebedarf deckt und ab Mitte November keine Einspeicherung von Wärme vorgesehen ist.

Im Rahmen der Simulation treten nun Abweichungen zwischen dem erwarteten und dem tatsächlich eintretenden Wärmebedarf auf. Da wenn möglich am Betrieb der Erzeugungsanlagen festgehalten werden soll, zeigen sich diese Abweichungen insbesondere in der Differenz zum tatsächlich realisierten Speicherfüllstand.

Abbildung 9-7 zeigt daher den tatsächlich umgesetzten Speicherfüllstand bei Verwendung einer naiven Vorhersage. Im Gegensatz zum geplanten Verlauf des Füllstandes, welcher dem in Abbildung 9-6 gezeigten entspricht, wird hier die Speicherkapazität den ganzen Zeitraum über voll ausgeschöpft.

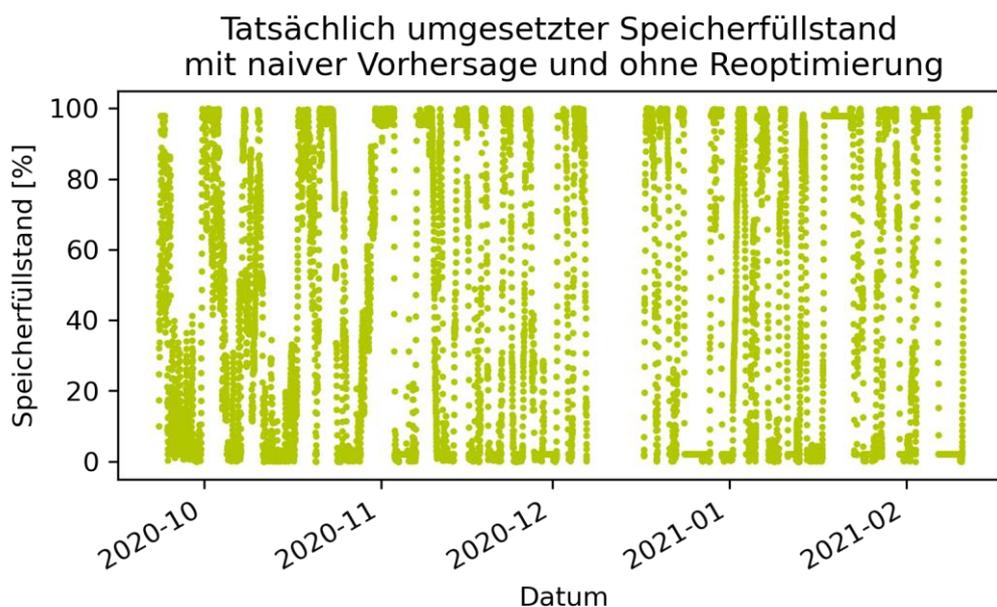


Abbildung 9-7: Darstellung des tatsächlich umgesetzten Speicherfüllstandes, wie er in der Simulation ermittelt wurde, bei Verwendung einer naiven Vorhersage des Wärmebedarfs und ohne innertägige Reoptimierungen.

In Phasen, in denen der Wärmebedarf durch die Prognose überschätzt wurde, füllt sich der Speicher, wonach er sich in Phasen, in denen der Wärmebedarf unterschätzt wurde, wieder entleert. Zu beachten ist, dass in diesem Fall auf jegliche Reoptimierungen verzichtet wurde und, wie in Abschnitt 9.1.4193 beschrieben, die DA-Optimierung tatsächliche Speicherfüllstände für ihre Berechnungen nicht berücksichtigt. Entsprechend werden die Speicherfüllstände nicht von Änderungen und Anpassungen im Rahmen der Betriebsplanung beeinflusst.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Solche Anpassungen an der Betriebsplanung ermöglicht die ID-Optimierung. Sie bietet damit die Möglichkeit, auf vorangegangene Abweichungen zu reagieren und so das Abdriften vom ursprünglich geplanten Anlagenbetrieb zu verhindern.

Abbildung 9-8 zeigt entsprechend wie mit einer von oben nach unten zunehmenden Optimierungsfrequenz der Verlauf des Speicherfüllstand sich jenem der Betriebsplanung, wie er aus Abbildung 9-6 zu entnehmen ist, annähert. Je häufiger also eine ID-Optimierung durchgeführt wird, desto eher werden Abweichungen im Betrieb erkannt und ihnen mittels einer Anpassung des Anlagenfahrplans der nächsten Stunden begegnet.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

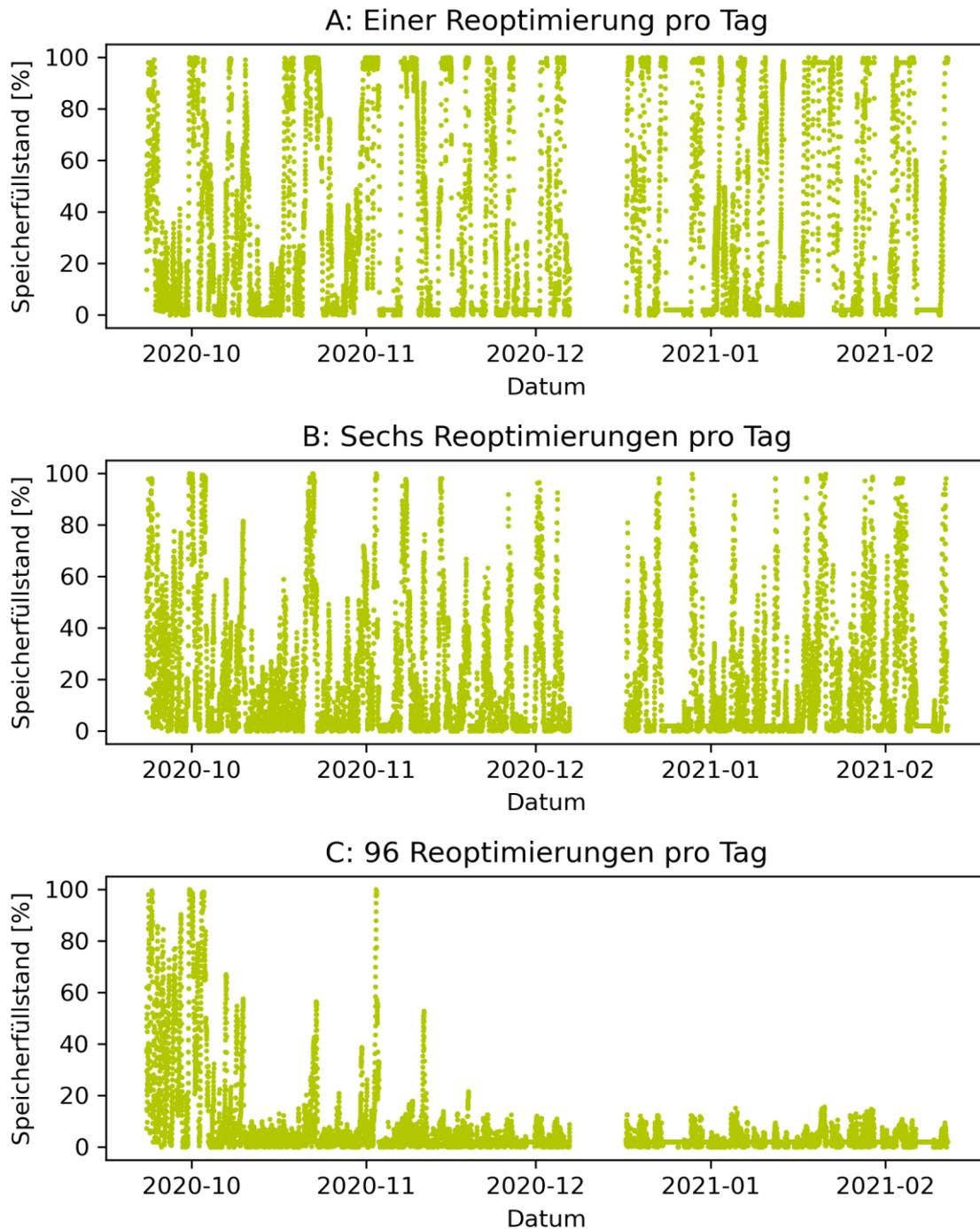


Abbildung 9-8: Darstellung der tatsächlich umgesetzten Speicherfüllstände bei Verwendung einer naiven Prognose in Abhängigkeit der Reoptimierungsfrequenz. Oben (A) wurde eine Reoptimierung pro Tag, in der Mitte (B) sechs Reoptimierungen – also alle vier Stunden – und unten (C) 96 Reoptimierungen – also bei jedem Zeitschritt – durchgeführt. Erkennbar ist die zunehmende Annäherung zum Betriebsplan aus Abbildung 9-6.

Dieses Verhalten ist aus zweierlei Gründen zu begrüßen. Zum einen entspricht es dem Zweck der ID-Optimierung den optimierten Anlagenfahrplan bestmöglich umzusetzen. Zum anderen werden im vorliegenden Beispiel durch die größere Nähe zum Planbetrieb Speicherverluste vermieden, was potenziell eine Effizienzsteigerung der Energieversorgung zur Folge hat.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

9.2.3 Einfluss der Reoptimierungsfrequenz auf die Häufigkeit von Fahrplananpassungen

Ein weiterer Aspekt bei der Umsetzung eines optimierten Anlagenbetriebs ist das, was im Folgenden als die Verlässlichkeit der Planungen (reliability) bezeichnet wird. Kennzahl für diese Verlässlichkeit ist die Anzahl der Betriebseingriffe, welche im Laufe der Simulation vorgenommen werden mussten, um einen sicheren Anlagenbetrieb und die Erfüllung der Energiebedarfe sicherzustellen.

Um einen Betriebseingriff handelt es sich jeweils dann, wenn von dem in der ID-Optimierung ermittelten Fahrplan der Erzeugungsanlagen abgewichen werden musste. Das heißt, dass die zuvor dargestellten Änderungen im Speicherfüllstand an sich keine Betriebseingriffe darstellen. Betriebseingriffe liegen erst dann vor, wenn durch zusätzliche Ein- oder Ausspeicherung von Wärme aus dem Wärmespeicher allein kein sicherer und bedarfsdeckender Anlagenbetrieb erreichbar ist und entsprechend Anpassungen bei der Energieerzeugung vorgenommen werden müssen.

Dies ist daher insbesondere dann der Fall, wenn der Wärmebedarf unterschätzt wird und der Wärmespeicher leer ist, beziehungsweise wenn der Wärmebedarf überschätzt wird und der Wärmespeicher voll ist.

Tabelle 9-1 listet die Anzahl der notwendigen Betriebseingriffe in Abhängigkeit der Reoptimierungsfrequenz bei Verwendung einer naiven Prognose auf. Insgesamt umfasst der Simulationszeitraum 12 670 Zeitschritte.

Tabelle 9-1: Anzahl der Betriebseingriffe in Abhängigkeit der Reoptimierungsfrequenz bei Verwendung einer naiven Prognose des Wärmebedarfs.

Reoptimierungsfrequenz	Anzahl der Betriebseingriffe
0	6 420
1	6 037
2	5 609
4	4 022
6	3 884
12	3 960
24	4 207
96	5 509

Ohne Reoptimierungen sind damit etwa die Hälfte aller Zeitschritte nur mittels eines Eingriffs in den Betrieb der Erzeugungsanlagen umsetzbar. Mit Reoptimierungen lässt sich die Anzahl der Betriebseingriffe mit 3 884 Eingriffen bei sechs Reoptimierungen pro Tag fast halbieren. Bei einer größeren Reoptimierungsfrequenz hingegen steigt die Anzahl der benötigten Betriebseingriffe wieder deutlich an.

Dass die Anzahl der Betriebseingriffe nicht gegen null tendiert, ist in Anbetracht des idealen Speicherfüllstandes aus Abbildung 9-6 erklärbar. Diesem ist zu entnehmen, dass die Optimierung einen Speicherfüllstand von null, also einen leeren Speicher anstrebt. Aus diesem Grund bleibt auch ein regelmäßig neu optimierter Anlagenbetriebsplan anfällig für

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

einen unterschätzten Wärmebedarf. Wird der Wärmebedarf nämlich unterschätzt, steht im Wärmespeicher keine Wärme zur Verfügung, um den zusätzlichen, nicht eingeplanten Bedarf zu decken. Situationen, in denen der Wärmebedarf unterschätzt wurde, können ohne Betriebseingriff in diesem Fall daher nur gelöst werden, wenn ihnen Situationen mit einem überschätzten Wärmebedarf vorangegangen sind und damit ungeplant Wärme im Wärmespeicher vorhanden ist.

Abbildung 9-8 verdeutlicht, dass bei zunehmender Reoptimierungsfrequenz seltener nennenswerte Mengen ungeplanter Wärme im Wärmespeicher verfügbar sind, da diese ungeplante Abweichung schneller erkannt und behoben wird. Entsprechend ist es aber auch seltener der Fall, dass eine Unterdeckung des Wärmebedarfs mit eingespeicherter Wärme umgangen werden kann. Folglich muss einem unterschätzten Wärmebedarf häufiger mit der Erhöhung der Wärmeerzeugung, also einem Betriebseingriff begegnet werden. Dies ist der Grund, warum mit zunehmender Reoptimierungsfrequenz die Anzahl der Betriebseingriffe nicht nur stagniert, sondern sogar wieder steigt.

9.2.4 Einfluss der Prognosegüte auf die Fahrplananpassungen

Da die Abweichungen zwischen dem optimierten Anlagenbetrieb und dessen Umsetzung einzig auf Abweichungen in der Wärmebedarfsprognose beruhen, ist dies die wesentliche Stellschraube, um Fahrplananpassungen entgegenzuwirken. Die Größe der Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlich eintretenden Werten gibt im Allgemeinen die Qualität der Prognose wieder und wird als Prognosegüte bezeichnet. Es wurde daher, wie in Kapitel 7 dargestellt, versucht, eine Wärmebedarfsprognose für die vorliegenden Messdaten mit möglichst hoher Güte zu erzielen.

Für diesen Zweck wurde der unter Abschnitt 7.1 erläuterte Multi-Modell-Ansatz gewählt. Konkret wurden 48 Modelle mit einem Prognosehorizont zwischen einer und 48 Stunden erzeugt und trainiert, welche jeweils einen einzelnen Wärmebedarfswert vorhersagen. Für eine Vorhersage in viertelstündlicher Auflösung werden diese jeweils vier Mal mit unterschiedlichen Eingangsdaten (inputs) aufgerufen.

Bei der Anwendung der auf diese Weise erstellten Modelle auf den Simulationszeitraum wurde für die DA-Prognose eine mittlere absolute prozentuale Abweichung (MAPE) von 7,2% erzielt. Im Falle der naiven Prognose mit der für die DA-Prognose notwendigen Verschiebung von 48 Stunden lag der MAPE-Wert bei 12,5% und damit deutlich höher.

Die Güte der ID-Prognose ist jeweils nach benötigten Prognosehorizonten und damit je nach Reoptimierungsfrequenz verschieden. Aufgrund der konstanten Vorausschau von 24 Stunden im Falle der naiven Prognose ist die Prognosegüte in diesem Fall mit einem MAPE-Wert von 9,8% bei mehr als zwei Reoptimierungen pro Tag konstant.

listet die Güte der ID-Prognosen. Den Erwartungen entsprechend sind die Abweichungen der Multi-Modell-Vorhersage deutlich geringer als jene der naiven Vorhersage. Außerdem verringern sich die auftretenden Abweichungen bei zunehmender Reoptimierungsfrequenz.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Tabelle 9-2: Liste der Betriebseingriffe und der erzielten ID-Prognosegüte bei Anwendung der Multi-Modell-Vorhersage.

Reoptimierungsfrequenz	Anzahl der Betriebseingriffe	Güte der ID-Prognose als MAPE [%]
0	3 641	-
1	2 498	6,1
2	2 470	5,73
4	2 498	5,66
6	2 709	5,3
12	2 746	5,1
24	2 787	5,0

listet außerdem die Anzahl der benötigten Betriebseingriffe über den Simulationszeitraum. Allgemein sind bei der Verwendung der Multi-Modell-Vorhersage dank geringerer Abweichungen mit maximal 3641 Eingriffen deutlich weniger Betriebseingriffe notwendig als bei Verwendung der naiven Vorhersage aus Tabelle 9-1.

Obwohl die Güte der ID-Prognose weiter zunimmt, werden jedoch auch in diesem Fall bei mehr als zwei Reoptimierungen pro Tag wieder eine zunehmende Anzahl an Betriebseingriffen benötigt. So steigt die Anzahl der Betriebseingriffe bei 24 Reoptimierungen pro Tag auf 2 787 Eingriffe im Vergleich zu 2 470 Eingriffen bei zwei Reoptimierungen pro Tag.

Eine erhöhte Prognosegüte senkt die Anzahl notwendiger Betriebseingriffe. Bei Verwendung der Prognose mit der besten Prognosegüte und der optimalen Anzahl an Reoptimierungen werden jedoch weiterhin bei fast 20 % der Zeitschritte Anpassungen im Betriebsablauf benötigt.

9.2.5 Anpassungen an der Fahrplanerstellung zur Erhöhung der Verlässlichkeit der Planungen

Trotz der Verwendung einer auf das Objekt angepassten, leistungsfähigen Wärmebedarfsprognose und regelmäßiger Reoptimierungen mussten im Durchschnitt bei jedem fünften Zeitschritt Anpassungen am Anlagefahrplan vorgenommen werden. Eine weitere Möglichkeit, Anpassungen am Anlagenfahrplan während der Umsetzung zu vermeiden ist, den Prozess der Fahrplanerstellung anzupassen.

Eine Möglichkeit, die Fahrplanerstellung anzupassen, ist Energie- oder Leistungspuffer vorzusehen. Umsetzbar wäre dies, indem innerhalb der Optimierungsrechnung von einem abweichenden Energiesystem – beispielsweise einer reduzierten Wärmespeicherkapazität – ausgegangen wird. Während der Fahrplanumsetzung steht so zusätzliche Speicherkapazität zur Verfügung, um Bedarfsabweichungen auszugleichen.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

Beispielhaft wurde eine symmetrische Einschränkung des Wärmespeichers um jeweils 10 % umgesetzt. Das heißt, dass der Optimierung nur die zentralen 80 % der tatsächlichen Speicherkapazität zur Fahrplanerstellung zur Verfügung stehen. Speicherfüllstände, die 10 % unterschreiten bzw. 90 % überschreiten, kommen daher in der Planung nicht vor.

In der Simulation hingegen können Speicherfüllstände unterhalb von 10 % oder oberhalb von 90 % auftreten. Werden solche Füllstände auch an die nächste Reoptimierung als initialer Füllstand gemeldet, wird anstelle dessen innerhalb der Optimierung von einem vollständig entleerten beziehungsweise vollständig gefüllten Speicher ausgegangen. Speicherfüllstände außerhalb der zentralen 80 % entziehen sich damit der Kenntnis des Optimierungsmodells.

Umgesetzt wurde dieses Verfahren mit der Multi-Modell-Vorhersage und mit zwei Reoptimierungen pro Tag, da damit die bisher niedrigste Anzahl an Betriebseingriffen erzielt wurde. Dank des vorgesehenen Puffers im Wärmespeicher wurde so die ursprüngliche Zahl der Betriebseingriffe von 2 470 auf 2 157 Eingriffe über den gesamten Simulationszeitraum reduziert. Dies stellt eine Reduktion um gut 12 % dar. Nichtsdestotrotz sind weiterhin bei 17 % der Zeitschritte Fahrplananpassungen notwendig.

Abbildung 9-9 zeigt beispielhaft die Optimierungs- und Reoptimierungsergebnisse rund um den 21. November 2020. Die oberen beiden Diagramme zeigen dabei den geplanten Speicherfüllstand, die unteren beiden die geplante Wärmeenergieerzeugung des Gaskessels.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

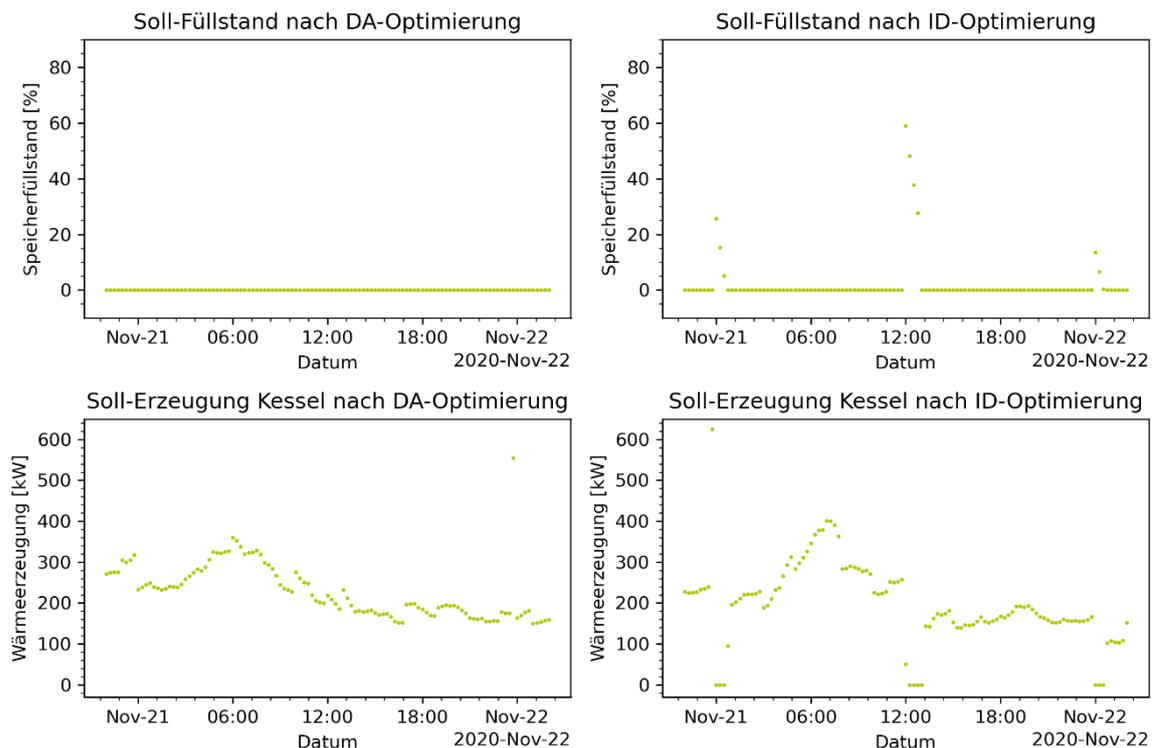


Abbildung 9-9: Beispielhafte Darstellung der Optimierungs- (links) und Reoptimierungsergebnisse (rechts) bei symmetrischer Einschränkung des Wärmespeichers um jeweils 10 %. Der maximale Speicherfüllstand in der Optimierung liegt damit bei 80 % der realen Speicherkapazität.

Auffällig ist, dass die vortägige Optimierung (DA-Optimierung) links keine Speicherung von Wärme plant. Bei der innertägigen Reoptimierung (ID-Optimierung) rechts wird alle zwölf Stunden der tatsächliche Speicherfüllstand abgefragt und dieser für die Optimierungsrechnung berücksichtigt.

Auch in diesem Fall scheint es wirtschaftlich nicht sinnvoll zu sein, Wärme im Speicher vorzuhalten, weshalb die ID-Optimierung die vorgefundene Wärme für die Deckung des Wärmebedarfs einplant. Zu diesem Zwecke plant die ID-Optimierung, den Betrieb des Gaskessels jeweils zu Beginn des Zeitfensters einzustellen und so den Wärmespeicher zügig wieder zu entleeren.

So treten im Diagramm rechts unten von Abbildung 9-9 alle zwölf Stunden auf, in denen der Gaskessel eine Wärmeerzeugung von 0 kW aufweist. Diese Taktung des Gaskessels findet sich nicht in den Plänen der DA-Optimierung im linken unteren Diagramm.

Abbildung 9-10 stellt für den gleichen Zeitraum wie Abbildung 9-9 die Ergebnisse der Simulation dar. Dabei sind links die tatsächlich aufgetretenen Speicherfüllstände und rechts die tatsächlich umgesetzte Wärmeerzeugung des Gaskessels aufgetragen.

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

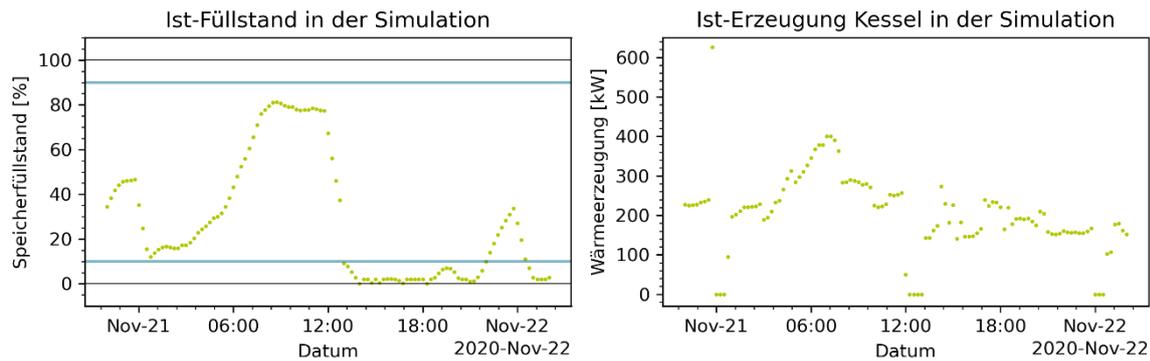


Abbildung 9-10: Beispielhafte Darstellung der Simulationsergebnisse. Dargestellt sind die tatsächlich aufgetretenen Speicherfüllstände links und die tatsächliche Wärmeerzeugung des Gaskessels rechts. In schwarz sind links die tatsächlichen Füllstandsgrenzen bei 0 und 100 %, sowie in blau die in der Optimierung angenommenen Füllstandsgrenzen des Wärmespeichers bei 10 und 90 % dargestellt.

Aufgrund von Prognoseabweichungen, welche zum Ende des 20. Novembers zunächst den tatsächlichen Wärmebedarf überschätzen, kommt es im Wärmespeicher zu einer ungeplanten Einspeicherung überschüssiger Wärme. Wie bereits in Abbildung 9-9 gesehen, wird diese unplanmäßige Abweichung durch die Reoptimierung erkannt. Folglich wird die Wärmeerzeugung des Gaskessels gestoppt und der Wärmespeicher entleert sich plangemäß.

Nach einer weiteren Periode, in der der Wärmebedarf im Mittel überschätzt wurde, kommt es ab 12 Uhr des 21. Novembers erneut zu einer planmäßigen Entleerung des Wärmespeichers. Daran schließt sich jedoch eine längere Phase an, in der der Wärmebedarf unterschätzt wird. Der Puffer von 10 % im Wärmespeicher wird dadurch zügig aufgebraucht und Fahrplananpassungen am Betrieb des Gaskessels sind notwendig, um die Deckung des Wärmebedarfs sicherzustellen.

Eine Reoptimierung zu diesem Zeitpunkt hätte die Problematik ebenfalls nicht gelöst, da die Optimierung keinen Vorteil in der Einspeicherung von Wärme sieht und der schrittweise Verlust des vorgehaltenen Puffers sich der Kenntnis der Optimierungsrechnung entzieht.

In diesem Fall wäre es daher vermutlich zielführender gewesen, den Betrieb des Kessels ab 12 Uhr nicht einzustellen, sondern gemäß der DA-Optimierung fortzuführen. So hätte die zuvor unplanmäßig eingespeicherte Wärme genutzt werden können, um die das danach auftretende Wärmedefizit auszugleichen.

Gesetzt den Fall, dass die Wärmebedarfsprognose keine systematische Abweichung in eine Richtung aufweist, sich im Mittel also Phasen eines überschätzten und eines unterschätzten Wärmebedarfs ausgleichen, erscheint es daher sinnvoll, zunächst nicht auf beobachtete Füllstandsabweichungen zu reagieren. Eine Reaktion auf Füllstandsabweichung führt nämlich eine Asymmetrie ein, da überschüssige Wärme erkannt und verbraucht wird, wohingegen ein Wärmedefizit unberücksichtigt bleibt.

Eine denkbare Möglichkeit wäre auch eine Reaktion der Optimierungsrechnung auf Wärmedefizite zu erzwingen. Bei einer Reoptimierung alle zwölf Stunden und einem Puffer von 10 % käme diese in der Regel allerdings zu spät. Würde man den Puffer vergrößern und häufiger neu optimieren, ließe sich das Problem zwar zunehmend lösen, die

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

erzwungenen Anpassungen am Kesselbetrieb kämen jedoch einem Betriebseingriff, wie er sonst in der Simulation auftreten würde, sehr ähnlich. Mit dem Unterschied, dass voraussichtlich nur noch 80 % der vorhandenen Speicherkapazität tatsächlich genutzt würden.

9.3 Erkenntnisse und Diskussion der Ergebnisse

Den Einfluss der Anwendung von Prognosemodellen auf die Betriebsoptimierung monetär zu bewerten, ist ohne ein konkretes Marktszenario äußerst schwierig. Das konkrete Marktszenario muss neben den reinen Bezugspreisen und Verkaufserlösen auch eventuell anfallende Transaktionskosten oder Dienstleistungskosten, insbesondere auch Strafen bei nicht Einhaltung von vertraglichen Vereinbarungen beziehungsweise Kosten für Ausgleichsmaßnahmen enthalten. Ohne diese Kostenfaktoren ist es nicht möglich, den monetären Einfluss von Abweichungen einzuschätzen.

Qualitativ lassen sich die Auswirkungen von Abweichungen jedoch analysieren. So fällt zunächst auf, dass die Abweichung der Prognose nicht zu signifikanten Änderungen an der Betriebsplanung führen. Der allgemeine Verlauf der Planung im idealisierten sowie im realen Fall erscheinen auf den ersten Blick sehr ähnlich. Insbesondere bei der naiven Prognose ist die zugrunde liegende Bedarfszeitreihe abgesehen von einer zeitlichen Verschiebung identisch.

Im Rahmen der Durchführung treten dann aufgrund von Prognoseabweichungen Unterschiede zur Planung auf. Diese äußern sich zunächst falls möglich nur in einem abweichenden Speicherfüllstand.

Die Abweichungen im Speicherfüllstand aggregieren sich über einen längeren Zeitraum, was auf die geringen Zeitabstände von 15 Minuten innerhalb der Simulation zurückzuführen ist. Regelmäßige Reoptimierungen helfen diese Aggregation zu stoppen und zurück zur ursprünglichen Planung zu gelangen. Je schneller die Aggregation verläuft beziehungsweise je kleiner sie gehalten werden soll, desto häufiger sind Reoptimierungen zur Fahrplankorrektur notwendig.

Betriebseingriffe wiederum werden dann vorgenommen, wenn durch abweichende Speicher Be- oder Entladung das vorliegende Problem nicht behoben werden kann. Da die Abweichungen im Vergleich zur Speicherkapazität in der Regel klein sind, ist dies insbesondere dann der Fall, wenn der Füllstand den anlagentechnischen Grenzen nahe ist.

Ein optimierter Fahrplan strebt grundsätzlich an, die anlagentechnischen Grenzen des Systems auszureizen. Entsprechend ist ein optimierter Fahrplan grundsätzlich anfälliger für Prognoseabweichungen.

Regelmäßige Reoptimierungen erlauben daher zwar einerseits die Nähe zum ursprünglichen Fahrplan beizubehalten, erhalten andererseits dadurch jedoch auch dessen Anfälligkeit gegenüber auftretenden Abweichungen. Entsprechend wurde beobachtet, dass die Zahl der nötigen Betriebseingriffe bei einer zunehmenden Reoptimierungsfrequenz wieder steigt.

Da die auftretenden Abweichungen in der vorliegenden Untersuchung einzig durch Prognoseabweichungen bedingt sind, werden durch eine genauere Prognose auch die Anzahl notwendiger Betriebseingriffe reduziert. Trotz einer leistungsfähigen, an das Objekt

9 Anwendung der Prognosemodelle in der Betriebsoptimierung

angepassten Bedarfsprognose auf Basis künstlicher neuronaler Netze waren jedoch weiterhin bei 20 % der Zeitschritte Betriebseingriffe notwendig.

Es sind verschiedene Strategien denkbar, um die Anfälligkeit des optimierten Fahrplans und damit die Anzahl der nötigen Betriebseingriffe zu reduzieren. Eine Möglichkeit ist, einen zusätzlichen Puffer im Speicher vorzusehen. Dies wurde so umgesetzt, dass dem Optimierungsalgorithmus nicht die ganze verfügbare Speicherkapazität, sondern nur die zentralen 80 % bekannt waren. So verbleiben jeweils 10 % der Speicherkapazität für eine unplanmäßige Ein- oder Ausspeicherung.

Kommt es zu einer systematischen Über- oder Unterschätzung des Wärmebedarfs über mehrere Zeitschritte hinweg, sind die 10 % Puffer jedoch schnell aufgebraucht. Weder ein größerer Puffer noch regelmäßige Reoptimierungen, die die Wiederherstellung des Puffers im Wärmespeicher erzwingen, erscheinen sinnvoll.

Als grundsätzlich problematisch erscheint, dass die Optimierung durch maximale Ein- oder Ausspeicherung die Füllstandsgrenzen des Systems immer wieder neu anstreben wird. Ein natürlicher Ausgleich symmetrisch in beide Richtungen auftretender Prognoseabweichungen ist dadurch nur schwer möglich.

Andere Umsetzungen eines solchen Puffers wären denkbar, sind jedoch immer mit Begleiterscheinung, wie beispielsweise einer Verkleinerung der tatsächlich genutzten Speicherkapazität, verbunden. Welche Aspekte in solchen Fällen überwiegen, ist nur bei Kenntnis der konkreten Marktbedingungen abschätzbar.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass von Prognoseabweichungen induzierte Fahrplananpassung grundsätzlich nicht umgangen werden können, wenn der Wärmebedarf zu allen Zeitpunkten gedeckt werden soll. Naheliegend ist daher zu hinterfragen, ob diese Bedingung tatsächlich aufrechterhalten werden muss.

In welcher Form Über- beziehungsweise Unterdeckungen des Wärmebedarfs für die Nutzenden tatsächlich problematisch sind und entsprechend vermieden werden müssen, ist offen. Je nach Verteilungssystem sind zeitweise Unterdeckungen von 10, 20 oder 30 % des aktuellen Wärmebedarfs unter Umständen beim Abnehmer nicht messbar oder nicht mit Komforteinbußen verbunden. Eventuell kann auch eine kurzzeitige Unterdeckung mit einer darauffolgenden Überdeckung ausgeglichen werden. Dies ist zumindest dann denkbar, wenn es sich bei den Abweichungen um Abweichungen des Heizwärmebedarfs und nicht des Trinkwarmwasserbedarfs handeln.

Antworten auf solche Fragen sind stark vom jeweiligen Verteilungssystem und den Nutzenden abhängig und bedürfen weiterer Untersuchungen beziehungsweise praktischer Stresstests im konkreten Anwendungsfall.

10 Übertragbarkeit der Ergebnisse

Im Projekt HESKH wurden die Flexibilisierungspotenziale anhand eines Krankenhauses untersucht. In diesem Kapitel werden einerseits Überlegungen angestellt, welche Flexibilisierungspotenziale zur Verfügung stehen würden, wenn in allen geeigneten Krankenhäusern eine marktorientierte Steuerung der Versorgungsanlagen realisiert werden würde und andererseits, welche Gebäudetypen sich darüber hinaus für einen solchen Anlageneinsatz geeignet sind. Hierzu werden keine detaillierten Berechnungen unternommen, sondern lediglich qualitative Überlegungen und überschlägige Rechnungen angestellt.

In Bezug auf die Übertragbarkeit stellt sich zunächst die Frage, ob der Verlauf der Wärme- und Stromlastgänge in unterschiedlichen Krankenhäusern vergleichbar ist, sodass die Erkenntnisse aus dem einen Krankenhaus auf andere Krankenhäuser extrapoliert werden können und quantitativ vergleichbar sind. Aus verschiedenen Projekten liegen am Fraunhofer UMSICHT Messdaten aus unterschiedlichen Krankenhäusern vor.

Diese wurden auf dieselbe Tagesenergiemenge von 10 MWh skaliert und sind in Abbildung 10-1 und Abbildung 10-2 dargestellt. Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass der Tagesverlauf sowohl für den Strom- als auch den Wärmebedarf vergleichbar ist.

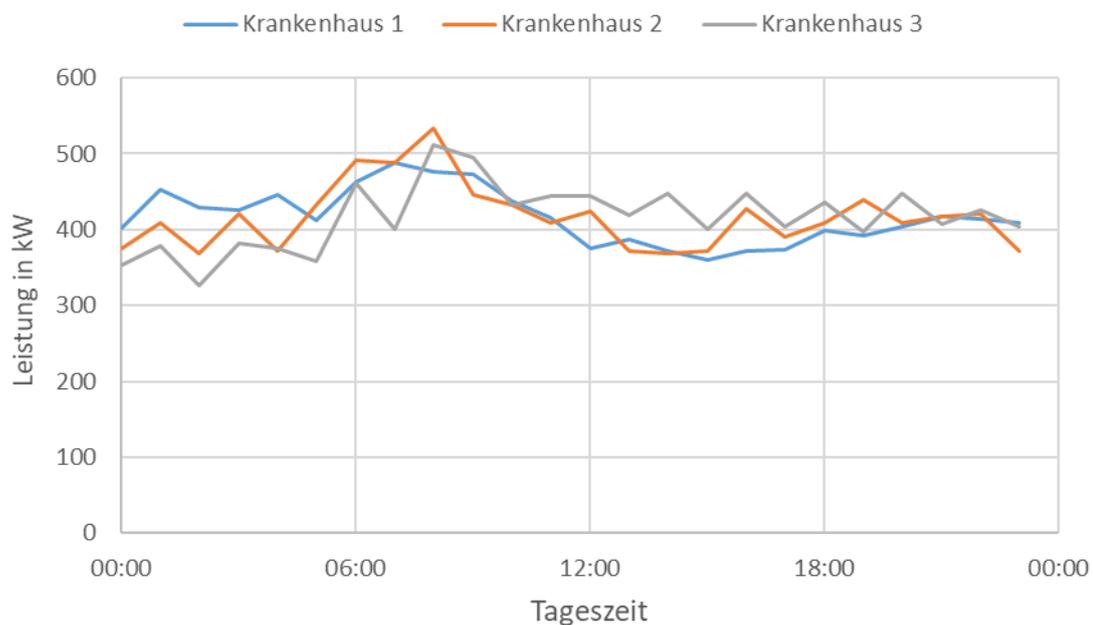


Abbildung 10-1: Verlauf des auf 10 MWh/d skalierten Wärmebedarfs an einem Wintertag mit ca. 0°C Außentemperatur für drei Krankenhäuser

10 Übertragbarkeit der Ergebnisse

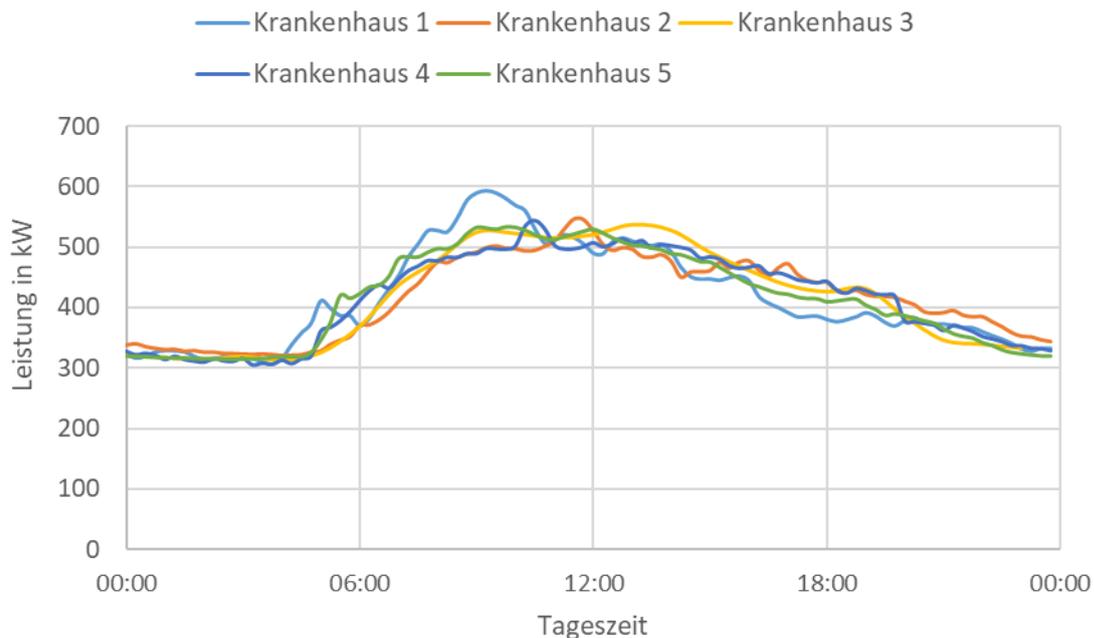


Abbildung 10-2: Verlauf des auf 10 MWh/d skalierten durchschnittlichen Strombedarfs für fünf Krankenhäuser

Das Verhältnis von Strom- zu Wärmebedarf ist jedoch je nach Größe der Häuser unterschiedlich. Für die drei Krankenhäuser, für die sowohl die Daten des Wärme- als auch des Strombedarfs vorliegen, ergibt sich für den Wintertag mit 0°C Außentemperatur ein Verhältnis von Wärme- zu Strombedarf von 3,3, 3,9 und 1,9, wobei das größte der drei Krankenhäuser das kleinste Verhältnis aufweist.

Aus dem unterschiedlichen Verhältnis von Wärme- zu Stromverbrauch werden demnach andere Auslegungen des BHKWs resultieren und auch die Flexibilitätspotenziale werden sich entsprechend unterscheiden, sodass die folgenden Überlegungen nicht vollständig auf alle Krankenhäuser übertragbar sind. Dennoch soll zumindest eine grobe Abschätzung des Flexibilitätspotenzials über alle Krankenhäuser unternommen werden.

Krankenhäuser sind unter anderem auf Grund des hohen Raumwärmebedarfs und des ganzjährigen Wärmebedarf sehr gut für den Einsatz von Blockheizkraftwerken geeignet [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.–2010b]. Laut [Filsler–2022] kann davon ausgegangen werden, dass in 57 % der Krankenhäuser ein BHKW mit einer durchschnittlichen thermischen Leistung von 390 kW installiert ist. Hochgerechnet auf die 1903 deutschen Krankenhäuser bedeutet dies, dass in deutschen Krankenhäusern in Summe eine thermische Leistung von 423 MW in BHKWs zur Verfügung steht. Mit einer durchschnittlichen Stromkennzahl von 0,8 (eigene Daten) ergibt sich daraus eine elektrische Leistung von 338 MW. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass die meisten ähnlich wie in Hattingen so ausgelegt sind, dass diese den stromseitigen Eigenverbrauch des Krankenhauses bzw. die elektrische Grundlast decken.

Die Ergebnisse in Kapitel 10.2 zeigen, dass mit einer solchen grundlastorientierten Auslegung hauptsächlich negative Flexibilität bereitgestellt werden kann, da das BHKW im

10 Übertragbarkeit der Ergebnisse

Referenzfall durchläuft und so durch ein Abschalten der Strombezug erhöht bzw. die Einspeisung verringern werden kann.

Werden die BHKWs hingegen größer ausgelegt, sodass sie entsprechend in das Netz einspeisen können, kann zusätzlich positive Flexibilität bereitgestellt werden. Die Höhe ist sowohl abhängig von der BHKW-Leistung als auch von dem Bedarf des Krankenhauses.

In Abbildung 8-21 wurde der absolute Strombezug aus dem Stromnetz für ein Energiesystem mit einem BHKW mit 400 kW elektrischer Leistung und Speichern abzüglich des Strombedarfs eines Energiesystems mit einem BHKW mit 250 kW_{el} ohne Speicher (d.h. eines nicht-flexibel betreibbaren BHKW) abgebildet. In diesem Fall wurden ganztägig bis zu 250 kW und mittags bis zu 450 kW weniger Strom (positive Flexibilität) durch eine erhöhte Eigenerzeugung des BHKW bezogen. Durch den flexiblen Betrieb kommt es aber auch dazu, dass der Strombezug erhöht wird und so ganztägig bis zu 250 kW mehr Strom (negative Flexibilität) bezogen wird.

Wird davon ausgegangen, dass diese Potenziale relativ zur BHKW-Leistung (also 113% der BHKW-Leistung an positiver Flexibilität und 162% an negativer Flexibilität) auch in anderen Krankenhäusern zur Verfügung stehen, wenn dort entsprechende größer skalierte BHKWs (in Summe also 540 MW elektrische Leistung) eingebaut werden, so ergibt sich für alle Krankenhäuser mit BHKW ein Lastverschiebepotenzial von bis zu 600 MW (positiv) bzw. 390 MW (negativ) im Vergleich zum aktuellen Einsatz der BHKWs.

Darüber hinaus ergeben sich auch ohne eine marktorientierte Optimierung der Anlagen bei den aktuellen Rahmenbedingungen bereits Vorteile durch die größere Auslegung der BHKWs, wie in Kapitel 8 gezeigt werden konnte.

Neben Krankenhäusern sind auch andere Gebäudetypen grundsätzlich für die Flexibilisierung ihrer dezentralen Erzeugungsanlagen geeignet. Eine Voraussetzung für hohe Flexibilitätspotenziale analog zu denen in Krankenhäusern, sind große zentrale Anlagen, ganzjährig hoher Wärmebedarf und der Einsatz von KWK-Anlagen. Gebäudetypen bzw. Gewerbebezüge, in denen bereits BHKWs zu finden sind, sind unter anderem Hotels, Schwimmbäder, Einkaufszentren, große Wohnkomplexe und Quartiere.

Auch hier kann es lohnenswert sein, die Einsparpotenziale zu prüfen, die sich durch einen vorausschauenden optimierten Betrieb und eine angepasste Dimensionierung der Anlagen ergeben können. Darüber hinaus sollte der Kontakt mit einem Vermarkter gesucht werden, um zu prüfen, ob die Voraussetzungen für eine marktorientierte Fernsteuerung der Anlagen gegeben sind und welche Optionen dafür vorliegen, sodass ggf. hierüber weitere Erlöse generiert werden können.

11 Fazit

Nach den umfassenden Beschreibungen der verwendeten Methodik sollen in diesem Kapitel die eingangs in Kapitel 1 aufgeworfenen Forschungsfragen zusammenfassend beantwortet werden. Die jeweiligen Details zu Methodik, Untersuchungsrahmen sowie Ergebnissen sind in Kapitel 6 (Krankenhaus-Simulationsmodell), 8 (Betrieboptimierungsmodell) und 9 (Betriebs-Simulation) nachzulesen.

Mit Hilfe des Krankenhaus-Simulationsmodells, welches mit den im Projekt durchgeführten Messungen (vgl. Kapitel 5) kalibriert wurde und daher die zeitlich aufgelösten Energiebedarfe des Krankenhauses in guter Näherung abbildet, wurden die folgenden beiden Forschungsfragen beantwortet:

- Welche Einsparmaßnahmen ergeben sich für den Standort ev. Krankenhaus Hattingen?
- Welchen Einspareffekt hätten die ermittelten Einsparmaßnahmen?

Aus den detaillierten Messungen und der Simulation des Strom- und Wärmeverbrauchs lässt sich die Gesamtbilanz des Krankenhauses ableiten. Maßnahmen mit einem großen Hebel für Einsparmaßnahmen lassen sich insbesondere in Bereichen mit einem hohen Energieverbrauch bzw. im Bereich der zentralen Anlagen finden. Dazu gehören neben der zentralen Wärme- und Kälteerzeugung vor allem die Lüftungsanlagen.

Simulativ untersucht wurden dementsprechend ein Austausch des BHKW, der Gaskessel sowie der Kältemaschine gegen neuere und effizientere Anlagen. Darüber hinaus wurden verschiedene Maßnahmen im Bereich der Lüftungsanlagen betrachtet: ein Tausch der Ventilatoren, eine Reduktion der Volumenströme, ein Austausch der Wärmerückgewinnung sowie der Einbau einer adiabaten Kühlen. Weiterhin wurde ein Austausch der vorhandenen Beleuchtung gegen LED-Lampen und eine Sanierung der Fassade untersucht.

Maßnahmen mit einer hohen Strom-Einsparung waren dabei insbesondere der Austausch der Beleuchtung (etwa 6 % des Strombedarfs), der Austausch der Kältemaschine (etwa 2 % des Strombedarfs) sowie die Reduktion der Volumenströme der Lüftungsanlagen (ca. 13 % des Strombedarfs). Letztere bewirkte auch eine signifikante Einsparung an Wärmeenergie (2 %), ebenso wie die Sanierung der Fassaden, die seit dem Bau des Krankenhauses in den 60er Jahren nicht saniert wurden und deren verbesserte Dämmung den deutlichsten Einfluss auf den Wärmebedarf zeigte (ca. 12 % der Wärmeenergie). Allein der Austausch des BHKW und die damit deutlich erhöhte Effizienz der Wärme- und Stromerzeugung wiederum würde den Gasverbrauch um 20 % senken.

Diese Zahlen zeigen die Einsparpotenziale durch die Maßnahmen auf. Inwieweit diese umsetzbar sind und wie sich die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen gestaltet, müssen durch das Krankenhaus geprüft werden.

Mit Hilfe des Betrieboptimierungsmodells wurden die folgenden Forschungsfragen beantwortet:

- Welche Anlagen im Krankenhaus eignen sich unter welchen Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung und wie müssen diese dimensioniert werden?

11 Fazit

- Wie flexibel können diese Anlagen eingesetzt werden?
- Welche Kosteneinsparungen können erwartet werden?

Für einen flexiblen Strombezug bzw. die flexible Stromerzeugung in Krankenhäusern eignet sich vor allem die Kopplung des Strom- und Wärme- bzw. Kältesektors. Zusätzlich werden Energiespeicher benötigt. Dafür werden cross-sektorale Energiewandlungsanlagen wie vor allem BHKW und bedingt auch Wärmepumpen benötigt. Ab- bzw. Adsorptionskälteanlagen ermöglichen zusätzliche Flexibilität im Vergleich zu klassischen Kompressionskälteanlagen. Ergänzend werden Wärme- und Kältespeicher benötigt, um Lastverschiebung zu ermöglichen. Batterien kommen aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten nicht zum Einsatz. Wärmeversorgung über Fernwärme und Solarthermie sowie Stromerzeugung über PV-Anlagen sind nachhaltige und klimafreundliche Technologien die, wenn möglich, genutzt werden sollten. Sie reduzieren jedoch die Flexibilität des Energiesystems. Fossil betriebene Heizkessel und Notstromaggregate sollten möglichst nur zur Spitzenlastdeckung und Notversorgung eingesetzt werden.

Die Auswertungen zeigen, dass für einen flexiblen Betrieb die elektrische Nennlast des BHKW mindestens der elektrischen Grundlast des Krankenhauses entsprechen sollte. Erst durch die Erhöhung der elektrischen Nennlast kann Lastverschiebung und somit Flexibilität ermöglicht werden. Die optimale Größe der elektrischen Nennlast des BHKW wird durch den Wärmebedarf im Sommer begrenzt. Wenn die Nennlast zu groß gewählt wird, kann die erzeugte Wärme bei minimaler Teillast im Sommer nicht abgenommen werden und das BHKW kann im Sommer nicht betrieben werden. Eine möglichst hohe Abdeckung des Energiebedarfs durch das BHKW wird jedoch angestrebt. Im aktuellen Betrieb wird aufgrund der Nicht-Steuerbarkeit des BHKW überschüssige Wärme über einen Notkühler abgeführt. Dadurch wird vor allem im Sommer Wärme an die Umgebung abgegeben. Dieser Betrieb sollte in Zukunft vermieden werden. Alternativ kann durch die Verwendung einer AKM die Wärmeabnahme des BHKW im Sommer sicherstellen.

Es stellt sich heraus, dass die aktuell im Krankenhaus bestehende Kapazität der thermischen Wärmespeicher ausreicht und eine Vergrößerung der Speicherkapazität nur geringen Einfluss auf die Flexibilität hat. Der aktuell im Krankenhaus installierte Wärmespeicher hat eine Kapazität von 323 kWh. Um die aktuell im Krankenhaus installierten Speicher nutzbar zu machen, muss jedoch zunächst ein flexibler Betrieb ermöglicht werden. Aktuell dienen die Speicher lediglich als Pendelspeicher zum Puffern von Lastspitzen.

Ein flexibler Betrieb ist in allen betrachteten Konzepten wirtschaftlich vorteilhaft. Die Lastverschiebung des flexiblen Betriebs in einem Direktvermarktungsszenario hat geringe Preisvorteile gegenüber der Vermarktung in einem Festpreisszenario. Die größten Betriebskosteneinsparungen entstehen durch die Verwendung eines groß dimensionierten BHKW. Aus den Berechnungen ergibt sich ein Kostenvorteil von 57 000 € pro Jahr bei der Verwendung eines großen (400 kW_e) BHKW gegenüber eines kleinen (250 kW_e) BHKW. Dieser jährliche Kostenvorteil zugunsten eines großen BHKW sollte bei einer Investitionsentscheidung der BHKW-Dimensionierung berücksichtigt werden und ist entsprechend den großenbedingten Mehr-Investitionskosten gegenüberzustellen.

Aufgrund der Untersuchungen sollten daher die folgenden Anpassungen für das Energiesystem im Krankenhaus Hattingen durchgeführt werden:

11 Fazit

- Stopp der Nutzung des Notkühlers für einen volllaststundenoptimierten BHKW-Betrieb.
- Ermöglichung eines stromgeführten flexiblen Betriebs des BHKW und Nutzung der thermischen Speicher zur Verschiebung der Wärme- und Kältebedarfe.
- Die aktuelle Dimensionierung der Speicherkapazitäten kann beibehalten werden.
- Erhöhung der elektrischen Nennlast des BHKW.
- Verwendung eines dynamischen Stromtarifs, der den Börsenstrompreis abbildet.
- Installation einer AKM.

Mit Hilfe der Betriebssimulation wurden die folgenden Forschungsfragen beantwortet:

- Welche Prognosemethode ist am besten geeignet?
- Wie kann im laufenden Betrieb mit Prognoseabweichungen umgegangen werden?
- Mit welchen Methoden kann den Auswirkungen von Prognoseabweichungen begegnet werden?

Datengestützte Prognosemethoden auf Basis maschineller Lernverfahren sind – aufgrund ihrer Genauigkeit – sowohl statistischen Prognoseverfahren wie auch – aufgrund ihrer schnellen Umsetzbarkeit – physikalischen Simulationen vorzuziehen. Bereits wenig rechenintensive Modelle aus dem Bereich der künstlichen neuronalen Netze erzielen gute Resultate und werden vielfach angewendet. Eine Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Anwendung künstlicher neuronaler Netze ist das Vorhandensein ausreichender Trainingsdaten. Sind manche Jahreszeiten in den Trainingsdaten nicht vorhanden, ist für diese Zeiten mit einer unterdurchschnittlichen Vorhersagegüte zu rechnen. Im betrachteten Anwendungsfalls waren Trainingsdaten über einen Zeitraum von sechs Monaten verfügbar. Für die Day-ahead Prognose, welche einen Zeitraum von 36 Stunden mit einem Prognosehorizont von 12 Stunden bis 48 Stunden umfasst, wurde im Mittel über den Anwendungsbereich der Prognosemodelle (ebenfalls etwa 6 Monate) eine Prognosegüte (MAPE) von 7,2 % erzielt. Dies geht mit einer signifikanten Verbesserung der Prognosegüte im Vergleich zur naiven Prognose (MAPE von 11,6 %) einher.

Aufgrund der vielfältigen Designentscheidungen bei der Anwendung maschineller Lernverfahren ist der Erfolg der Anwendung dieser Verfahren jedoch von dem Erfahrungswissen der Anwendenden abhängig. Daher können bei entsprechenden Vorerfahrungen auch mit anderen Methoden aus dem Bereich des maschinellen Lernens vergleichbare oder bessere Ergebnisse erzielt werden.

Eine verbesserte Prognosegüte erwies sich erwartungsgemäß vorteilhaft für die Fahrplanumsetzung im Betrieb, da weniger Betriebseingriffe notwendig waren, um die Betriebssicherheit aufrecht zu erhalten. Von Prognoseabweichungen induzierte Fahrplananpassung können jedoch auch bei einer verbesserten Vorhersage nicht grundsätzlich umgangen werden, wenn der Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden soll. Naheliegend ist daher zu hinterfragen, ob diese Bedingung tatsächlich aufrechterhalten werden muss.

11 Fazit

Allgemein erscheint es für die praktische Umsetzung zielführend, die Fahrplananpassungen dahingehend auszurichten, den Bedarf an Ausgleichsenergien zu minimieren.

Weiterhin fällt bei der Anwendung auf, dass ein optimierter Fahrplan grundsätzlich anstrebt, die anlagentechnischen Grenzen des Systems auszureizen. Entsprechend ist ein optimierter Fahrplan im Vergleich zu regelbasierten Fahrplänen anfälliger für Prognoseabweichungen.

Regelmäßige Reoptimierungen erlauben daher zwar einerseits die Nähe zum ursprünglichen Fahrplan beizubehalten, erhalten andererseits jedoch auch dessen Anfälligkeit gegenüber auftretenden Abweichungen. Entsprechend wurde beobachtet, dass die Zahl der nötigen Betriebseingriffe bei einer zunehmenden Reoptimierungsfrequenz wieder steigt. Ebenso wenig hat sich die Integration von Pufferzonen als zielführend erwiesen, sobald längere Phasen auftreten, in denen der Wärmebedarf über- oder unterschätzt wird.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Energiepreisentwicklungen wird Energieeinsparung bzw. Energiekosteneinsparung auch für Krankenhäuser zu einem immer wichtigeren Thema. Wie die Beantwortung der vorherigen Forschungsfragen gezeigt hat, haben Krankenhäuser sowohl durch das Ausführen von Energieeffizienzmaßnahmen als auch durch die Flexibilisierung des Anlagenbetriebs in Verbindung mit dynamischen Strompreistarifen eine Chance zur Reduktion der Energiekosten.

Insgesamt fällt 70 % bis 80 % des Gesamtenergieeinsatzes auf den Bereich der Wärme zurück, weswegen hier ein großer Hebel besteht für Effizienzmaßnahmen. Zudem verwenden 57 % der Krankenhäuser BHKW, welche sowohl für Wärme- als auch Stromerzeugung dienen und zudem in Verbindung mit einem Wärmespeicher sehr gut flexibilisierbar sind.

Eine erste grobe Hochrechnung zeigte, dass bei analoger Flexibilisierung der Energieversorgungsanlagen aller Energieversorgungsanlagen in deutschen Krankenhäusern (unter Voraussetzung solch größer dimensionierter BHKW, in Summe in Deutschland also 540 MW an installierter elektrischer Leistung) ein Lastverschiebepotenzial von bis zu 600 MW (positiv) bzw. 390 MW (negativ) im Vergleich zum aktuellen Einsatz der BHKWs vorliegt (vgl. Kapitel 10). Dies bedeutet, dass in dieser Größenordnung weniger zusätzliche Stromspeicher aufgebaut werden müssten. Dies entspricht in etwa der Größenordnung an bislang in Deutschland installierten Großbatteriespeichern (ca. 620 MW bis Ende 2021 laut [Figgner–2022]).

Während die Berechnungen zu den Lastverschiebe- und Kostenreduktionspotenzialen in Kapitel 8 unter der Annahme idealer Prognosen für Preise, Wärmebedarfe, etc. stattgefunden haben, haben die Betriebssimulationen in Kapitel 9 gezeigt, dass Prognoseabweichungen (hier: für die Wärmebedarfsprognosen) für die operative Umsetzung eines flexibilisierten Betriebs berücksichtigt werden sollten. ...

Wie in Kapitel 3.1 gezeigt werden konnte wird mit steigendem Ausbau an erneuerbaren Energien künftig ein steigender Bedarf an Flexibilität erwartet. Mit dem steigenden Bedarf an Flexibilität geht eine höhere Volatilität künftiger Preise im Strom-Spotmarkt einher. Diese erhöhte Volatilität wurde im Projekt mit dem Szenario „Szenario 2030“ abgebildet (vgl.

11 Fazit

Kapitel 8). Zu beachten ist, dass das Szenario 2030 keine tatsächliche Prognose für das Jahr 2030 darstellt, aber repräsentativ für Marktpreise mit erhöhtem Preisniveau und einer erhöhten Volatilität steht. Die Szenarienrechnungen zeigten u.a., dass bei höhere Preisvolatilitäten mit höheren Kostenvorteilen einhergehen, wenn Anlagen an den Marktpreisen orientiert flexibel betrieben werden.

Für Krankenhäuser bedeutet dies, dass eine Beschäftigung mit Effizienz- und Flexibilitätpotenzialen in ihren Energieversorgungssystemen wirtschaftlich lohnend sein kann. Trotzdem erfassen und monitoren bislang nur 68% der Krankenhäuser regelmäßig ihre Verbrauchskennzahlen (Filser und Levsen 2022) und haben lediglich 30% der Krankenhäuser einen Energiebeauftragten oder Umwelt- und Klimaschutzbeauftragten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Energie in der Vergangenheit einen nur geringen betriebswirtschaftlichen Einfluss im Budget eines Krankenhauses hatte. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen kann aber empfohlen werden, hier künftig ein größeres Augenmerk draufzulegen.

Für Stadtwerke bedeutet dies, dass sie sowohl den steigenden Bedarf von Krankenhäusern nach Energieeffizienz- und Flexibilisierungsberatung als lokaler Energiepartner decken als auch als Vermarktungspartner für die Flexibilitäten auftreten könnten.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2019): Standardbedingungen für Kapazitätsreserveanlagen. https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Standardbedingungen_Kapazitätsreserve_30_08_2019.pdf.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2022): Ergebnislisten für Regelenergieausschreibungen. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>.
- Agora Energiewende (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap.
- Alexander Stahl (2019): Gericht kippt Mischpreisverfahren im Regelenergiemarkt. Leistungspreisverfahren kommt wieder. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.energate-messenger.de/news/193312/gericht-kippt-mischpreisverfahren-im-regelenergiemarkt>.
- Ambrosius, Mirjam; Grimm, Veronika; Kleinert, Thomas; Liers, Frauke; Schmidt, Martin; Zöttel, Gregor (2020): Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization with Graph Partitioning.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (2010a): BHKW-Grundlagen.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (2010b): Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern. Kostensenkung durch effiziente Strom- und Wärmeerzeugung.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (2010c): Virtuelle Kraftwerke.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (2011): BHKW Kenndaten 2011. Module Anbieter Kosten.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module Anbieter Kosten.
- Bach, Tobias C.; Schuster, Simon F.; Fleder, Elena et al. (2016): Nonlinear aging of cylindrical lithium-ion cells linked to heterogeneous compression, 5, S. 212–223.
- Beier, Carsten (2009a): Analyse des Energieverbrauchs und exemplarische Best-practice-Lösungen in Krankenhäusern. Zuletzt geprüft am: 16.01.2019. <https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-23472.pdf>.
- Beier, Carsten (2009b): Analyse des Energieverbrauchs und exemplarische Best-practice-Lösungen in Krankenhäusern. Zuletzt geprüft am: 16.01.2019. <https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-23472.pdf>.
- Bertsch, J.; Schweter, H.; Sitzmann, A.; Fridger, G.; Sachs, T.; Schöpf, M. (2017): Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität. Status-Quo-Analyse und Metastudie.
- Beuster, Helmut; Herbig, Sebastian (2013): Erzeugung und Qualitätssicherung medizinischer Druckluft im Krankenhaus. In: Krankenhauspharmazie, 34, S. 463–468.

Literaturverzeichnis

- Biedermann, Franziska; Kolb, Michael (2014a): Kälteerzeugung in Kombination mit Wärmeerzeugungssystemen. München. Zuletzt geprüft am: 26.04.2019.
https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_kaelteerzeugung.pdf.
- Biedermann, Franziska; Kolb, Michael (2014b): Nutzung von Wärmetechnologien. Ratgeber Wärme in Hessen. München. Zuletzt geprüft am: 17.07.2019. <https://www.ihk-lahndill.de/blob/ldkihk24/innovation/downloads/1350328/3bb34f3a36c4d51acd81a1f0e746034b/Ratgeber-Waerme-in-Hessen---Handreichung-data.pdf>.
- Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH (2018): Kältemittel-Report 20. Sindelfingen. Zuletzt geprüft am: 16.05.2019.
- Blum, Jürgen; Sofic, Dragan (2015): Notstromversorgung in Krankenhäusern und Rechenzentren. In: de - das elektrohandwerk, 18, S. 28–31.
- Blum, Karl; Löffert, Sabine; Offermanns, Matthias; Steffen, Petra (2013): Krankenhaus Barometer. Umfrage 2013. Düsseldorf. Zuletzt geprüft am: 19.03.2019.
https://www.dkgev.de/media/file/16291.Umfrage_2013.pdf.
- Blum, Karl; Löffert, Sabine; Offermanns, Matthias; Steffen, Petra (2014): Krankenhaus Barometer. Umfrage 2014. Düsseldorf. Zuletzt geprüft am: 01.02.2019.
https://www.dki.de/sites/default/files/downloads/krankenhaus_barometer_2014.pdf.
- BNetzA (2017a): Beschluss zur Änderung des in der Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve. BK6-18-020.
- BNetzA (2017b): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.
- BNetzA (2017c): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Zuletzt geprüft am: 07.05.2019.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNetzA (2017d): Monitoringbericht 2017. Elektrizitätsmarkt - Großhandel.
- BNetzA (2018): Monitoringbericht 2018.
- BNetzA (2019a): Implementierung eines Regelarbeitsmarkts. BK6-18-004-RAM.
- BNetzA (2019b): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018.
- BNetzA (2022a): Ge-bots-ter-min 1. Ju-ni 2022 – KWK-An-la-gen. Ergebnisse der Ausschreibungsrunde für KWK-Anlagen 1. Juni 2022. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/KWK/KWK1062022/artikel.html>.
- BNetzA (2022b): Monitoringbericht 2021.
- Bölt, Ute; Graf, Thomas (2012): 20 Jahre Krankenhausstatistik. Zuletzt geprüft am: 16.01.2019.
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/WirtschaftStatistik/Gesundheitswesen/20JahreKrankenhausstatistik.pdf?__blob=publicationFile.

Literaturverzeichnis

Böttger, Diana (2017): Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt. Dissertation. Leipzig.

BUND (2019): BUND-Gütesiegel "Energie sparendes Krankenhaus". Zuletzt geprüft am: 04.04.2019. <http://energiesparendes-krankenhaus.de/>.

Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (2014): Leitfaden für die Planung, Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung in Unternehmen und Behörden. Bonn. Zuletzt geprüft am: 29.07.2019. http://www.cleanpowernet.de/bilder/pressdownloads/178_Leitfaden_Notstrom.pdf.

Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (2015): Leitfaden für die Planung, die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung in Unternehmen und Behörden, 2015. Aufl. Bonn: Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (Praxis im Bevölkerungsschutz, 13).

Bundesamt für Wirtschaft und Energie (2020): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung). KapResV.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2014): Trusted Cloud. Innovatives, sicheres und rechtskonformes Cloud Computing. Berlin. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Digitale-Welt/trusted-cloud-cloud-computing-version-2.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Bundesregierung (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. KWKG.

Bundesumweltministerium (2015): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG). EEWärmeG.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Berlin): Redispatch 2.0 Info-Flyer.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2020): Aktuelles zu Redispatch 2.0. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2021): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021. Haushalte und Industrie. Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjaehrlich_Ba_online_28012021.pdf.

CEDEC; EDSO for Smart Grids; eurelectric; GEODE (2018): FLEXIBILITY IN THE ENERGY TRANSITION. A Toolbox for Electricity DSOs. Brüssel. Zuletzt geprüft am: 20.05.2019. https://cdn.eurelectric.org/media/2395/flexibility_in_the_energy_transition_-_a_tool_for_electricity_dsos-2018-2018-oth-0002-01-e-h-503532B2.pdf.

Charité – Universitätsmedizin Berlin (29.10.2022): Zahlen & Fakten. Zuletzt geprüft am: 29.10.2022. https://www.charite.de/die_charite/profil/zahlen_fakten/.

Chollet, François; others (2015): Keras. Dense layer.

Literaturverzeichnis

- Christian Sperling; Jan Aengenvoort; Johannes Päßgen (2018): Für eine Handvoll Dollar – High Noon am Regelenergiemarkt. Zuletzt geprüft am: 29.01.2019. <https://www.nextkraftwerke.de/energie-blog/fur-eine-handvoll-dollar-high-noon-am-regelenergiemarkt>.
- Christoph Maurer, Christian Zimmer, Lion Hirth (2018): Nodale und zonale Strompreise im Vergleich. Abschlussbericht. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Costa, Andrea; Keane, Marcus; Raftery, Paul; O'Donnell, James (2009): Key Factors-Methodology for Enhancement and Support of Building Energy Performance. Glasgow (Proceedings of the 11th International IBPSA Conference).
- Damisch, Peter Nicolai (2002): Wertorientiertes Flexibilitätsmanagement durch den Realoptionsansatz. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.
- Daniel Grabe (2020): Analyse von Strommarktdesigns und Erzeugung von charakteristischen Strompreiszeitreihen. Bochum.
- Dederichs, Thomas; Zacharias, Jan (2016): Metastudie Smart Grid. Forschungsüberblick intelligente Stromnetze. Berlin. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20160201_Metastudie-Smart-Grid-Abschlussbericht.pdf.
- Dell-Almak, Olga; Dick, Bernhard; Dietrich, Andreas; Gall, Jan; Kanngießer, Annedore; Grunwald, Leander; Hasselmann, Maiko; Kippelt, Stefan; Rehtanz, Christian; Weber, Christoph (2018): Die Stadt als Speicher – Abschlussbericht. Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser. Zuletzt geprüft am: 16.01.2019. <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/publikationen/2018/stadt-als-speicher-abschlussbericht.pdf>.
- Designetz (2020): Handelsplattform für regionale Flexibilitäten. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.designetz.de/blaupause-und-bausteine/digitalisierung/flex4energy/>.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2004): Energetische Bewertung von Bestandsgebäuden. Arbeitshilfe für die Ausstellung von Energiepässen.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): Ratgeber „Kältetechnik für Industrie und Gewerbe“. Berlin. Zuletzt geprüft am: 15.04.2019. http://www.dampfkesselservice.ch/files/Ratgeber_Kaeltetechnik_Industrie_und_Gewerbe.pdf.
- Deutschen Wetterdienst (2017): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Offenbach.
- Deutscher Bundesrat (2016): Energieeinsparverordnung (EnEV). Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden.
- Deutscher Bundestag (2019): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG). KWKG (2019).
- Deutscher Bundestag (2020): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze. Kohleausstiegsgesetz.

Literaturverzeichnis

- Deutscher Wetterdienst (2022): Open Data Dienst des Deutschen Wetterdiensts. Zuletzt geprüft am: 15.11.2022. <https://opendata.dwd.de/>.
- Deutsches Institut für Normung e.V (2005): Raumlufthtechnik – Teil 4: Raumlufthtechnische Anlagen in Krankenhäusern, (1946-4). Berlin: Beuth Verlag GmbH. Zuletzt geprüft am: 01.02.2019. <http://fhgonline.fhg.de/bibliotheken/wki/DIN1946-4Entwurf.pdf>.
- DIHK - Deutsche Industrie und Handelskammer (2021): Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. DIHK-Merkblatt zum KWKG. Berlin, Brüssel. <https://www.dihk.de/resource/blob/28672/d05ead25d80019fadf558307a9c4a25f/merkblatt-kwk-data.pdf>.
- Dittmann, Lutz (2008): Beiträge zur optimalen Auslegung und Betriebsführung von Absorptions-Kältemaschinen im Systemverbund. Dissertation. Dresden.
- Dötsch, Christian; Schönberg, Ingo; Taschenberger, Jan (2017): Leitfaden Nahwärme.
- Droste, Andrea; Loh, Markus; Bergheim, Marlies (2009): Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in deutschen Kliniken. Zuletzt geprüft am: 29.01.2019. http://www.klinergie.de/fileadmin/user_upload/pdf/klinergie2020_prospekt10_final.pdf.
- Dunkelberg, Heiko; Sondermann, Maximilian; Meschede, Henning et al. (2019): Assessment of Flexibilisation Potential by Changing Energy Sources Using Monte Carlo Simulation. In: Energies, 12(4), S. 711.
- Ecofys Germany GmbH (2011): Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland. Zuletzt geprüft am: 11.07.2019. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4070.pdf>.
- enera (2019): Die Nachweisplattform für den enera Flexmarkt goes live!. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://projekt-enera.de/blog/die-nachweisplattform-goes-live/>.
- enera (2020): Using enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load & other non-regulated assets. Bayreuth, Oldenburg, Paris.
- energate (2016): Schäfer: Aufbruchstimmung bei Uniper. Konzernaufspaltung. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.energate-messenger.de/news/161588/schaefer-aufbruchstimmung-bei-uniper>.
- Energy Brainpool (2019a): Die hPFC ist TOT - Es lebe die fhPFC. Berlin.
- Energy Brainpool (2019b): Power2Sim. Fundamentales Energiemarktmodell. Berlin. Zuletzt geprüft am: 08.05.2019. https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Analysis/Power2Sim_Energy_Brainpool.pdf.
- enervis energy advisors GmbH (2019): Kurzbeschreibung: Bewertungsmodelle und -ansätze. Fundamentalmodell (eMP). Berlin. Zuletzt geprüft am: 09.05.2019. https://marktwertatlas.de/images/enervis/pdf/publikationen/131001_enervis_Produnktblatt_Fundamentalmodell.pdf.
- EPEX Spot SE (2020): Trading on EPEX SPOT 2020.
- EPEX Spot SE (2022a): 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem Intraday. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.epexspot.com/document/29112/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction>.

Literaturverzeichnis

- EPEX Spot SE (2022b): Products Intraday Continuous. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. http://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous/intraday_lead_time.
- Erneuerbare Energien Hamburg (2022): Schaufenster der Energiewelt von morgen.
- Europäische Union (2015): Benutzerleitfaden zur Definition von KMU. Zuletzt geprüft am: 20.03.2019. http://publications.europa.eu/resource/cellar/79c0ce87-f4dc-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0004.01/DOC_1.
- European Commission (2020): Electricity market design. A key part of the Clean energy for all Europeans package is to make the EU electricity market fit for the clean energy transition.. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en.
- European Energy Exchange AG (2021): Zulassungsprozess und Entgelte. Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. <https://www.eex.com/de/zugang/zulassung#mitgliedschaftsoptionen>.
- European Energy Exchange AG (29.3.2021): Leistungs- und Preisverzeichnis der EEX AG. Version 087c. Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Price_Lists/20210329_Preisverzeichnis_EEX_AG_0087c_D_FINAL.pdf.
- EWE AG (2019): Erster Trade auf der Flexibilitätsplattform "enera Markt" erfolgreich durchgeführt. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2019/02/erster-trade-auf-der-flexibilitatsplattform-enera-markt-erfolgreich-durchgefuehrt-ewe-ag>.
- Fahrion, Marc-Steffen; Draeger, Susan; Sinn, Michel et al. (2018): AKTIVkrankenhaus - Modernisierungsstrategie für ein klimaneutrales Krankenhausareal. In: Bauphysik, 40(4), S. 169–179.
- Figgenger, Jan; Hecht, Christopher; Haberschusz, David; Bors, Jakob; Spreuer, Kai Gerd; Kairies, Kai-Philipp; Stenzel, Peter; Sauer, Dirk Uwe (2022): The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2022).
- Filser, Melanie; Levsen, Anna (2022): Klimaschutz in deutschen Krankenhäusern: Status quo, Maßnahmen und Investitionskosten. Auswertung klima- und energierelevanter Daten deutscher Krankenhäuser.
- Foord, N.; Lidwell, O. M. (1975): Airborne infection in a fully air-conditioned hospital. I. Air transfer between rooms, 75. Aufl.: Journal of Hygiene.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2012): DEA - Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens "EnEff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP" ; Endbericht. Zuletzt geprüft am: 16.01.2019. https://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf.
- Frey, Hellmuth (2013): Aufbruch zu Minimum-Emissions-Regions. Verbundprojekt E-Energy: MeRegio. Berlin. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019. https://www.enbw.com/media/konzern/docs/forschung/2-bmbf-fkz-01me08001a_e-energy_endbericht_enbw_final.pdf.
- Frontier Economics (2017): BEITRAG VON FLEXIBILITÄTEN IM VERTEILNETZ ZUR SENKUNG DER RE. Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0). https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf.

Literaturverzeichnis

- Fuhs, Michael (2015): Übersicht regelbare Heizstäbe. Zuletzt geprüft am: 15.07.2019. <https://www.pv-magazine.de/archiv/bersicht-regelbare-heizstbe/>.
- Glen Dimplex Deutschland GbmH (2019): Datenblatt Hocheffizienz Luft/Wasser-Wärmepumpe mit zwei Leistungsstufen: LA 17TU. Zuletzt geprüft am: 11.07.2019. <http://www.dimplex.de/pdf/de/LA17TU.pdf>.
- Graeber, Dietmar Richard (2014): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Gu, Chenghong; Xie, Da; Sun, Junbo et al. (2015): Optimal Operation of Combined Heat and Power System Based on Forecasted Energy Prices in Real-Time Markets. In: *Energies*, 8(12), S. 14330–14345.
- Hagemeier, Anne (2018a): Messdatengestützte dynamische Simulation zur Analyse des Energieverbrauchs in Krankenhäusern. Dissertation.
- Hagemeier, Anne (2018b): Messdatengestützte dynamische Simulation zur Analyse des Energieverbrauchs in Krankenhäusern. Dissertation.
- Hagemeier, Anne; Schnier, Matthias; Beier, Carsten (2017): Hospital Engineering–Teilprojekt „Energieeffizienz“. Oberhausen.
- Häring, Georg; Sonnleitner, Matthias; Wiedemann, Leonhard; Zörner, Wilfried; Aschmann, Volker (2013): Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung (Biogas Forum Bayern, Nr. IV – 12/2013).
- Heidelberger, Martin (SEK) (2017): Ein Praxistest für den Energiemarkt der Zukunft. Das KIT führt in Landau einen Feldversuch durch, bei dem Privathaushalte miteinander Strom handeln – Der regionale Stromhandel soll den Ausbau erneuerbarer Energien fördern. Karlsruhe.
- Henkes, Thorsten; Schmidt, Katrin; Engelmann, Dr. Ralf; Jakob, Michael; Woll, Dr. Tobias; Folz, Anja; Pensel, Thomas (2016): Praxis Leitfaden Nahwärme. Kaiserslautern. Zuletzt geprüft am: 08.07.2019.
- Hilligweg, Arnd; Hofmann, Peter (2013): Vordimensionierung von Kältespeichern auf der Grundlage von Gebäudelastprofilen. Nürnberg. Zuletzt geprüft am: 29.07.2019. https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/files/53/02_hilligweg.pdf.
- Hilpert, Johannes (2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 12.
- Hinsenkamp, Gert; Reinhardt, J.; Hager, Michael (2007): Druckluft. Störungsfreie, kostengünstige und energieeffiziente Bereitstellung. Wuppertal. Zuletzt geprüft am: 15.07.2019. <http://www.energie-im-unternehmen.de/downloads/druckluft.pdf>.
- Huhn, Robert; Tödter, Jens (2016): Kennzahlen für die Evaluierung der Konstruktion und Betriebsführung von Wärmespeichern. Zuletzt geprüft am: 09.07.2019. https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/ressourcen/dateien/forschung_und_projekte/projekte/alte_projekte/waermespeicher/Evaluierung_Waermespeicher.pdf?lang=de.
- International Renewable Energy Agency (2019): Redesigning Capacity Marktes. Innovation Landscape Brief.
- Jeff Reback; jbrockmendel; Wes McKinney; Joris Van den Bossche; Matthew Roeschke; Tom Augspurger; Simon Hawkins; Phillip Cloud; gfyong; Patrick Hoefler; Sinhrks; Adam Klein; Terji Petersen; Jeff Tratner; Chang She; William Ayd; Richard Shadrach; Shahar Naveh; Marc

Literaturverzeichnis

- Garcia; JHM Darbyshire; Jeremy Schendel; Torsten Wörtwein; Andy Hayden; Daniel Saxton; Marco Edward Gorelli; Fangchen Li; Matthew Zeitlin; Vytautas Jancauskas; Ali McMaster; Thomas Li (2022): pandas-dev/pandas: Pandas 1.4.4: Zenodo.
- Kabus, Matthias (2009): Adiabate Kühlung – „Kühlen ohne Strom“. Zuletzt geprüft am: 08.04.2019. http://www.energie-im-unternehmen.de/downloads/adiabate_kuehlung.pdf.
- Kabus, Matthias (2018): Prozess-Kälteanlagen. Wuppertal. Zuletzt geprüft am: 15.04.2019. <http://www.energie-im-unternehmen.de/downloads/prozesskaelte.pdf>.
- Karatasou, S.; Santamouris, M.; Geros, V. (2006): Modeling and predicting building's energy use with artificial neural networks: Methods and results. In: Energy and Buildings, 38(8), S. 949–958.
- Karg, Ludwig; Wedler, Michael (2014): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München, Berlin. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019. https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/ab-gesamt-begleitforschung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Kermi GmbH (2018): Kermi x-change® Wärmepumpensystem. Plattling. Zuletzt geprüft am: 11.07.2019.
- Kern, Timo (2021): Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2020. <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/1040-deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2020>.
- Kern, Timo (2022): Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2021. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2021/>.
- Khripko, Diana (2017): Flexibilisierung des industriellen Energiebedarfes. Nutzungsgradsteigerung erneuerbarer Energien in Verteilnetzen. Kassel (Produktion & Energie, Band 14).
- Klaus, Joachim; Ziegler, Christian (2018): Blockchain-Projekte bei AÜW. In: emw.trends, 2018(02), S. 2–4.
- Klotz, Eva-Maria; Koepf, Marcus; Peter, Frank; Thamling, Nils; Wunsch, Marco; Ziegenhagen, Inka; Eikmeier, Bernd; Fette, Max; Janßen, Karen; Jochem, Eberhard; Reitze, Felix; Schön, Michael; Toro, Felipe; Gailfuß, Markus (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Zuletzt geprüft am: 26.03.2019. https://www.urbana.de/uploads/pdf/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung_01.pdf.
- Krankenhausgesellschaft Nordrhein-Westfalen e. V.; EnergieAgentur.NRW GmbH (2015): EN.Kompass Krankenhaus – Projektbericht 2015. Energie- und Umweltmanagement nachhaltig gestalten. Zuletzt geprüft am: 29.01.2019. https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/EnKompass_Projektbericht.pdf?mm=Bran-chenKompass-Krankenhaus.

Literaturverzeichnis

- Krystallas, Patrick-Anastasios (2018): Technische, organisatorische und ökonomische Analyse der Fernkälte am Projekt „Fernkälte München“. Dissertation. München. Zuletzt geprüft am: 15.04.2019. <http://mediatum.ub.tum.de/doc/1363296/1363296.pdf>.
- Kulterer, Konstantin; Mair, Oskar (2015): Leitfaden für Energieaudits in Kältesystemen. Wien. Zuletzt geprüft am: 15.04.2019.
- Laskowski, Michael (2013): Verbundprojekt E-Energy: E-DeMa. Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft. Essen/ Dortmund. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019. <https://docplayer.org/storage/22/1537678/1558950486/7mzA42R6WRZs3zEI1fffag/1537678.pdf>.
- LED-Centrum (2021): 150cm Philips MASTER LEDtube UO 23W 3700lm 4000K neutralweiß LED Röhre 64729200. Zuletzt geprüft am: 23.02.2021. <https://www.led-centrum.de/led-leuchtmittel/led-roehren/150cm-led-roehren/150cm-philips-master-ledtube-uo-23w-3700lm-4000k-neutralweiss.html>.
- Lenk, Uwe; Pyc, Ireneusz (2016): Flexibilisierung durch Hybridisierung der Energieversorgung. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 133(4-5), S. 216–222.
- Lenz, Konstantin; Bomberg, Christian; Grundmann, Robert A., Hönniger, Stefan (2018): Strommarkt 2050. Analyse möglicher Szenarien der Entwicklung des deutschen und mitteleuropäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050. Erfurt. Zuletzt geprüft am: 09.04.2019. https://get.fh-erfurt.de/fileadmin/GET/Dokumente/Download/Forschung-Lenz/Studie_Strommarkt_2050.pdf.
- Lerner, Uwe (2013): Die optimale Druckluftanlage. In: dds das Magazin für Möbel und Ausbau, 2013(2), S. 52–54.
- Loga, Tobias (2001): Energiebilanz-Toolbox. Arbeitshilfe und Ergänzungen zum Energiepass Heizung, Warmwasser, 1. Aufl. Darmstadt: IWU.
- Loga, Tobias; Diefenbach, Nikolaus; Knissel, Jens; Born, Rolf (2005): Entwicklung eines vereinfachten, statistisch abgesicherten Verfahrens zur Erhebung von Gebäudedaten für die Erstellung des Energieprofils von Gebäuden. Kurzverfahren Energieprofil. Endbericht für das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Bonn. Darmstadt.
- Maas, Wouter (2010): How flexible is smart? Determining the flexibility of a smart grid cluster.
- Maaß, Christian; Sandrock, Matthias (2017): Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg. Teil 2: Transformationsstrategie Fernwärme. Hamburg. Zuletzt geprüft am: 16.11.2022. <https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/Transformationsstrategie-Fernwaerme-HH.pdf>.
- Maaß, Christian; Sandrock, Matthias; Weyland, Raphael; Volmer, Matthias (2015): Fernwärme und Verbraucherschutz. Praxisbericht für das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. Hamburg. Zuletzt geprüft am: 01.03.2019. https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Praxisbericht_Fernwaerme-Verbraucherzentrale-Hamburg-2015.pdf.
- Maderspacher, Johannes (2017): Robuste Optimierung in der Gebäudesimulation. Entwicklung einer Methode zur robusten Optimierung für die energetische Sanierung von Gebäuden unter unsicheren Randbedingungen. München.

Literaturverzeichnis

- Märkle-Huß, J.; Feuerriegel, S.; Neumann, D. (2017): Contract durations in the electricity market: Causal impact of 15 min trading on the EPEX SPOT market. In: Energy Economics, 2018(69), S. 367–378.
- Matthes, Felix Chr.; Schlemmermeier, Ben; Diermann, Carsten; Hermann, Hauke; Hammerstein, Christian von (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte: Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Zuletzt geprüft am: 01.12.2020. <https://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>.
- Matthiss, B.; Momenifarhaniy, A.; Ohnmeisz, K.; Felderx, M. (2019): Influence of Demand and Generation Uncertainty on the Operational Efficiency of Smart Grids.
- Mauch, Wolfgang; Coadini, Roger; Wiesemeyer, Karin et al. (2010): Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55(9).
- Mengelkamp, Esther; Gärttner, Johannes; Rock, Kerstin et al. (2018): Designing microgrid energy markets. In: Applied Energy, 210, S. 870–880.
- Merz, Michael (2018): Enerchain Project Overview and Key Insights. Hamburg. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019. https://ponton.de/downloads/enerchain/EnerchainKeyInsights_2018-03-29_final.pdf.
- Meschede, Henning (2018): Lastmanagement in typischen Wirtschaftszweigen als Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung von Inseln. Dissertation. Kassel.
- Miara, M.; Oltersdorf, T.; Bongs, C. et al. (2015): Wärmepumpen im zukünftigen Strom- und Wärmesektor. In: FVEE Themen, 80 - 84.
- Miara, Marek; Günther, Danny; Leitner, Zaphod L. et al. (2014): Simulation of an Air-to-Water Heat Pump System to Evaluate the Impact of Demand-Side-Management Measures on Efficiency and Load-Shifting Potential. In: Energy Technology, 2(1), S. 90–99.
- Next Kraftwerke GmbH (2010): Next Kraftwerke. Zuletzt geprüft am: 04.06.2019. <https://www.next-kraftwerke.de/>.
- Next Kraftwerke GmbH (2017): Ihr Notstromaggregat als Einnahmequelle. Ungenutzte Stromkapazitäten als Regelenenergie vermarkten.
- Next Kraftwerke GmbH (2018): Was ist der Energy-Only-Markt?. Zuletzt geprüft am: 05.04.2018. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/energy-only-markt>.
- Next Kraftwerke GmbH (2021a): Marktzugang. Ihnen stehen alle Märkte offen. Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromhandel/marktzugang>.
- Next Kraftwerke GmbH (2021b): Was bedeutet Day-Ahead-Handel? Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>.
- Next Kraftwerke GmbH (2021c): Was ist Minutenreserveleistung (MRL)/ manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)? Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/minutenreserve-tertiaerregelung>.
- Next Kraftwerke GmbH (2021d): Was ist Primärregelleistung (PRL)/ Frequency Containment Reserve (FCR)? Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung>.

Literaturverzeichnis

- Next Kraftwerke GmbH (2021e): Was ist Sekundärregelleistung (SRL)/ automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)? Zuletzt geprüft am: 14.04.2021. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve>.
- Next Kraftwerke GmbH (2021f): Wissen. Zuletzt geprüft am: 01.12.2021. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen>.
- O'Brien, William; Athienitis, Andreas; Kesik, Ted (2011): Thermal zoning and interzonal airflow in the design and simulation of solar houses: a sensitivity analysis, 4. Aufl.: Journal of Building Performance Simulation.
- OPTIMUS (2005): Handbuch zur Bestimmung von Außenbauteilen. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://www.delta-q.de/wp-content/uploads/Bauteilhandbuch.pdf>.
- Otter, Martin; Elmqvist, Hilding (2001): Modelica. Language, Libraries, Tools, Workshop and EU-Project RealSim.
- Paulus, Jan (2013): Präqualifikation für den Regelenergiemarkt: Was ist das und wie funktioniert es? Zuletzt geprüft am: 02.05.2019. <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/praequalifikation-regelenergiemarkt>.
- Pedregosa, F.; Varoquaux, G.; Gramfort, A. et al. (2011): Scikit-learn: Machine Learning in Python. In: Journal of Machine Learning Research, 12, S. 2825–2830.
- Pfnür, Andreas; Winiewska, Bernadetta; Mailach, Bettina; Oschatz, Bert (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. Darmstadt, Dresden. Zuletzt geprüft am: 01.03.2019. https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/studie_dezentrale_vs_zentrale_waermeversorgung.pdf.
- Raftery, Paul (2011): Calibrated whole building energy simulation. An evidence-based methodology. Dissertation.
- Rainer Lemoine Institut (2021): Oemof documentation. Open Energy Modelling Framework. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://oemof.readthedocs.io>.
- Samweber, Florian; Sutter, Manuel; Köppl, Simon (2014): Solare Wärmeerzeugung durch Solarthermie und Photovoltaik. Zuletzt geprüft am: 08.07.2019.
- Sandia National Laboratories (2017): Pyomo documentation. Python optimisation modelling objects. Zuletzt geprüft am: 01.12.2022. <https://pyomo.readthedocs.io>.
- Sattler, Gerd; Schibel, Tilman (2011): Planungshandbuch Dampfkessel. Allendorf (Eder). Zuletzt geprüft am: 15.07.2019. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwiBiJHYxrbjAhXGSsAKHZh7DU0QFjAAegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.viessmann.de%2Fcontent%2Fdam%2Fvi-brands%2FDE%2FPDF%2FPlanungshandbuch%2Fph-dampfkessel.pdf%2F_jcr_content%2Frenditions%2Foriginal.media_file.download_attachment.file%2Fph-dampfkessel.pdf&usq=AOvVaw19c-bGsvRFf6mjT_hwwODf.
- Siemens Building Technologies (2016): Stetige Leistungsregelung im Kältekreislauf. Zug. Zuletzt geprüft am: 15.04.2019. <https://www.downloads.siemens.com/download-center/Download.aspx?pos=download&fct=getasset&id1=8350>.
- SINTEG (2020): Energiewirtschaftliche Position. Als Ergebnis des c/sells-Projekts.

Literaturverzeichnis

- Spirax Sarco GmbH (2016): Grundlagen Dampfspeicher. Konstanz. Zuletzt geprüft am: 17.07.2019.
<http://www.spiraxsarco.com/global/de/Resources/Documents/Grundlagen%20Dampfspeicher.pdf>.
- Sprenger, Eberhard; Recknagel, Hermann; Albers, Karl-Josef (2015): Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 2015/2017, 77. Aufl. München: DIV Deutscher Industrieverlag. Stadtwerke Bochum: Stadtwerke Bochum.
- Statistisches Bundesamt (2018a): Grunddaten der Krankenhäuser - Fachserie 12 Reihe 6.1.1 - 2017. Zuletzt geprüft am: 05.03.2019.
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Gesundheit/Krankenhaeuser/GrunddatenKrankenhaeuser2120611177004.pdf?__blob=publicationFile.
- Statistisches Bundesamt (2018b): Kostennachweis der Krankenhäuser - Fachserie 12 Reihe 6.3 - 2017. Zuletzt geprüft am: 31.01.2019.
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Gesundheit/Krankenhaeuser/KostennachweisKrankenhaeuser2120630177004.pdf?__blob=publicationFile.
- Statistisches Bundesamt (2022a): Grunddaten der Krankenhäuser - Fachserie 12 Reihe 6.1.1 - 2020. Zuletzt geprüft am: 04.11.2022. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Gesundheit/Krankenhaeuser/Publikationen/Downloads-Krankenhaeuser/grunddaten-krankenhaeuser-2120611207004.pdf?__blob=publicationFile.
- Statistisches Bundesamt (2022b): Kostennachweis der Krankenhäuser - Fachserie 12 Reihe 6.3 - 2020. Zuletzt geprüft am: 27.10.2022.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Gesundheit/Krankenhaeuser/Publikationen/Downloads-Krankenhaeuser/kostennachweis-krankenhaeuser-2120630207004.pdf;jsessionid=3A1FDE1B692A5B69612B154F4CD6ECF8.live742?__blob=publicationFile.
- Tegethoff, Wilhelm; Kossel, Roland; Richter, Christoph (2007): Objektorientierte Modellierung und Simulation thermischer Systeme. Braunschweig.
- Telaretti, Enrico; Ippolito, Mariano; Dusonchet, Luigi (2016): A Simple Operating Strategy of Small-Scale Battery Energy Storages for Energy Arbitrage under Dynamic Pricing Tariffs. In: *Energies*, 9(1), S. 12.
- TensorFlow Developers (2022): TensorFlow: Zenodo.
- Thalmayr, Maria (2016): Den Kliniken läuft die Zeit davon. *Energiedienstleistungsgesetz*. In: *kma - Das Gesundheitswirtschaftsmagazin*, 20(05), S. 24–25.
- Thiel, Dieter; Riedel, Dirk (2011): Typisierte Bauteilaufbauten. Präzisierung der Pauschalwerte für Wärmedurchgangskoeffizienten aus der Bekanntmachung der Regeln der Datenaufnahme im Nichtwohngebäudebestand. Endbericht. Stuttgart.
- Thomas A Caswell; Michael Droettboom; Antony Lee; Elliott Sales de Andrade; John Hunter; Eric Firing; Tim Hoffmann; Jody Klymak; David Stansby; Nelle Varoquaux; Jens Hedegaard Nielsen; Benjamin Root; Ryan May; Phil Elson; Jouni K. Seppänen; Darren Dale; Jae-Joon Lee; Damon McDougall; Andrew Straw; Paul Hobson; Christoph Gohlke; Tony S Yu; Eric Ma; Adrien F. Vincent; hannah; Steven Silvester; Charlie Moad; Nikita Kniazev; Elan Ernest; Paul Ivanov (2021): *matplotlib/matplotlib: REL: v3.3.4*: Zenodo.

Literaturverzeichnis

- Tippkötter, R.; Schüwer, D.; Schneider, L. (2009): Leitfaden Energieeffizienz für Krankenhäuser.
- Tobias Weiß; Daniel Rüdiger; Glenn Reyniers (2019): Tool to evaluate the Energy Flexibility in Buildings. A short manual.
- Trianel GmbH (2018): Flexibilitätsmanagement. Zuletzt geprüft am: 04.06.2019. <https://www.trianel.com/produkte/flexibilitaetsmanagement/>.
- Trianel GmbH (2019): Absprache Flexmarkt Treffen 1. Gespräch.
- Trianel GmbH (2020): Absprache Treffen 2. Bochum.
- TriMa (2020): Effizienz von Kältemaschinen. Zuletzt geprüft am: 08.12.2020. <https://www.trima-kwkk.de/informationen-technik-grundlagen.aspx>.
- U.S. Department of Energy (2013): Getting Started with EnergyPlus. Basic Concepts Manuel - Essential Information You Need about Running Energy Plus (and start a building simulation).
- Umweltbundesamt (2014): Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie. Dessau-Roßlau. Zuletzt geprüft am: 15.04.2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_25_2014_nachhaltige_kaelteversorgung_in_deutschland_1.pdf.
- Umweltbundesamt (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.
- Umweltbundesamt (2016): Ein Strommarktdesign zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele.
- van Rossum, Guido; Drake, Fred L. (2009): Python 3 Reference Manual. Scotts Valley, CA: CreateSpace.
- Verband Kommunalen Unternehmen e.V. (2019): Flexibilitätsvermarktung – Handlungsleitfaden für Stadtwerke. Berlin.
- Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. (2016): Photovoltaik für Privathaushalte. Mainz. Zuletzt geprüft am: 29.07.2019. https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/migration_files/media226239A.pdf.
- Verein Deutscher Ingenieure (2014): VDI 3807 Blatt 2: Verbrauchskennwerte für Gebäude. Verbrauchskennwerte für Heizenergie, Strom und Wasser. Zuletzt geprüft am: 18.03.2019. <http://fhgonline.fraunhofer.de/bibliotheken/iktsiws/VDI-3807-2-2014-11.pdf>.
- viamedica (2019): Praxisberichte Photovoltaik. Zuletzt geprüft am: 28.05.2019. <http://www.klinergie.de/themen-im-ueberblick/informationskampagne/erneuerbare-energien/photovoltaik/praxisberichte/>.
- Viessmann (2019): Vitocal 300-A Luft-Wasser-Wärmepumpe | Viessmann. Zuletzt geprüft am: 11.07.2019. <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/waermepumpe/luft-wasser-waermepumpen/vitocal-300-a-rund.html>.
- Volta, Dirk (2014): Das Physikalische Optimum als Basis von Systematiken zur Steigerung der Energie- und Stoffeffizienz von Produktionsprozessen. Dissertation. Clausthal (2014).

Literaturverzeichnis

- Wagner, Hermann-Josef; Koch, Marco K.; Burckhardt, Jörg et al. (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken. In: BWK, 59(10).
- Weron, R.; Bierbrauer, M.; Trück, S. (2004): Modeling electricity prices: jump diffusion and regime switching. In: Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 336(1-2), S. 39–48.
- Wesselak, Viktor; Voswinckel, Sebastian (2016): Photovoltaik - wie Sonne zu Strom wird, 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer (Technik im Fokus).
- Will, Harald (2016): Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom. Berlin. Zuletzt geprüft am: 27.05.2019.
<https://docplayer.org/storage/51/28151817/1558954498/Gij4rQY9OZGoljLSypS54Q/28151817.pdf>.
- Williamson, D. F.; Parker, R. A.; Kendrick, J. S. (1989): The box plot: a simple visual method to interpret data. In: Annals of internal medicine, 110(11), S. 916–921.
- WindNODE (2020): Best-Practice-Manual Flex identifizieren. Lets talk about Flex.
- Wirth, Harry (2019): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Zuletzt geprüft am: 11.04.2019.
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.
- Wuppertaler Stadtwerke GmbH (2019): Stadtwerkequartett entwickelt Geschäftsmodelle auf Blockchainbasis - Kunden können Strom bundesweit im 15-Minuten-Takt neu mixen.
- Zahoransky, Richard; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo (2010): Energietechnik. System zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf, 5. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.