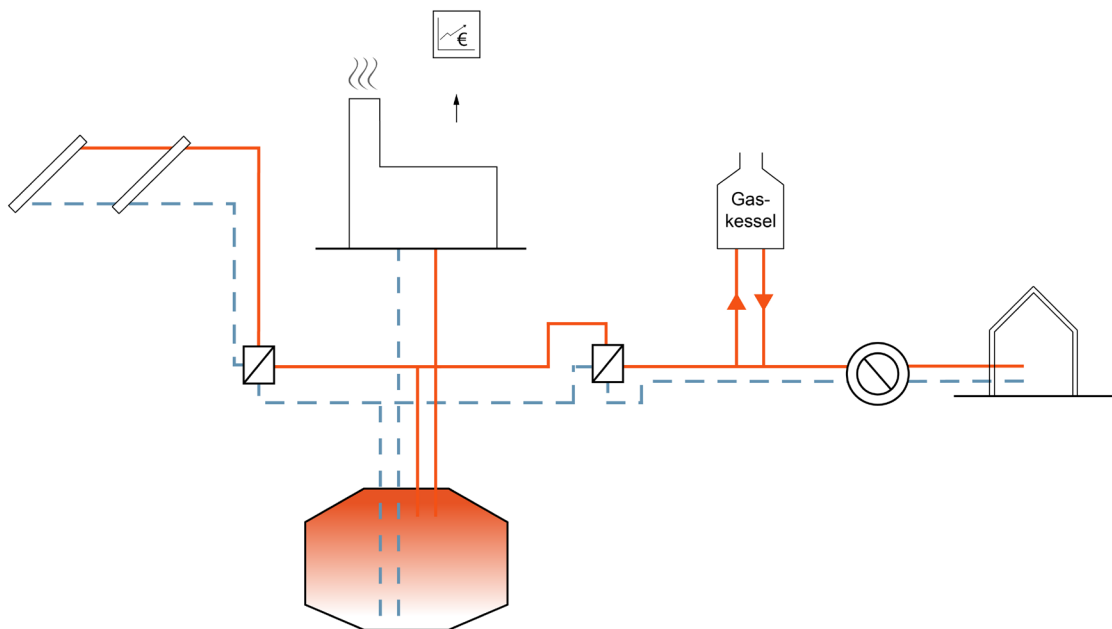


SOLAR-KWK

Entwicklung multifunktionaler Systeme zur solar unterstützten Kraft-Wärme-Kopplung – solare Fernwärme und saisonale Wärmespeicher für die Energiewende

LAUFZEIT: APRIL 2013 BIS JUNI 2015



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dokumentinformation:

Titel: SOLAR-KWK – Entwicklung multifunktionaler Systeme zur solar unterstützten Kraft-Wärme-Kopplung – solare Fernwärme und saisonale Wärmespeicher für die Energiewende

Forschungsbericht zum Forschungsvorhaben 0325542A

Version: 1.0

Jahr: 2015

Autoren: M.Sc. Magdalena Berberich
Dipl.-Ing. Laure Deschaintre
Dipl.-Ing. Dirk Mangold
Dipl.-Ing. Thomas Schmidt
B.Eng. Lisa Willwerth



Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
Meitnerstr. 8, 70563 Stuttgart, Tel: 0711 673 2000-0, Fax 0711 673 2000-99
Email: info@solites.de, Internet: www.solites.de

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde durch den Projektträger Jülich (PTJ) mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter dem Förderkennzeichen 0325542A gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt bei den Autoren.

INHALT

1. Einleitung.....	1
2. Ziele des Vorhabens	2
3. Analyse grundlegender Systembedingungen	3
3.1. KWK-Anlagenbestand in Deutschland	3
3.2. KWK-Technologien.....	7
3.2.1. Dampfturbinen-HKW	8
3.2.2. Gasturbinen-HKW	9
3.2.3. Gas- und Dampfturbinen-HKW	10
3.2.4. Motor-HKW	10
3.3. Betriebsparameter zur Modellbildung von KWK-Anlagen	11
3.3.1. Leistung und Umgebungsbedingungen	12
3.3.2. Wirkungsgrade von KWK-Anlagen	15
3.3.3. Stromkennzahl	18
3.3.4. Leistungsgradient einer KWK-Anlage.....	19
3.3.5. An- und Abfahrverhalten von KWK-Anlagen	20
3.3.6. Mindest-Stillstandzeit und –Betriebszeit von KWK-Anlagen	23
3.4. Analyse der Vermarktungsbedingungen von KWK-Strom	23
3.4.1. Stromhandel an der Energiebörse EPEX	24
3.4.2. Der Regelleistungsmarkt.....	27
3.4.3. Analyse der Stromvermarktung	29
3.4.3.1. Daten des Regelleistungsmarkts.....	30
3.4.3.2. Ergebnisse der Datenanalyse.....	32
3.5. Gesetzlicher Rahmen	36
3.5.1. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz.....	37
3.5.2. Energiesteuergesetz	37
3.5.3. Stromnetzentgeltverordnung.....	38
3.5.4. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz	38
3.5.5. Berechnung der Strombereitstellungskosten.....	39
4. Allgemeine Modellentwicklung zur solar unterstützten KWK.....	40
4.1. Anforderungsliste für die Simulation von SOLAR-KWK-Systemen.....	40
4.1.1. Welche Ergebnisse sollen mit den Simulationen erzeugt werden?.....	41
4.1.2. Welche Aussagen sollen auf Basis der Simulationen gegeben werden können?.....	41
4.1.3. Anforderungen an technische Rahmenbedingungen	41
4.1.4. Anforderungen an wirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	43
4.1.5. Anforderungen an Simulationsverfahren, Ergebnisgenauigkeit und Handhabbarkeit	44
4.1.6. Ergebnisgrößen	44

4.1.7. Automatische Fehlerkontrolle	44
4.2. Modellentwicklung für die Simulation von SOLAR-KWK-Systemen in Trnsys.....	44
4.2.1. Wärmespeicher	44
4.2.1.1. Erste Plausibilitätsprüfung	46
4.2.1.2. Zweite Plausibilitätsprüfung	47
4.2.2. Erweiterung der Wärmepumpenmodellierung	48
4.2.3. Modellentwicklung der KWK-Anlage.....	52
4.2.3.1. Daten-Recherche.....	52
4.2.3.2. Erstellung der Wirkungsgrad-Kennfelder.....	53
4.2.3.3. Umrechnung der Wirkungsgrade.....	59
4.2.3.4. Erstellung der Kennlinien für das zeitliche Verhalten	63
4.2.3.5. Modell-Erstellung	64
4.2.3.6. Führungsgröße X und Modulation Z.....	65
4.2.3.7. Regelung des Betriebsmodus Y	67
4.2.3.8. Zieltemperaturregelung.....	70
4.2.3.9. Grundregelung für wärmegeführten Betrieb	71
4.2.3.10. Notkühler	71
4.2.4. Stromgeführte Regelung der KWK-Anlage.....	72
4.2.5. Implementierung der Regelung in Trnsys.....	76
4.3. Verbindung der einzelnen Komponentenmodelle zur Modellbildung von SOLAR-KWK- Gesamtsystemen in Trnsys.....	83
5. Simulationsstudie erster Systeme zur solar unterstützten KWK.....	85
5.1. Erarbeitung einer Grundparametrisierung des Gesamtmodells.....	85
5.2. Simulationen der Gesamtmodelle	86
5.2.1. Simulationen eines Solar-KWK Systems mit BHKW	86
5.2.2. Simulationen eines Solar-KWK Systems mit GUD-Anlage	93
5.3. Ergänzende Betrachtung einer Wärmepumpe	98
6. Wissenstransfer in die Praxis.....	100
7. Ausblick	102
8. Literaturverzeichnis	103

KURZFASSUNG

Mit steigenden volatilen Anteilen an Strom aus regenerativen Energien im Stromnetz werden die Anforderungen an die Flexibilität von konventionellen Kraftwerken weiter steigen. Insbesondere im Sommer wird der Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) durch die hohe Erzeugung von Regenerativstrom und zusätzlich durch die geringe Wärmenachfrage begrenzt. Für diese Problematik müssen die Anlagenbetreiber in Zukunft Lösungen finden, die für jede Anlage mit den vorhandenen Randbedingungen sehr unterschiedlich sein können.

Solar-KWK-Systeme, die Kombination von KWK-Anlagen mit großen Kollektorflächen und Wärmespeichern, können zur wirtschaftlichen und sicheren Energieversorgung von Siedlungen und Städten beitragen. In Dänemark werden bereits Solar-KWK-Systeme betrieben, wobei der Betrieb der KWK-Anlage an den Möglichkeiten für hohe Gewinne bei der Stromvermarktung orientiert wird (stromgeführt). Der Wärmespeicher ermöglicht dabei den flexiblen Betrieb der KWK-Anlage und sichert die Wärmeversorgung des Fernwärmenetzes.

In dem durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsvorhaben Solar-KWK wurden Modelle von Solar-KWK-Systemen in der Simulationsumgebung Trnsys erarbeitet.

Mit Informationen von Anlagenbetreibern wurden Betriebsweisen von ausgewählten KWK-Anlagentypen unter verschiedenen Randbedingungen beschrieben. Mithilfe der Informationen aus der Praxis und einer Recherche über die Vermarktung von Strom aus KWK-Anlagen wurde ein Konzept für die wirtschaftliche Regelung von KWK-Anlagen in einem Solar-KWK-System erstellt. Zudem wurden Daten der Energiebörse EPEX und des Regelleistungsmarktes für die Jahre 2012, 2013 und 2014 analysiert, die in dem Regelmodell für Regelentscheidungen herangezogen werden. Das Regelkonzept wurde in Trnsys implementiert, validiert und in ein Gesamtsystem aus KWK-Anlage, Solarthermie-Anlage, Wärmespeicher und Fernwärmenetz eingebunden. Das Regelmodell berücksichtigt die Stromvermarktung über die EPEX und das Anbieten von Minutenreserveleistung.

In ersten Systemsimulationen wurde gezeigt, dass die Wärmebereitstellung einer KWK-Anlage bei einem stromgeführten im Vergleich zu einem wärmegeführten Betrieb stark reduziert wird und Wärme aus einer Solarthermie-Anlage ohne wirtschaftliche Verluste integriert werden kann.

Ob KWK-Anlagen trotz zukünftig geringerer Betriebsstunden und Strompreise und höherer Brennstoffpreise in einem Solar-KWK-System die Wirtschaftlichkeit erreichen können, bleibt offen. Im sich weiter verändernden Strommarkt wird sich noch herausstellen, welchen Beitrag Solar-KWK-Systeme zu einer effizienten Energieversorgung in Deutschland leisten können.

Das Forschungsvorhaben Fkz 0325542A beinhaltet zudem die folgenden weiteren Arbeitspunkte:

- Fortführung der Wissensplattform www.saisonalspeicher.de:
Weitere Inhalte wurden ergänzt und die Software der Webplattform laufend aktualisiert, um sicherzustellen, dass diese auch auf neuen Kommunikationsgeräten (Smartphones, Tablets etc.) zuverlässig funktioniert. In der Vorhabenlaufzeit wurden vom 1.4.2013 bis zum 27.4.2015 in 14.830 Sitzungen 46.722 Seiten abgerufen.
- Für die IEA SHC Task 45 „Large Systems“ wurde die Leitung der Subtask B „Seasonal Storage“ weitergeführt und abgeschlossen. Die Subtask bestand aus wenigen Mitgliedern, die zudem nur in geringem Umfang für diese Subtask arbeiten konnten. Zum Vorhabenende konnte ein 48 Seiten starker Bericht zum „state-of-the-art of seasonal thermal energy storage and necessary further R+D“ abgeschlossen werden.
Im Rahmen der Arbeiten für die IEA SHC Task 45 wurde die Wissensplattform www.saisonalspeicher.de ins Englische übertragen (www.seasonalheatstores.com).
- Der Arbeitskreis Langzeit-Wärmespeicher wurde ebenso weitergeführt.

1. EINLEITUNG

Mit steigenden Anteilen an Strom aus regenerativen Energien im Stromnetz werden die Anforderungen an die Flexibilität von konventionellen Kraftwerken weiter steigen. Grund dafür ist die stark witterungsabhängige regenerative Stromerzeugung, die durch regelbare Kraftwerke ausgeglichen werden muss, um die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu erhalten. Die Betriebsstunden von Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen, werden durch den Ausbau der erneuerbaren Energien schon vor 2030 stark reduziert [1]. Die Grenzkosten effizienter KWK-Anlagen, die mit Erdgas betrieben werden, überstiegen in den letzten Jahren immer häufiger die Börsenstrompreise, da die Gaspreise steigen, während die Strompreise sinken. Dadurch wurden die Anlagen entweder nicht oder wegen des Wärmebedarfs unwirtschaftlich betrieben. Dies hat zur Folge, dass die Wärmenachfrage in den Versorgungsgebieten der KWK-Anlagen vermehrt durch andere Erzeuger gedeckt werden muss.

Insbesondere im Sommer wird der Betrieb von KWK-Anlagen durch die hohe Erzeugung von Regenerativstrom und zusätzlich durch die geringe Wärmenachfrage begrenzt. Aus erneuerbaren Energien werden zudem im Sommer vermehrt überschüssige Strommengen produziert. Für diese Problematik müssen die Betreiber Lösungen finden, die für jede Anlage mit den vorhandenen Randbedingungen sehr unterschiedlich sein können.

Solar-KWK-Systeme, die Kombination von KWK-Anlagen mit großen Kollektorflächen und Wärmespeichern (siehe Abbildung 1), können zur wirtschaftlichen und sicheren Energieversorgung von Siedlungen und Städten beitragen. Die KWK-Anlage erzeugt, an den Preisen der Stromvermarktung orientiert, Strom und speist Wärme in das Fernwärmenetz ein. Die Solarthermie stellt tagsüber und vor allem im Sommer ebenfalls Wärme bereit. Der Wärmespeicher gleicht den Verlauf von Wärmeeinspeisung und Wärmeverbrauch aus und gewährleistet so den flexiblen Betrieb der KWK-Anlage. Die Wärmepumpe kann für die Bereitstellung von negativer Regelleistung eingesetzt werden oder bei niedrigen oder negativen Börsenstrompreisen sehr gewinnbringend Wärme erzeugen.

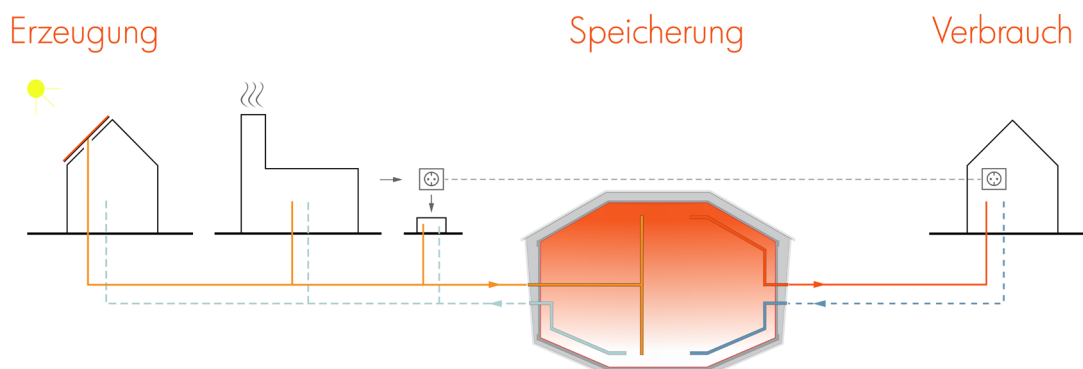


Abbildung 1: Funktionsprinzip eines Solar-KWK-Systems

2. ZIELE DES VORHABENS

Das Forschungsvorhaben Solar-KWK zielte auf die Entwicklung von Modellen zur solar unterstützten Kraft-Wärme-Kopplung mit multifunktionalem Wärmespeicher für folgende Lösungsansätze:

1. Die zur sommerlichen Deckung der Fernwärmelasten notwendige Wärmemengen können solarthermisch zur Verfügung gestellt werden, falls Abwärme aus konventionellen KWK-Anlagen fehlt oder diese unwirtschaftlicher wird als die Solarthermiewärme. Der Einsatz von fossil betriebenen Spitzenlastkesseln kann reduziert oder sogar vermieden werden.
2. Zur Deckung von Stromspitzen können schnell regelbare KWK-Anlagen eingesetzt werden, da ein Multifunktions-Wärmespeicher als stetige Wärmesenke zur Verfügung steht. Die Abwärme der Stromproduktion wird effizient genutzt und nicht weggekühlt.
3. Regeneratives Stromüberangebot kann genutzt werden, indem dieses in Wärme umgewandelt und dem Multifunktions-Wärmespeicher zugeführt wird. Hierzu kann eine Wärmepumpe eingesetzt werden.
4. Der Regelenergiemarkt für Strom wird zukünftig die Wirtschaftlichkeit von Solar-KWK-Systemen wesentlich beeinflussen können und sollte daher in einer zukunftsweisenden Modellentwicklung berücksichtigt werden.

Die Simulationsmodelle zur solar unterstützten KWK wurden in dem Simulationsprogramm Trnsys entwickelt. Eine Analyse der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen der heutigen Strom- und Wärmezeugung in KWK-Anlagen ermöglichte, diese in den Simulationen mit einzubeziehen. Hierzu wurden neue Trnsys-Modelle insbesondere für die unterschiedlichen KWK-Technologien und für die Berücksichtigung der börsennotierten Strom- und Regelenergiepreise sowie deren gesetzliche Regularien entwickelt. Die bestehenden Trnsys-Modelle für Wärmepumpen und Pufferspeicher wurden ergänzt und für die Verwendung in KWK-Systemen angepasst.

Das Solar-KWK-System wird durch Modelle der KWK-Anlage, des multifunktionalen Wärmespeichers, des Fernwärmenetzes, der Solarthermieanlage, einer optionalen Wärmepumpe und der stromgeführten Regelung der KWK-Anlage abgebildet.

Anhand von Systemsimulationen wurden erste Varianten von Solar-KWK-Systemen untersucht. Ziel dieser ersten Systemsimulationen war zum einen die Grobevaluierung der entwickelten Trnsys-Modelle, zum anderen, beispielhaft aufzuzeigen, ob und unter welchen Bedingungen Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen, die durch die Abwärme aus stromgeführten KWK-Anlagen versorgt werden, wirtschaftlich eingesetzt werden können. Die erzielten ersten Ergebnisse sind vielversprechend.

Mit Abschluss des Vorhabens stehen nun die im folgenden beschriebenen Modelle zur Verfügung, um in möglichen Folgevorhaben die Thematik von Solar-KWK-Systemen technisch und wirtschaftlich untersuchen und bewerten zu können.

3. ANALYSE GRUNDLEGENDER SYSTEMBEDINGUNGEN

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Gewinnung elektrischer (oder mechanischer) Energie und Nutzwärme. In einem reinen Kraftprozess zur Stromerzeugung wird Strom mit einem Energienutzungsgrad von ca. 40 % erzeugt. Dabei wird die entstehende Wärme zur Effizienzsteigerung des Kraftwerks abgekühlt und nicht genutzt. In KWK-Anlagen wird Strom erzeugt und Wärme zur Nutzung ausgekoppelt. Dadurch kann der Energienutzungsgrad des Gesamtprozesses auf ca. 88 % gesteigert werden, wobei allerdings die Stromerzeugung reduziert wird [2].

3.1. KWK-Anlagenbestand in Deutschland

Um die für die Energieversorgung in Deutschland wichtigen KWK-Technologien und Anlagengrößen herauszufinden, wurde eine umfangreiche Datenanalyse durchgeführt. Ursprünglich sollten die Daten des AGFW verwendet werden (siehe Abbildung 2). Es wurde jedoch festgestellt, dass diese nicht die Gesamtheit der in Deutschland vorhandenen KWK-Anlagen abbilden.

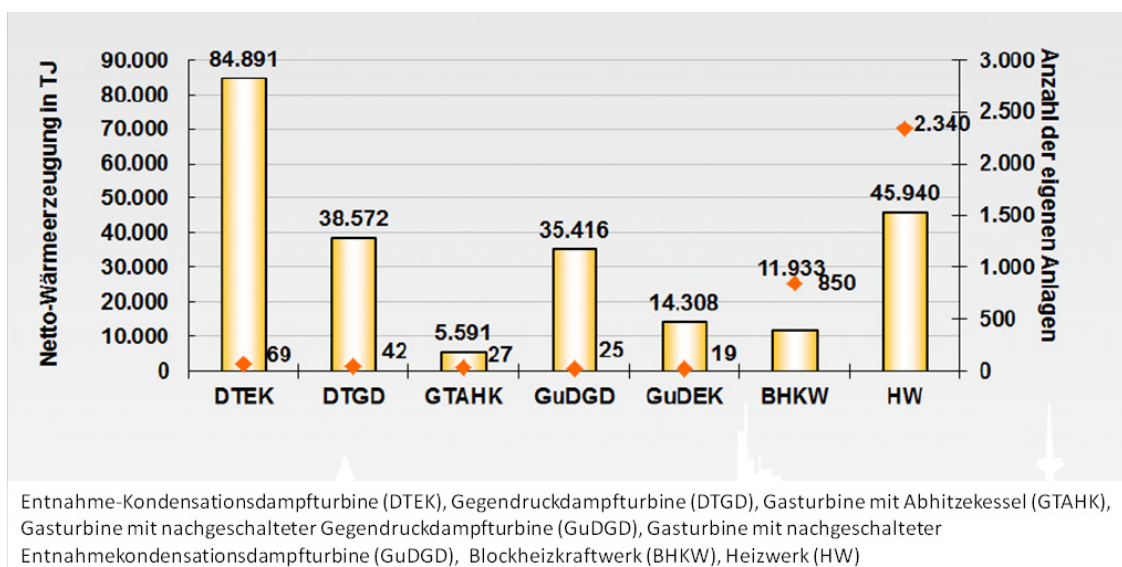


Abbildung 2: KWK-Anlagenbestand der Mitglieder des AGFW, die die jährliche Anfrage des AGFW beantworten (Quelle: AGFW)

Es folgt eine Übersicht über den aktuellen KWK-Anlagenbestand in Deutschland, mit deren Hilfe entschieden wird, welche Technologien im weiteren Verlauf des Vorhabens betrachtet werden. Die Daten wurden durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bereitgestellt und aus den Veröffentlichungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zusammengetragen.

Die Daten des BAFA enthalten alle KWK-Anlagen, die nach Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) dort zugelassen wurden [3]. Angegeben sind alle Anlagen nach Leistungsklassen sortiert mit Datum der Inbetriebnahme, Anlagenart (ab 50 kW elektrische Leistung) und durchschnittlicher Leistung in jeder Leistungsklasse. Die elektrischen Leistungen für Gruppen von

Anlagen mit verschiedenen Sortierungen wurden anhand der Anzahl der gewählten Anlagen und der durchschnittlichen Leistungen in den jeweiligen Leistungsklassen berechnet.

Das KWKG gilt für neue KWK-Anlagen, die nach dem 1.4.2002 in Dauerbetrieb gegangen sind. Durch die Förderung von Bestandsanlagen bei der Einführung des KWKG wird jedoch davon ausgegangen, dass alle bestehenden Anlagen bei der Analyse erfasst wurden [4]. Bereits abgeschaltete Anlagen sind in den Daten nicht erkennbar und werden durch das BAFA nicht erkannt, da die Abschaltung erst nach der Förderungsdauer erfolgt.

KWK-Anlagen, die mit erneuerbaren Energieträgern betrieben werden, werden durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert und damit von den ÜNB erfasst. Die Anlagenstammdaten der ÜNB beinhalten sämtliche nach dem EEG geförderten Anlagen und können im Internet abgerufen werden [5].

Um die KWK-Anlagen herauszufiltern, wurde nach den Energieträgern Biomasse, Grubengas, Klärgas und Deponiegas gefiltert. Außerdem ist in den Tabellen angegeben, ob die Anlage nach EEG § 6 Abs. 1 regelbar ist. Dieser Absatz gilt für KWK-Anlagen über 100 kW_{el} und die Angabe wurde deshalb als Filter verwendet. KWK-Anlagen in der Tabelle, die nicht regelbar sind, wurden durch diese Filterung vernachlässigt.

Im Folgenden werden die nach EEG geförderten Anlagen „EEG-Anlagen“ und die nach KWKG geförderten Anlagen „KWKG-Anlagen“ genannt, beide Typen zusammen werden als „KWK-Anlagen“ bezeichnet. Im Fall der EEG-Anlagen wurde angenommen, dass Anlagen mit dem Brennstoff Biomasse als Dampfturbinen und gasgefeuerte Anlagen als Blockheizkraftwerke (BHKW) betrachtet werden können.

In Abbildung 3 sind die Anzahlen und elektrischen Leistungen aller KWK-Anlagen aus der erläuterten Datenbasis in Summe nach Leistungsklassen abgebildet. In der Abbildung ist die Leistungsklasse immer mit dem oberen Wert bezeichnet, bspw. beinhaltet die vierte Leistungsklasse Anlagen mit einer Leistung von 50 bis 250 kW_{el}. Das Diagramm zeigt, dass sehr viele Anlagen mit geringer Leistung und wenige Anlagen mit sehr hoher Leistung vorhanden sind.

In dem Leistungsbereich von 50 bis 2000 kW_{el} ist die Mehrheit der Anlagen EEG-Anlagen. Im Fall eines Umbaus zu einem Solar-KWK-System würde bei einer EEG-Anlage regenerativ erzeugter Strom verdrängt, wenn die Laufzeit aufgrund der Systemerweiterung verkürzt wird. Wenn jedoch nur fossil befeuerte KWK-Anlagen einbezogen werden, dann wird ein großes Potenzial für Solar-KWK vernachlässigt. Langfristig sollen die EEG-Anlagen in das Vorhaben Solar-KWK einbezogen werden, da anzunehmen ist, dass diese nach Ablauf der 20-jährigen EEG-Förderungsdauer aus Kostengründen auf konventionellen Brennstoff umgestellt werden und sich dann ein erweitertes System anbieten kann. In einer ersten Betrachtung werden nur die KWKG-Anlagen einbezogen.

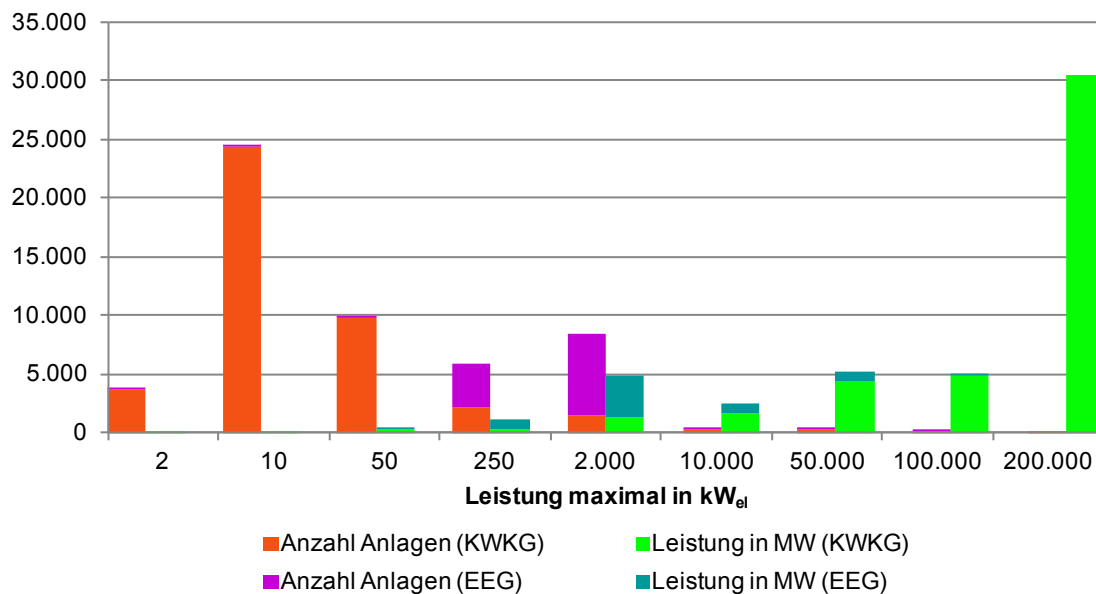


Abbildung 3: Alle geförderten KWK-Anlagen nach Leistungsklassen sortiert; Abszisse: elektrische Anlageneistung der Einzelanlage, Ordinate: elektrische Gesamtleistung aller Anlagen einer Leistungsklasse; Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Im Folgenden sollen Systeme mit KWK-Anlagen von 50 kW_{el} bis 100 MW_{el} untersucht werden. Das folgende Diagramm (Abbildung 4) beinhaltet nur diesen ausgewählten Leistungsbereich. Mit der unteren Grenze werden kleine Anlagen zur Objektversorgung ausgeschlossen, da hier nur Systeme mit Wärmenetz relevant sind. Nach oben wird die Anlagengröße durch die geplante Einbindung von Solarthermie begrenzt, da die mögliche sommerliche Wärmebereitstellung der Solarthermie in einem Solar-KWK-System in der gleichen Größenordnung liegen soll wie die der KWK-Anlage. Die hierzu notwendigen Kollektorflächen umfassen bei KWK-Anlagen mit 100 MW_{el} mehrere 10.000 m² Kollektorfläche. Diese Flächengröße ist noch realisierbar und nicht als theoretisch oder utopisch einzustufen. Daher erfolgte für diese Analyse eine Begrenzung der betrachteten KWK-Anlagen auf maximal 100 MW_{el}.

Stirlingmotoren, Dampfmaschinen, ORC-Anlagen und Brennstoffzellen wurden aufgrund ihrer geringen Anzahl in der Analyse nicht berücksichtigt.

In Abbildung 4 wird deutlich, dass die meisten der EEG-Anlagen Dampfturbinenanlagen sind. Diese haben jedoch eine deutlich geringere Leistung als die fossilen Dampfturbinen-Heizkraftwerke, die meist mit Kohle oder anderen günstigen und am Standort verfügbaren Brennstoffen betrieben (und deshalb mit hoher Leistung gebaut) werden. Bei Biomasse-Heizkraftwerken ist die Anlagengröße durch die Beschaffung des Brennstoffs begrenzt, deshalb werden die Anlagen im kleineren Leistungsbereich realisiert. Die Daten über die EEG-Anlagen lassen keine Unterscheidung zwischen den Arten der Dampfturbinen zu.

Bei fossil befeuerten GT- und GUD-Anlagen gibt es einige wenige Anlagen mit hoher Leistung. Nur bei den BHKW wird das Verhältnis durch die vielen Anlagen mit geringer Leistung umgekehrt.

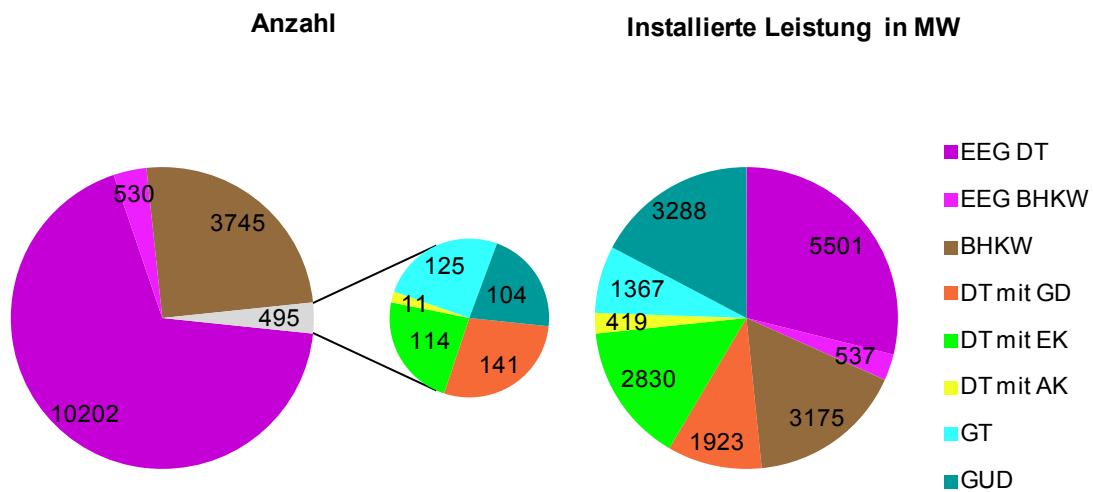


Abbildung 4: KWK-Anlagen von 50 kWel bis 100 MWel nach Anlagenart sortiert, aufsummiert nach Anzahl je Anlagenart und installierter elektrischer Gesamtleistung je Anlagenart;

Dampfturbine (DT), Blockheizkraftwerk (BHKW), Gegendruckturbine (GD), Entnahmekondensations-turbine (EK), Anzapfkondensationsturbine (AK), Gasturbine (GT), Gas- und Dampfturbinenanlage (GUD)

Das folgende Diagramm (Abbildung 5) unterteilt die verschiedenen Anlagentypen in die Anzahl der Anlagen pro Leistungsklasse. In der oberen rechten Ecke des Diagramms ist ein Ausschnitt vergrößert und ohne die zahlenmäßig weit überlegenen nach EEG geförderten Dampfturbinen und BHKW dargestellt. Dadurch ist die Aufteilung der übrigen fünf aufgeführten Technologien besser erkennbar.

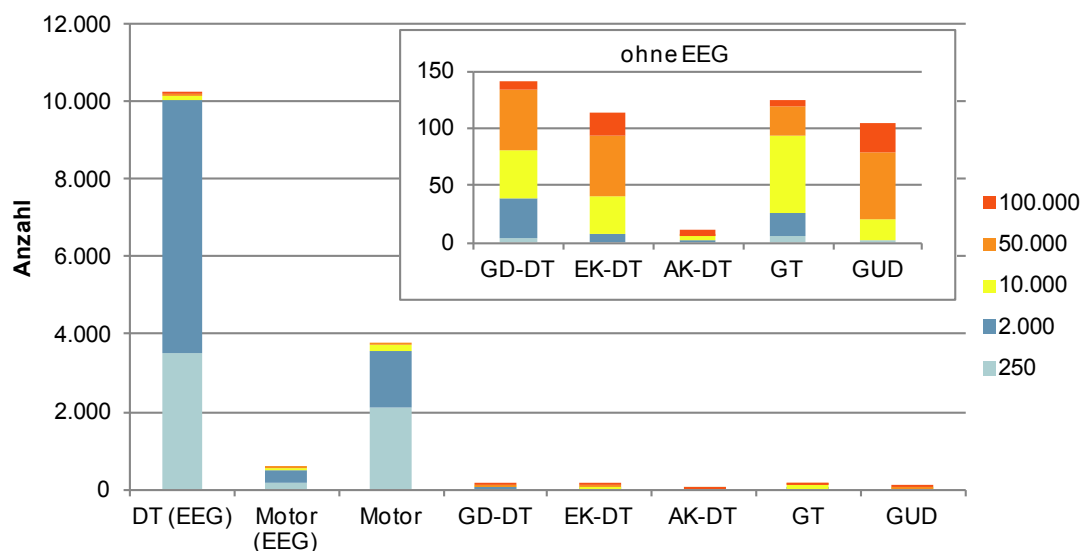


Abbildung 5: KWK-Anlagentypen in Anzahl je Leistungsklasse [11] [12] [13];

DT: Dampfturbine, EEG: Erneuerbare Energien Gesetz, GD-DT: Gegendruck-Dampfturbine, EK-DT: Entnahme-Kondensations-Dampfturbine, AK-DT: Anzapf-Kondensations-Dampfturbine, GT: Gasturbine, GUD: Gas- und Dampfturbine

Die mit Abstand höchste Anzahl an Anlagen (über 10.000) sind die mit erneuerbaren Brennstoffen betriebenen Dampfturbinen (DT). Der Großteil dieser Anlagen befindet sich in den unteren beiden Leistungsklassen, von 50 kW_{el} bis 250 kW_{el} und von 250 kW_{el} bis 2.000 kW_{el}. In ebenfalls großer Anzahl (über 4.000 Anlagen) sind BHKWs in den unteren beiden Leistungsklassen vorhanden. Die Anlagenanzahlen von Gegendruck-Dampfturbinen, Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen, Gasturbinen und Gas- und Dampfturbinen sind mit zwischen 100 und 150 Anlagen pro Typ etwa gleich hoch. Sowohl DT mit GD als auch DT mit EK sind zum Großteil in den Leistungsbereichen 2.000 kW bis 10.000 kW und 10.000 kW bis 50.000 kW vertreten. GT-Anlagen gibt es am häufigsten in der Leistungsklasse 2.000 kW bis 10.000 kW, aber auch in einer Leistungsklasse darunter und darüber. GUD dagegen kommen vor allem in den größeren Leistungsklassen vor und haben ihren Schwerpunkt im Bereich 10.000 kW bis 50.000 kW. Die DT mit AK können in dem betrachteten Bereich mit nur 11 Anlagen vernachlässigt werden. Sie spielen vor allem in noch höheren Leistungsbereichen eine Rolle. Der Fokus der weiter führenden Recherche sollte folglich auf den in der Tabelle 1 zusammengefassten Anlagentypen und Leistungsklassen liegen.

Tabelle 1: Auswahl für Hersteller- / Betreiber-Anfrage

Anlagentyp	Leistungsklasse [kW _{el}]	
Dampfturbine (EEG)	50	bis 50.000
BHKW (EEG)	50	bis 10.000
BHKW	50	bis 10.000
DT mit GD	250	bis 50.000
DT mit EK	2.000	bis 100.000
GT	2.000	bis 10.000
GuD	10.000	bis 100.000

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), Dampfturbine (DT), Blockheizkraftwerk (BHKW), Gegendruckturbine (GD), Entnahmekondensationsturbine (EK), Anzapfkondensationsturbine (AK), Gasturbine (GT), Gas- und Dampfturbinenanlage (GUD)

Mit dieser Auswahl werden 99% der Anlagen im betrachteten Leistungsbereich berücksichtigt. Welche Brennstoffe in den einzelnen Anlagen dominieren, ist aus der Bestandsanalyse nicht ersichtlich und muss wenn möglich von Herstellern oder Betreibern mit in Erfahrung gebracht werden.

Für das Vorhaben Solar-KWK wurden aufgrund der Analyse DT mit GD und DT mit EK sowie BHKW für die weiteren Betrachtungen ausgewählt, weiterhin werden GT- und GUD-Anlagen untersucht.

Im Anschluss werden die ausgewählten Technologien beschrieben.

3.2. KWK-Technologien

Eine KWK-Anlage besteht immer aus den Hauptkomponenten Antrieb, Generator und Wärmerückgewinnung. Das Hauptidentifizierungsmerkmal einer KWK-Anlage ist der verwendete An-

trieb. Hier steht der Begriff des Antriebs immer stellvertretend für die gesamte KWK-Einheit. Aus der Vielzahl der konventionellen Technologien zur Generierung elektrischer Leistung aus Brennstoffen ergibt sich auch eine Vielzahl von KWK-Technologien. Die im Wesentlichen bekannten Technologien sind in Tabelle 2 aufgeführt. Im Anschluss werden die oben ausgewählten Technologien beschrieben.

Tabelle 2: KWK-Technologien

DT ¹	GT ²	GuD ³	Motor	BZ ⁴
Gegendruck-DT	GT mit Zusatzfeuerung	GT mit Gegendruck-DT	Gas-Otto-Motor	PAFC ⁵
Entnahme-Kondensations-DT	GT ohne Zusatzfeuerung	GT mit Entnahme-Kondensations-DT	Gas-Diesel-Motor	MCFC ⁶
Anzapf-Kondensations-DT	Mikrogasturbine	GT mit Anzapf-Kondensations-DT	Stirlingmotor	SOFC ⁷
DT mit Organic Rankine Cycle	–	GuD mit Organic Rankine Cycle	Dampfkolbenmotor	–

1 Dampfturbine, 2 Gasturbine, 3 Gas- und Dampfturbine, 4 Brennstoffzelle, 5 Phosphorsäure-Brennstoffzelle, 6 Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle, 7 Festoxid-Brennstoffzelle

3.2.1. Dampfturbinen-HKW

Heizkraftwerke (HKW) mit Dampfturbinen stellen oft große Leistungen von mehreren MW_{el} zur Verfügung. Theoretisch kann jeder beliebige Brennstoff in Dampfturbinen-Heizkraftwerken eingesetzt werden. In der Regel werden möglichst günstige Brennstoffe wie Kohle, Müll oder Holzhackschnitzel verwendet. Durch Verbrennung wird dem Rankine-Kreisprozess Wärme zugefügt:

- Druckerhöhung auf Wasser in der Speisewasserpumpe (SP) durch Zufuhr von mechanischer Leistung
- Verdampfung und evtl. Überhitzung (Ü) im Dampferzeuger (DE) durch Wärmezufuhr (Verbrennung)
- Expansion des Dampfes in der Dampfturbine (DT), dabei Abgabe von mechanischer Energie (mittels Generator (G) → elektrische Energie)
- Kondensation (HK) durch Abgabe von nutzbarer Wärme (FW) und Abwärme

Die wichtigsten Dampfturbinen-Arten für die KWK sind die Gegendruck-Dampfturbine und die Entnahme-Kondensationsdampfturbine (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7).

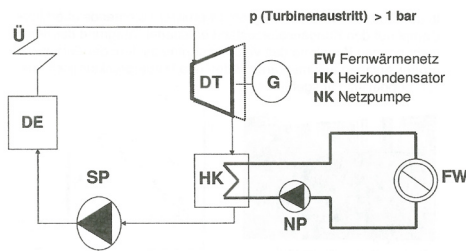


Abbildung 6: HKW mit Gegendruck-DT [14]

Der Dampf wird in der Turbine nur bis zu der Temperatur entspannt, mit der man die Wärme auskoppeln möchte.

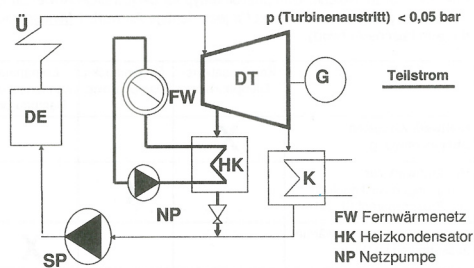


Abbildung 7: HKW mit Entnahme-Kondensations-DT [14]

Ein Teil des Dampfes wird zur Wärmebereitstellung der Turbine entnommen. Der Rest wird auf einen möglichst geringen Druck entspannt.

Die weiteren Arten möglicher KWK-Anlagen werden im Folgenden nur kurz charakterisiert. Für thermodynamische Detailinformationen wird auf die einschlägige Fachliteratur verwiesen.

3.2.2. Gasturbinen-HKW

Gasturbinen (Abbildung 8) eignen sich besonders gut zur KWK, weil die Abgastemperatur auf einem so hohen Temperaturniveau ist, dass damit sogar Prozessdampf generiert werden kann. Betrieben werden Gasturbinen üblicherweise mit Erdgas, aber auch mit anderen Gasen, wie z.B. Biogas, Klärgas oder Deponiegas.

In der Thermodynamik wird die Funktionsweise einer Gasturbine durch den Joule-Kreisprozess beschrieben [6].

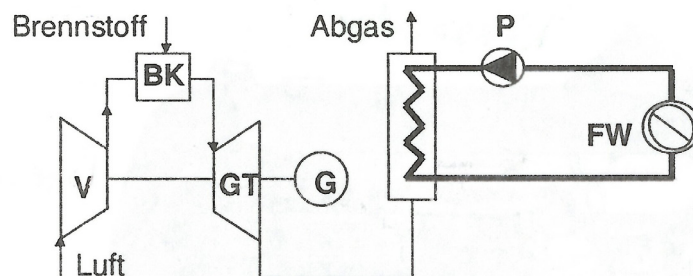


Abbildung 8: Gasturbine [14]

Der tatsächliche Vorgang kann komplizierter sein als der Joule-Prozess. So können zum Beispiel Rekuperatoren (Wärmeübertrager) mit der Wärme des Abgases hinter der Turbine die komprimierte Luft vor der Brennkammer vorwärmen, um den Brennstoffverbrauch zu minimieren und den Wirkungsgrad zu steigern. Dabei verringert sich aber die generierte Wärmeleistung im KWK-Prozess. Durch die zusätzlichen Investitionskosten für den Rekuperator kommt er in

der Regel nur in Grundlast-Anwendungen zum Einsatz, weil er dabei kaum Temperaturschwankungen ausgesetzt ist, die seine Lebensdauer verkürzen würden [7].

Es gibt weitere Möglichkeiten den Prozess zu optimieren, wie z.B. eine Kühlung zwischen zwei Verdichterstufen, oder die Nutzung der Abgaswärme in einer Dampfturbine.

3.2.3. Gas- und Dampfturbinen-HKW

Bei Gas- und Dampfturbinen-Kombiprozessen (GUD) wird die Wärme des heißen Abgases aus der Gasturbine auf Dampf übertragen, mit dem noch ein Dampfkraftprozess angetrieben wird. Dadurch wird der elektrische Wirkungsgrad verbessert. In manchen Fällen stellt zusätzlich zu der Abwärme der Gasturbine eine weitere Verbrennung Wärme für den Dampfprozess bereit. Wird der GUD-Prozess als Kraft-Wärme-Kopplung genutzt, wird die Abwärme hinter der Dampfturbine in das Fernwärmenetz eingespeist.

In Abbildung 9 ist das Schaltbild der Gasturbine in rot, der Dampfprozess in blau und das Fernwärmenetz in orange dargestellt.

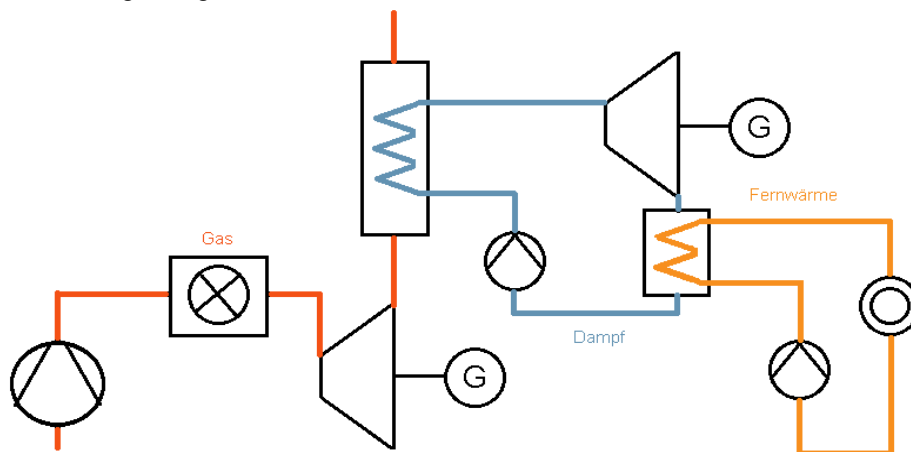


Abbildung 9: Gas- und Dampf-Turbine

3.2.4. Motor-HKW

Motor-Heizkraftwerke (Abbildung 10) werden im allgemeinen Blockheizkraftwerke (BHKW) genannt. Der Begriff impliziert, dass die gesamte KWK-Anlage in einem kompakten Modul integriert ist. In diesem Bericht sind nicht nur kompakte Motor-Module berücksichtigt, sondern auch große Heizkraftwerke, in denen Motoren eingesetzt werden. Daher wird der Begriff „BHKW“ hier vorsichtig verwendet.

Mit Motor-HKW können elektrische Leistungen von wenigen Kilowatt (kW) bis etwa 200 Megawatt (MW) generiert werden. Dabei hat ein einzelner Motor maximal ca. 18 MW_{el}. Um größere Leistungen zu erreichen, werden meistens mehrere Motoren zu einem Heizkraftwerk verschaltet.

Der Einsatz von Motoren hat im Vergleich zu den anderen, zuvor genannten Antrieben den Vorteil einer kürzeren Startdauer. Deshalb werden sie häufig zur Notstromversorgung eingesetzt.

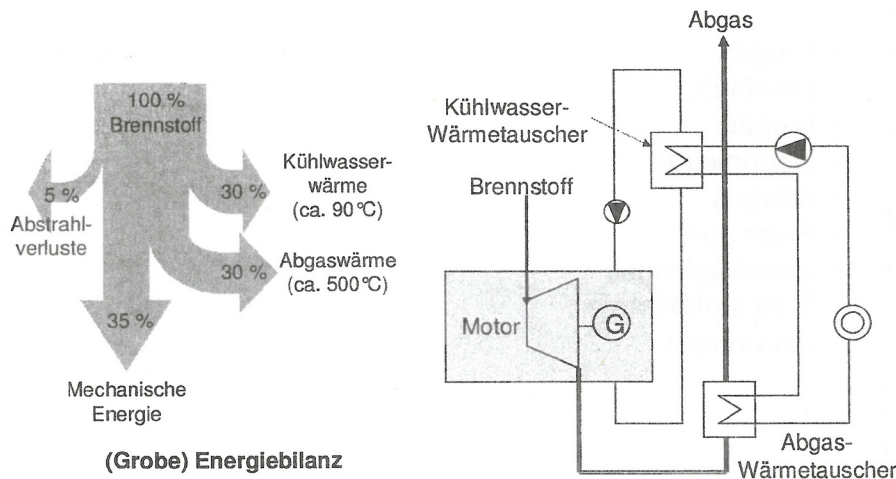


Abbildung 10: Motor-HKW (z.B. BHKW) [8]

Die Nutzwärme wird in der Regel sowohl dem Abgas als auch dem Kühlwasser entnommen (siehe Abbildung 10). Die Kühlwasserwärme entstammt dem Gehäuse, dem Schmieröl und, falls vorhanden, dem Turbolader. Dabei ist das Temperaturniveau der Abgaswärme zwar wesentlich höher, so dass damit auch Dampf bereitgestellt werden kann, stellt aber höchstens die Hälfte der thermischen Leistung bereit. Das Temperaturniveau der Kühlwasserströme, die mindestens die Hälfte der Motorabwärme enthalten, reicht nicht für die Dampferzeugung, sondern kommt nur für eine Wassererwärmung [7].

Es gibt zwei wesentliche Verbrennungsmotor-Technologien, die für Motor-HKW zum Einsatz kommen. Dieselmotoren, bei denen sich der Brennstoff durch Komprimierung selbst entzündet, werden oft als Notstromaggregate eingesetzt.

Daneben werden BHKW-Ottomotoren immer beliebter, bei denen der Brennstoff mit einer Zündkerze fremdgezündet wird. Als Brennstoffe kommen bei Ottomotoren in HKW vor allem Erdgas aber auch Biogas, Klärgas und Deponiegas zum Einsatz.

Turbolader werden üblicherweise bei neuen Motoren mit Leistungen über 300 kW_{el} eingesetzt, um die Kapazität bei gleichem Hubraum zu steigern und den elektrischen Wirkungsgrad zu verbessern. Ein Turbolader besteht aus einer Turbine und einem Verdichter. Die Turbine nutzt das heiße Abgas des Motors, um den Verdichter anzutreiben [7].

3.3. Betriebsparameter zur Modellbildung von KWK-Anlagen

Um die verschiedenen KWK-Technologien zu charakterisieren und ihre Leistung statisch sowie zeitabhängig modellieren zu können, sind die folgenden Parameter relevant:

- Elektrischer und thermischer Leistungsbereich

- Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad und deren Randbedingungen
- Stromkennzahl und deren Variabilität
- Laständerungsgeschwindigkeit (Leistungsgradient)
- Anfahr- und Abfahr-Verhalten (Heiß-, Warm- u. Kaltstart)
- Anforderungen an die Vorlauf- und Rücklauf-Temperatur des Wärmenetzes
- Mindest-Betriebs- und Mindest-Stillstandzeiten

Das die oben aufgeführten Parameter entscheidend sind für das Zusammenspiel stromgeführter thermischer Kraftwerke mit der fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbarer Energien, bestätigen Studien, die sowohl von Forschungsinstituten [9], als auch durch Hersteller für Kraftwerkskomponenten und die Kraftwerksbetreiber [10] [11] [12], sowie dem Verband Erneuerbarer Energien [13] und Energieagenturen [14] veröffentlicht wurden.

In den folgenden Unterkapiteln werden diese Parameter näher beschrieben.

3.3.1. Leistung und Umgebungsbedingungen

KWK-Anlagen wandeln eine Brennstoffleistung P_{Br} in eine elektrische Leistung P_{el} und eine thermische Leistung P_{th} um. Zur Beschreibung einer Anlage sind alle drei Größen notwendig. In den Datenblättern von KWK-Anlagen ist in der Regel die elektrische Nennleistung angegeben.

Die Nennleistung P_{nenn} ist die maximale Leistung, die bei Vollast und Auslegungs-Bedingungen dauerhaft generiert werden kann. Für die Nennleistung werden sämtliche Anlagenbestandteile ausgelegt. Höhere Leistungen als die Nennleistung sind bei Auslegungsbedingungen nur auf Grund von Schwankungen im Betrieb kurzzeitig möglich.

Bei Gasturbinen ist die erzielte Leistung stark von der Luftdichte abhängig. In einem offenen Gasturbinenprozess wird die Umgebungsluft angesaugt und verdichtet. Eine niedrigere Luftdichte verringert dabei die Durchsatzleistung des Verdichters [15]. Die Luftdichte ρ hängt sowohl von der Lufttemperatur T_{amb} , als auch von dem Luftdruck p ab.

Die Definition der Luftdichte (siehe Formel 1) geht aus der idealen Gasgleichung hervor.

$$\rho = \frac{p \cdot \dot{m}}{R \cdot T_{amb}} \quad (1)$$

Die Herstellerangaben der Gasturbinen beziehen sich in der Regel auf Normbedingungen, also 15°C Lufteintrittstemperatur und den Druck auf Meeresspiegelniveau. Wie in Abbildung 11 dargestellt, bewirkt eine Temperaturänderung von 20 K, dass die von der Anlage generierte elektrische Leistung um etwa 10% von der Auslegungsleistung abweicht.

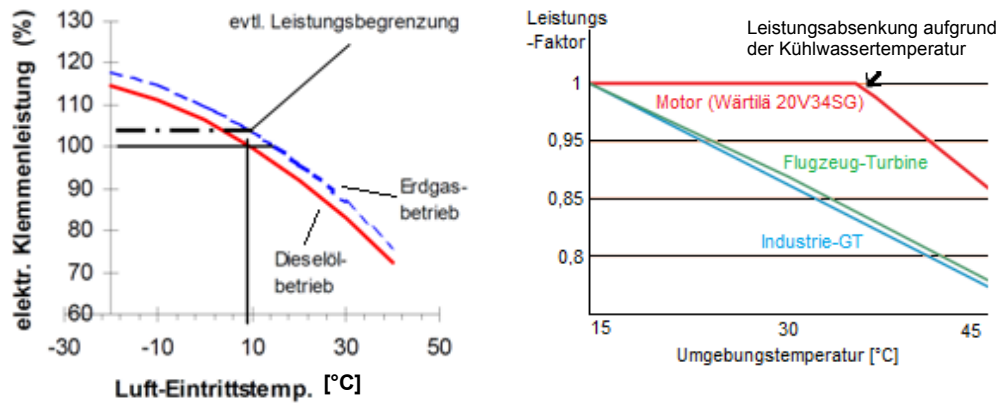


Abbildung 11: Leistung von Gasturbinen in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur [15] und der Vergleich zu Gasmotoren [16]

Die Leistung von Gasturbinen sinkt auch mit sinkendem Luftdruck aufgrund steigender Aufstellungshöhe ab. Der Leistungsverlust liegt bei etwa 10% pro 1.000 m [17] [18]. Da aber erstens der Großteil Deutschlands nicht über 500 m liegt und zweitens die Bestandsanlagen für den entsprechenden Druck vor Ort ausgelegt sind und das – in diesem Vorhaben – erstellte Modell nicht zur Auslegung der KWK-Anlage dient, muss der Einfluss der Aufstellungshöhe hier nicht weiter berücksichtigt werden.

Der Luftdruck vor Ort ändert sich mit dem Wetter. Aus den TRY-Klimadaten (Test Reference Year) [19] geht hervor, dass sich der Luftdruck über das Jahr an einem Ort um maximal 50 hPa ändert. Davon ausgehend, dass die Anlage für einen durchschnittlichen Jahresdruck ausgelegt ist, nimmt der Druck also über das Jahr etwa um 25 hPa zu oder ab. Bei einem ungefähren Druckanstieg von 1 hPa auf 8 m Höhenanstieg [20] entsprechen 25 hPa also 200 Höhenmetern. Somit liegt die maximale Leistungsabweichung auf Grund des Wetters über das Jahr bei ca. 2%. Dabei handelt es sich um Extremwerte, die nur wenige Stunden im Jahr auftreten. Das Potsdamer Institut für Klimaforschung [21] gibt die Jahressganglinie der Durchschnitts-Luftdrücke für 2013 heraus. Die aus diesen Werten berechnete Leistungsdifferenz beträgt maximal 0,4%. Daher wird für die Modellerstellung der Umgebungsdruck als konstant angenommen. Auch in den hierzu verwendenden Trnsys Meteororm-Wetterdaten ist der Luftdruck eines Standortes konstant.

Verbrennungsmotoren saugen zwar auch die Umgebungsluft an, der Einfluss der Luftdichte auf die Leistungsbereitstellung ist aber wesentlich geringer als bei Gasturbinen (siehe Abbildung 11), da der Luftdurchsatz geringer ist [15].

Dampfturbinen-Heizkraftwerke verwenden als Prozessmedium Wasser in einem geschlossenen Prozess, von daher ist der Einfluss der Umgebungsbedingungen gering. Daher wird der Einfluss der Umgebungstemperatur auf Dampfturbinen-HKW und Motor-HKW vernachlässigt.

Damit das HKW der anliegenden Last folgen kann, ist eine bewusste Leistungsabsenkung bis zu einer bestimmten Mindestleistung möglich, in dem weniger Brennstoff zugeführt wird. Die aktive Variation der Leistung innerhalb der Grenzen Mindestleistung und Nennleistung nennt sich Modulation. Die Mindestleistung wird oft als Anteil an der Nennleistung in Prozent angegeben.

Für die Begrenzung der Mindestleistung einer Anlage gibt es unterschiedliche Gründe, von denen hier nur einige wenige angesprochen werden. Zum einen sind die Komponenten der Anlage nicht für den Betrieb bei niedrigeren Lasten ausgelegt, so dass sich z.B. Drosseln gar nicht weiter herunter regeln lassen. Darüber hinaus verringert der Betrieb im unteren Leistungsbe- reich der Anlage die Lebensdauer der Anlage oft massiv. So fällt zum Beispiel bei Dampfturbi- nen-Kraftwerken unterhalb einer Teilleistung von 40% die Frischdampf-temperatur ab, so dass es zu erheblichen Temperaturänderungen in der Dampfturbine kommt. Diese erhöhen die Spannungen in den dickwandigen Bauteilen und der Turbinenwelle, wodurch die Lebensdauer sinkt.

Auch die Einhaltung von Emissionswerten begründet eine minimale Leistung der Anlagen. So gibt es z.B. Mindest-Abgastemperaturen für den Katalysator zur Entstickung [9].

In Tabelle 3 sind heutzutage übliche Leistungsbereiche der betrachteten Technologien aufge- führt. Die elektrischen Leistungen und die Mindestlasten sind der Literatur entnommen, die thermischen Lasten sind aus den in Tabelle 3 aufgeführten Stromkennzahlen berechnet und geben auf Grund der groben Daten unterschiedlicher Quellen lediglich Anhaltswerte.

Tabelle 3: Leistungsbereiche unterschiedlicher KWK-Anlagentypen [22] [23] [11] [24] [7]

	el. Leistung [kW]		therm. Leistung [kW]		Mindestlast ¹ [%]
	von	bis	von	bis	
DT	75	250.000	200	2.500.000	40 bis 60
GT	500	250.000	850	850.000	50
GuD	10.000	500.000	10.000	1.250.000	50
Motor ²	0,3	18.000	0,2	45.000	50

¹ Anteil der Mindestlast an der Vollast

² Die Leistungen beziehen sich auf einen Motor, durch die Verschaltung mehrerer Motoren ergeben sich Motor- Heizkraftwerke mit mehreren hundert MW.

Darüber hinaus sind durch einen modularen Aufbau niedrigere Mindestlasten der Gesamtanla- ge möglich, indem ganze Blöcke abgeschaltet werden. Der modulare Aufbau ist vor allem bei Motor-HKW's üblich, da diese in feineren Leistungsabstufungen erhältlich sind als Turbinen.

3.3.2. Wirkungsgrade von KWK-Anlagen

Analog zu den Leistungen kann zwischen dem elektrischen Wirkungsgrad η_{el} , dem thermischen Wirkungsgrad η_{th} und dem Gesamtwirkungsgrad η_{Br} unterschieden werden. Die Wirkungsgrade geben das Verhältnis der generierten Leistungen zur Brennstoffleistung an (Tabelle 4):

Tabelle 4: Definition der Wirkungsgrade

Gesamtwirkungsgrad	el. Wirkungsgrad	therm. Wirkungsgrad
$\eta_{Br} = \frac{P_{el} + P_{th}}{P_{Br}} \quad (2)$	$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_{Br}} \quad (3)$	$\eta_{th} = \frac{P_{th}}{P_{Br}} \quad (4)$

Folglich ist der Gesamtwirkungsgrad die Summe von elektrischem und thermischem Wirkungsgrad. Es ist zu beachten, dass die Wirkungsgrade sich in manchen Quellen nicht auf die Leistungen, sondern auf die übers Jahr kumulierten Energien beziehen und somit auch die Betriebscharakteristika mit abbilden (die richtige Bezeichnung dieses Parameters ist „Nutzungsgrad“.) Durch die zusätzliche Wärmeauskopplung nimmt der Gesamtwirkungsgrad – im Vergleich zur reinen Stromerzeugung – immer zu, obwohl in der Regel der elektrische Wirkungsgrad der KWK-Anlagen dann sinkt.

Die durchschnittlichen Volllast-Wirkungsgrade verschiedener Technologien sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Typische Wirkungsgrade von KWK-Anlagentypen [22] [25] [24]

KWK-Anlage	el. Wirkungsgrad [%]		Gesamtwirkungsgrad [%]
	von	bis	
DT	15	25	90
GT	30	42	85
Mikro-GT	20	33	85
GuD	35	53	90
Motor	25	49	90

Die Wirkungsgrade der KWK-Technologien hängen von verschiedenen Randbedingungen ab. Diese werden im Folgenden erläutert.

Zunächst ist der Wirkungsgrad eine Funktion der Anlagenkapazität.

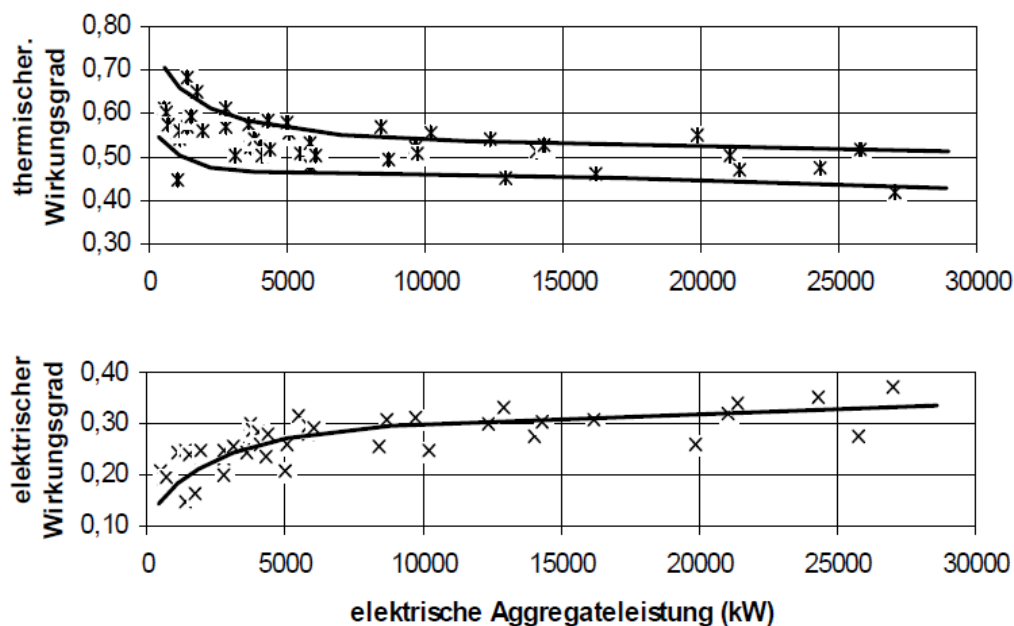


Abbildung 12: Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Kapazität bei Gasturbinen [15]

Trotz einer gewissen Streuung ist in Abbildung 12 deutlich zu erkennen, dass der elektrische Wirkungsgrad von Gasturbinen mit der Nennleistung des Aggregats steigt. Die eingezeichnete Kurve nimmt einen logarithmischen Verlauf an. Das gleiche gilt auch für Motoren [15]. Da die zusätzliche Abwärme durch die bei kleineren Anlagen geringeren elektrischen Wirkungsgrade zum Großteil ausgekoppelt werden kann, steigt der thermische Wirkungsgrad mit sinkendem elektrischen Wirkungsgrad und der Gesamtwirkungsgrad bleibt relativ konstant.

Darüber hinaus ist der Wirkungsgrad eine Funktion der Leistungsmodulation. Mit abnehmender Leistung sinkt der Gesamt-Wirkungsgrad der Anlage. Die verfügbaren Wirkungsgraddaten beziehen sich immer auf den Volllastbetrieb. Teillast-Kennlinien werden üblicherweise nicht veröffentlicht.

In Abbildung 13 ist am Beispiel eines Gasmotor-BHKWs der Firma „2G Energy AG“ dargestellt, wie sich der elektrische und der thermische Wirkungsgrad zwischen Mindestleistung und Nennleistung einer Anlage ändern können.

Bei modularem Aufbau können Teillasten ohne Wirkungsgradeinbußen abgedeckt werden, indem ein ganzer Block abgeschaltet wird und die anderen Blöcke mit Nennleistung bei maximalem Wirkungsgrad betrieben werden. Gasturbinen-Aggregate, die häufig in Teillast betrieben werden sollen, werden üblicherweise in zwei Einheiten aufgeteilt [15]. Bei Motor-HKW's kann die Gesamtleistung aus beliebig vielen Einheiten zusammengesetzt sein.

Genau wie die Leistung hängen auch die Wirkungsgrade der Gasturbinen von der Umgebungstemperatur ab.

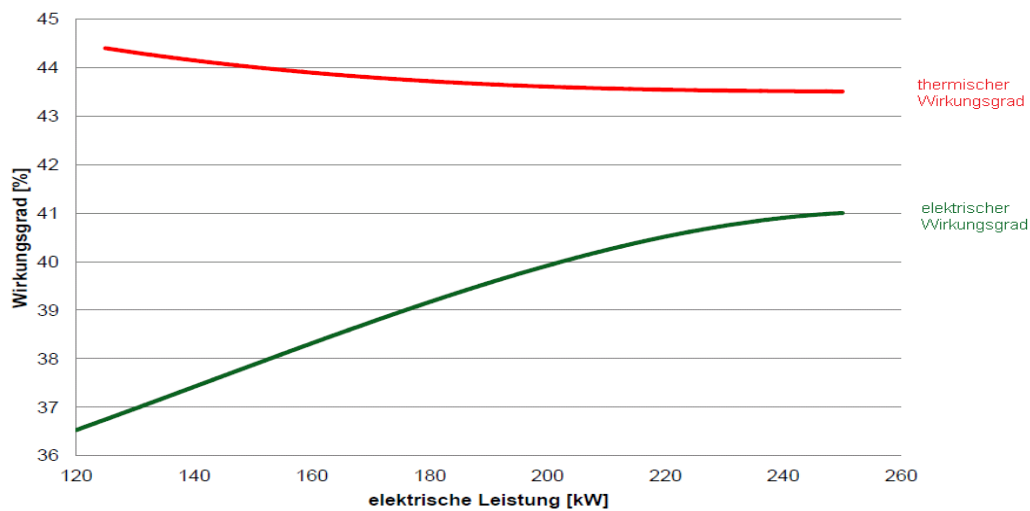


Abbildung 13: Beispielhafte Wirkungsgradverläufe über die Modulation eines Motor-BHKW [26]

Weiterhin ist der Gesamtwirkungsgrad von KWK-Anlagen abhängig von der Vor- und Rücklauf-temperatur des Wärmeträgermediums. Je mehr Abwärme aus dem Kühlwasserkreis übertragen werden kann, umso höher ist der thermische Wirkungsgrad und – da der elektrische Wirkungsgrad davon so gut wie nicht beeinflusst wird – der Gesamtwirkungsgrad.

Viele Hersteller von BHKWs geben daher den Gesamtwirkungsgrad ihrer Anlage in einem Kennfeld (siehe Abbildung 14) an. Je geringer sowohl die Rücklauf-temperatur als auch die Vorlauf-temperatur ist, umso mehr Wärmeleistung kann übertragen und genutzt werden und umso höher ist der Gesamtwirkungsgrad der Anlage.

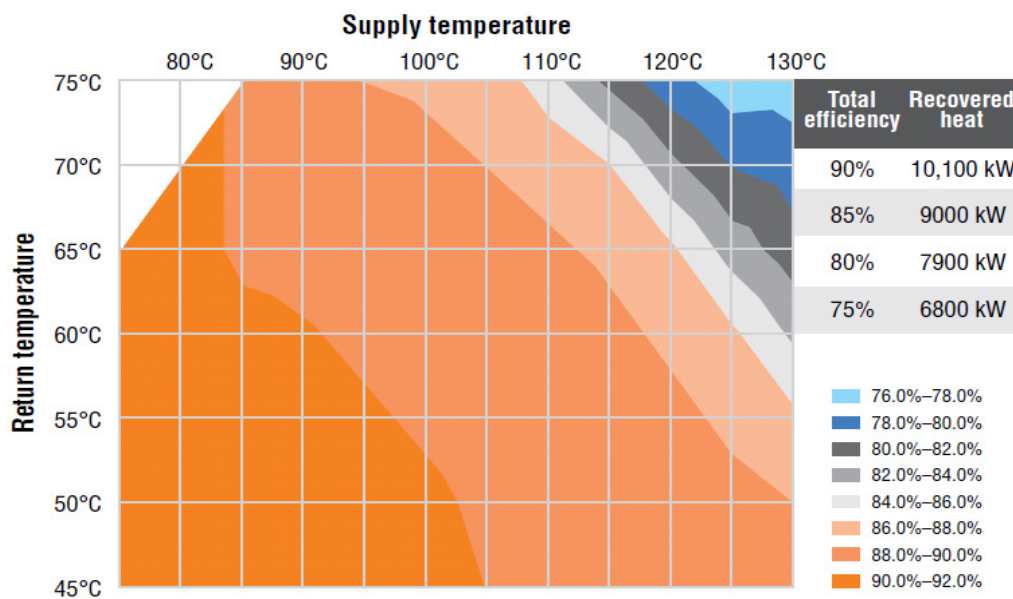


Abbildung 14: Beispiel eines Gesamtwirkungsgradkennfeldes über der Vor- u. Rücklauf-temperatur [17]

3.3.3. Stromkennzahl

Die Stromkennzahl S beschreibt das Verhältnis der Stromproduktion zur Wärmeproduktion der Anlage.

$$S = \frac{P_{el}}{P_{th}} \tag{5}$$

Aus der Definition der Stromkennzahl und den Definitionen der Wirkungsgrade wird klar, dass sich die Stromkennzahl ebenfalls als Verhältnis der Wirkungsgrade darstellen lässt.

$$S = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \frac{\eta_{el} P_{Br}}{\eta_{th} P_{Br}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} \tag{6}$$

Häufig wird für die Stromkennzahl ein fester Wert angegeben. Dieser bezieht sich dann auf die Nennleistung. Tatsächlich ändert sich das Kraft-Wärme-Verhältnis über den Leistungsbereich mit den Wirkungsgradfunktionen (siehe Abbildung 13). Typische Stromkennzahlen bei Nennleistung werden in Tabelle 6 aufgelistet.

Tabelle 6: Typische Stromkennzahlen von KWK-Anlagen [24]

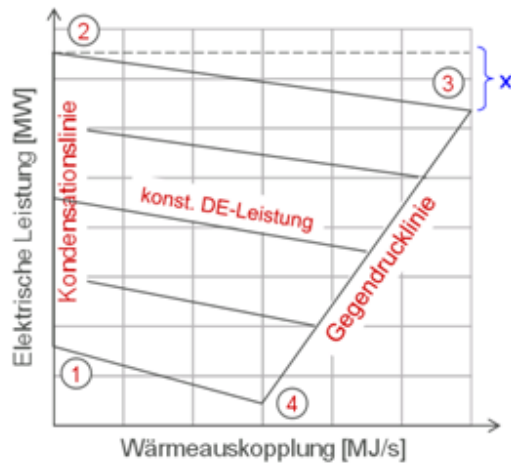
KWK-Anlage	Stromkennzahl	
	von	bis
DT	0,1	0,4
GT	0,3	0,6
GuD	0,4	1,0
Motor	0,4	1,3

Neben den KWK-Anlagen mit festen Stromkennzahlen, gibt es Anlagen, deren Stromkennzahl variabel ist. Hat eine Anlage nur eine feste Stromkennzahl, wird von **einem Freiheitsgrad** gesprochen. Ist die Stromkennzahl variabel, hat die Anlage **zwei Freiheitsgrade** [27].

Die meisten installierten Anlagen sind wärmegeführte Motor-BHKWs ohne Notkühlung und haben somit nur einen Freiheitsgrad, also eine feste Stromkennzahl.

Ist die Stromkennzahl variabel, bedeutet das immer, dass bei stromgeführtem Betrieb die bei der Stromproduktion anfallende Wärme nicht vollständig genutzt wird, sondern durch einen zusätzlich installierten Notkühler oder Abgasbypass Wärme abgeführt wird. Dabei ist zu beachten, dass der Anteil der elektrischen Leistung, die generiert wurde ohne die parallel erzeugte Wärme zu nutzen, im Sinne des KWKG nicht als KWK-Strom gilt [27]. Außerdem verschlechtert sich der Gesamtwirkungsgrad der Anlage.

Eine Ausnahme bilden lediglich Kondensationsdampfturbinen, bei denen die Änderung der Wärmeauskopplung auch eine Änderung der elektrischen Leistung bewirken kann. Daher liegen bei Kondensationsdampfturbinen die Stromkennzahlen in einem Kennfeld vor (siehe Abbildung 15).



1. Minimale Dampferzeugerleistung
Kondensationsbetrieb
2. Maximale Dampferzeugerleistung
Kondensationsbetrieb
3. Maximale Dampferzeugerleistung
max. Wärmeauskopplung
4. Minimale Dampferzeugerleistung,
volle Wärmeauskopplung

innerhalb des Kennfeldes ist
jeder Betriebspunkt möglich

DE: Dampferzeuger

- 2 → 3 x Stromverlust infolge steigender Wärmeauskopplung
3 → 2 x Stromgewinn infolge abnehmender Wärmeauskopplung

Abbildung 15: Stromkennzahl-Kennfeld einer Entnahme-Kondensations-Dampfturbine [28]

Aus dem Diagramm ist zu erkennen, dass bei konstant zugeführter Brennstoffleistung – und dem entsprechend konstanter Dampferzeuger-Leistung – durch zunehmende Wärmeauskopplung die gewonnene elektrische Leistung abnimmt. Auf der anderen Seite kann mit der Anlage auch nur Strom produziert werden, wenn gar keine Wärme vor der Turbine ausgekoppelt wird. Dann spricht man allerdings nicht mehr von Kraft-Wärme-Kopplung. Die Stromkennzahl liegt damit zwischen einem minimalen Wert und geht für reine Stromproduktion gegen unendlich. Die Steigung der Stromkennzahl ist für verschiedene zugeführte Brennstoffleistungen konstant. Der Anteil der Wärmeauskopplung an der gesamten eingesetzten Energie geht bei Nichtauskopplung von Nutzwärme zum Großteil in ungenutzte Kondensator-Abwärme über, wird aber auch zum Teil in Strom umgewandelt.

3.3.4. Leistungsgradient einer KWK-Anlage

Die Leistung einer KWK-Anlage ist zwischen Nennleistung und Mindestleistung variierbar. Dabei dauert die Leistungsänderung eine bestimmte Zeit.

Der Leistungsgradient (in der Literatur oft auch Lastgradient) ist das Verhältnis der Leistungsänderung zu der dazu benötigten Zeit, also die Leistungsänderungsgeschwindigkeit.

Die Limitierung entsteht aus den Kraftwerksvorgängen. So wird zum Beispiel durch eine plötzliche Leistungssteigerung auch genauso plötzlich eine größere Brennstoffleistung benötigt. Der Mahlkreislauf eines kohlebefeueren Dampfturbinen-HKWs – bestehend aus Vorlagebehälter, Dosierer, Mühle, Sieb und der Förderleitung zum Brenner – hat ein relativ großes Kohleinventar und stellt somit eine Trägheit dar [14].

Vor allem aber verursachen hohe Leistungsgradienten große Temperaturschwankungen und somit enorme Materialbelastungen. Dickwandige Bauteile des Dampferzeugers wie Sammler, Frischdampfleitungen u. ä. dürfen nur mit einer begrenzten Temperaturänderungsgeschwindigkeit beaufschlagt werden, da sonst die zulässigen Spannungswerte des Werkstoffs überschritten würden und es damit zu einem Spontanversagen oder einer langfristigen Schädigung des Werkstoffs kommen könnte [14].

Zur Flexibilisierung des Kraftwerksparks ist die Optimierung des Leistungsgradienten ein wichtiges Thema [10].

Angaben für Leistungsgradienten sind in der Regel über den gesamten Modulationsbereich konstant. In wenigen Quellen unterscheidet sich der elektrische Leistungsgradient vom thermischen. Zum Beispiel kann der thermische Leistungsgradient eines Verbrennungsmotors dem elektrischen zeitlich nachlaufen [29]. Dies ist mit dem thermischen Speichervolumen des Abhitzeessels zu begründen.

Der Stand der Technik und die heute üblichen Leistungsgradienten von verschiedenen Kraftwerks-Technologien sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt. Dabei sind die im heutigen bestehenden Kraftwerkspark üblichen Leistungsgradienten niedriger, als die beim heutigen Stand der Technik für Neu-Anlagen möglichen Leistungsgradienten. Die Leistungsgradienten von KWK-Anlagen sind vermutlich kleiner als die hier angegebenen, da der notwendige Dampferzeuger eine zusätzliche Trägheit darstellt.

Tabelle 7: Typische Leistungsgradienten [11] [30]

Kraftwerks-Typ	Leistungsgradient [% P_{Nenn} /min]	
	Stand der Technik	Heute üblich
DT	2 bis 5	1 bis 1,5
GT	10 bis 20	8
GuD	4	2
Motor	20 bis 35	

3.3.5. An- und Abfahrverhalten von KWK-Anlagen

Als gesonderte Formen der Leistungsänderung sind das Anfahren und das Abfahren der KWK-Anlage zu sehen. Auch um vom Stillstand bis zur Nennleistung zu erhöhen oder um von einer bestimmten Leistung zum Stillstand zu kommen wird eine bestimmte Zeit benötigt. Die Anfahrzeiten unterscheiden sich stark zwischen den unterschiedlichen KWK-Technologien.

Während des Starts einer Gasturbine muss zuerst der Kompressor seine Feuerungsgeschwindigkeit erreichen, dann folgt die Zündung des Brennstoffs und die Turbine beschleunigt auf eine sich selbst erhaltende Geschwindigkeit. Erst danach folgt die Synchronisation mit dem Genera-

tor und der Lastanschluss. Dabei gibt es eine Reihe thermodynamischer Grenzen für den Startvorgang. Die Luftstromgeschwindigkeit durch die Kompressor-Blätter ist limitiert, um einen Strömungs-Abriß zu vermeiden. Ferner gibt es Vibrations-Limits und eine obere Grenze der Turbinen-Eingangstemperatur, um das Material vor Ermüdung zu bewahren [31]. Zusätzlich zu den Limitierungen der Gasturbine sind bei GuD-Anlagen die Limitierungen des Abhitzekeessels zu beachten. Da hohe Abgastemperaturgradienten der Gasturbine das Material des Abhitzekeessels – der für den Dampfprozess notwendig ist – stark belasten, verzögert sich der Startvorgang der Gesamt-Anlage [31].

Am längsten dauert der Kaltstart einer Dampfturbinen-Anlage. Zunächst wird der Dampfkessel erwärmt. Dazu wird der Dampfkessel vom Wärmenetz und der Dampfturbine entkoppelt. Zum Aufheizen dienen Brenner, die zunächst Leichtöl und später Schweröl verbrennen, um kontinuierlich die Temperatur im Kessel zu erhöhen. Der Kessel wird bewusst langsam erhitzt, um Spannungsgrenzen des Kesselmaterials nicht zu überschreiten. Erst wenn der Kessel die von den deutschen Emissionsrichtlinien vorgeschriebenen Temperaturen (z.B. Müll 850°C, Steinkohle 720°C) erreicht hat, kann der eigentliche Brennstoff verbrannt werden. Dieser Vorgang dauert – je nach Kesselgröße – bis zu 30 Stunden. Im Anschluss wird die Leistung in weiteren etwa vier Stunden auf ihr Maximum gesteigert. Erst danach kann die Turbine wieder mit dem Kessel gekoppelt und Leistung generiert werden. Bis die Turbine ihre volle Drehzahl erreicht hat, vergehen weitere Stunden [32] [33].

Für die Flexibilität eines Kraftwerkes spielen die Startdauern eine große Rolle [10]. Dabei hängt die Anfahrzeit von der Temperatur der Anlage und des Kühlmediums ab. Es wird in Kaltstart, Warmstart und Heißstart unterschieden.

Per Definition ist ein Heizkraftwerk nach 48 Stunden Stillstanddauer abgekühlt und ein Startvorgang nach dieser Zeit wird **Kaltstart** genannt. Ein **Heißstart** erfolgt nach Stillstandszeiten von weniger als acht Stunden [11]. Startet eine Anlage zwischen diesen beiden Zeitgrenzen, spricht man von **Warmstart**. Hierbei handelt es sich lediglich um Richtwerte. Motor-BHKWs werden gegebenenfalls auch im Stillstand mit dem Rücklauf des Wärmenetzes warm gehalten.

Die folgende Darstellung (Abbildung 16) zeigt vereinfacht den Verlauf der Leistung thermischer Kraftwerke im Heißstart.

Die Darstellung in Abbildung 16 ist nicht speziell für KWK-Anlagen, daher bezieht sich die Leistung auf der y-Achse auf die elektrische Leistung. Bei KWK-Anlagen können thermische und elektrische Nennleistung unterschiedlich schnell erreicht werden [29].

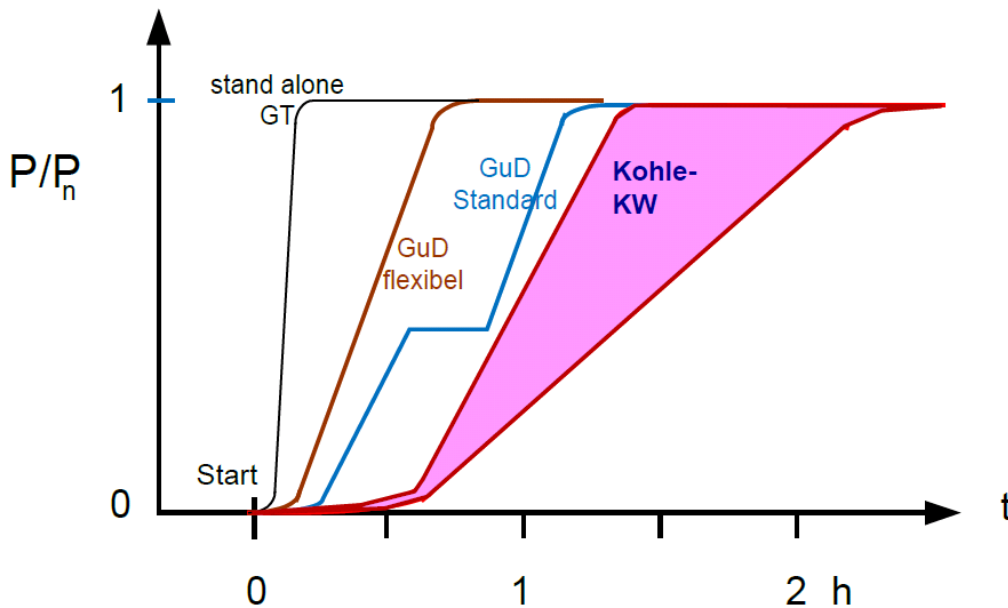


Abbildung 16: Typische Heißstart-Leistungsverläufe von thermischen Kraftwerken [11]

In der Literatur ist, wenn überhaupt, immer nur eine konstante Startdauer angegeben. Leider wird nicht definiert, ob die Zeit ab dem Einschalten per Knopfdruck oder ab der Zündung gemessen wird und auch nicht, ob der Startvorgang bei Erreichen der Nennleistung oder einer Teilleistung endet [31].

Die folgende Tabelle gibt die durchschnittlichen Anfahrdauern verschiedener Kraftwerkstechnologien an. Die Anfahrdauer von Motoren liegt bei wenigen Minuten [30]. Es ist zu erwarten, dass bis zur tatsächlichen Wärmebereitstellung von KWK-Anlagen mehr Zeit vergeht, da der dafür notwendige Abhitzekegel eine zusätzliche wesentliche Trägheit darstellt.

Tabelle 8: Typische Kaltstartdauern von KWK-Anlagen [11] [30]

Kraftwerks-Typ	Kaltstartdauer		Heißstartdauer		Einheit
	Heute üblich	Stand der Technik	Heute üblich	Stand der Technik	
DT	10	5 bis 8	3 bis 6	2,5 bis 4	h
GT	–	10	–	6	min
GuD	4	3	1,5	1	h

Ähnlich wie zum Anfahren brauchen die Anlagen auch zum Abfahren eine gewisse Zeit. So wird beispielsweise bei Dampfturbinen-HKW nach der Brennstoffzufuhr das Abkühlen des Kessels durch Ölbrenner verlangsamt, um den Temperaturgradienten und somit Spannungen im Material gering zu halten [32]. Zu Abfahrdauern konnten jedoch leider keine Daten in der Literatur gefunden werden.

3.3.6. Mindest-Stillstandzeit und –Betriebszeit von KWK-Anlagen

Da Ein- und Ausschaltvorgänge kostenträchtig sind, indem sie die Wartungsintervalle sowie die Lebensdauer der Anlage verkürzen, werden oft wirtschaftliche Mindest-Stillstandzeiten und Mindest-Betriebszeiten vorgegeben.

Zu technischen Mindeststillstandzeiten und Mindestbetriebszeiten sind kaum Informationen erhältlich. Bei gasbefeuerten Anlagen kann eine gewisse Zeit benötigt werden, um die Gasleitungen zu lüften, so dass keine Gasnester entstehen [34].

3.4. Analyse der Vermarktungsbedingungen von KWK-Strom

Entgegen den üblichen marktwirtschaftlichen Mechanismen wird in der Elektrizitätswirtschaft das Angebot an die schwankende Nachfrage angepasst. Die wesentlichen Bestandteile des Elektrizitätsmarktes sind der Handel über Börsen, wie die European Power Exchange (EPEX), und der bilaterale Handel außerhalb der Börsen. Regelleistung wird bereitgestellt und eingesetzt, um die Netzstabilität bei schwankender Einspeisung und Entnahme zu erhalten. In der Elektrizitätswirtschaft gibt es verschiedene Akteure, deren Aufgaben kurz nach [2] beschrieben werden.

- Die **Bundesnetzagentur** (BNetzA) ist die Regulierungsbehörde, die im liberalisierten Strommarkt auf Einhaltung des Wettbewerbs achtet.
- Für die Erhaltung der Netzstabilität gibt es den europäischen Netzregelverbund ENTSO-E, der in Regelzonen aufgeteilt ist. Die vier **Übertragungsnetzbetreiber** (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind die System-Operatoren der vier deutschen Regelzonen und betreiben die Höchstspannungsnetze (380 und 220 kV). Sie sind für den reibungslosen Netzbetrieb verantwortlich. Dazu müssen sie in ihrer jeweiligen Regelzone schwankende Einspeisungen und Entnahmen mit Regelenergie ausgleichen und für Spannungs- und Frequenzhaltung, sowie für die Schwarzstartfähigkeit sorgen. Schwarzstartfähigkeit bezeichnet die Fähigkeit eines Kraftwerks, bei einem Stromausfall ohne Strombezug aus dem Netz anzufahren.
- Die Betreiber liefern den in ihren Kraftwerken erzeugten Strom an Händler und Großkunden.
- **Bilanzkreisverantwortliche** (BKV) sind Lieferanten, die selbst Kraftwerke betreiben oder mit Strom handeln. Ein Bilanzkreis besteht aus den Entnahme- und Einspeisestellen eines Lieferanten innerhalb eines Übertragungsnetzes und muss keinem geographisch zusammenhängenden Gebiet entsprechen. Der BKV ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Entnahme und Einspeisung innerhalb seines Bilanzkreises verantwortlich. Er gibt dem ÜNB bis 14:30 Uhr am Vortag Fahrpläne im 15-Minuten Takt an, die er nach historischen und meteorologischen Daten erstellt hat. Dazu muss der BKV die Entnahme durch die Kunden in seinem Kreis prognostizieren. Selbst mit präziser Vorausplanung können Abweichungen von den geplanten Fahrplänen bspw. durch veränderte Abnahme der Kunden, Kraftwerksstörungen und die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien nicht vermieden werden.

- Bei Abweichungen von den angegebenen Fahrplänen muss der BKV für Ausgleichsenergie bezahlen. Dies wird in einem Bilanzkreisvertrag mit dem ÜNB geregelt. Der **Ausgleichsenergiepreis** (reBAP) wird für jede Viertelstunde berechnet und ist bundesweit gleich, wobei nicht nach der Ursache für das Ungleichgewicht differenziert wird. Durch die gleichzeitigen positiven und negativen Bilanzkreissalden in einer Regelzone stellen sich die BKV gegenseitig Ausgleichsenergie zur Verfügung. Die BKV sind zu einer viertelstündlichen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise verpflichtet. Einige halten jedoch an der stündlichen Bewirtschaftung fest, wodurch die Kosten für Ausgleichsenergie erhöht werden.
- Die Summe der Ungleichgewichte der Bilanzkreise in einer Regelzone ist das Ungleichgewicht der Regelzone, das der ÜNB durch Regelenergie ausgleichen muss. Die Kosten für die Regelenergie werden mit dem reBAP gedeckt [35].

3.4.1. Stromhandel an der Energiebörse EPEX

An der Energiebörse EPEX SPOT SE mit Sitz in Paris werden neben Strom auch Erdgas und CO₂-Zertifikate kurz- und langfristig gehandelt. In Deutschland und Österreich werden Spotmarkt-Kontrakte unter dem Namen **Phelix** (Physical Electricity Index) geführt. Der kurzfristige Spotmarkt wird in Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt aufgeteilt [36]. Die direkte Teilnahme an der Stromvermarktung über die EPEX ist nur für BKV möglich.

Im **Day-Ahead-Markt** der Strombörse bieten die Börsenteilnehmer mit einem Preis und einer Menge an und kennen dabei nur das eigene Angebot. Das Mindestvolumen einer Auktion beträgt 0,1 MW für einzelne Stunden oder Stundenblöcke. Die Auktion findet täglich um 12 Uhr statt, ab 12:40 Uhr werden die Ergebnisse veröffentlicht. Jede Stunde des nächsten Tages kann als Einzelstunde oder in Blöcken von mehreren Stunden gehandelt werden. Es gibt standardisierte Blockgebote für bestimmte Tageszeiten oder benutzerdefinierte Blöcke [36]. Nach Auktionsschluss werden alle Angebote und Nachfragen für jede Stunde und jedes Produkt zu zwei Kurven aggregiert (Abbildung 17). Der Schnittpunkt der Kurven bestimmt den **Market Clearing Price** (MCP) und die Menge des gehandelten Stroms. Unabhängig von den Geboten gilt der MCP für alle Geschäfte, die ausgeführt werden. Ausgeführt werden die Verkaufsangebote, deren Preis gleich oder niedriger ist als der MCP und die Kaufangebote, deren Preis gleich oder höher ist als der MCP (dies entspricht der linken Seite der Angebots- und Nachfragekurve) [2].

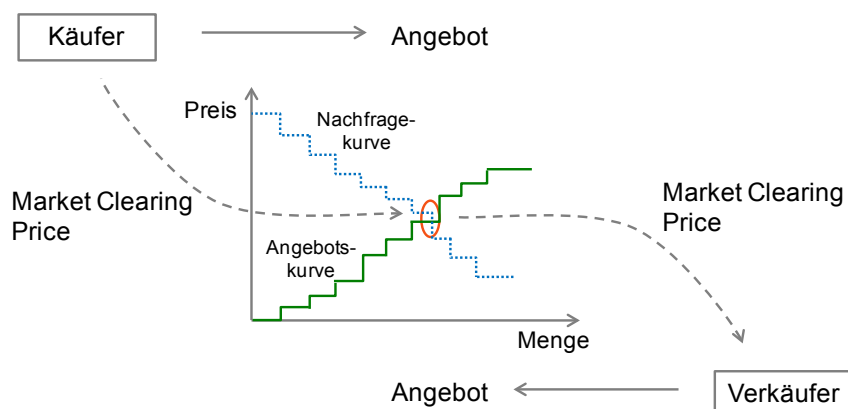


Abbildung 17: Skizze des Day-Ahead-Handels an der EPEX

Wenn alle Angebote mit den Grenzkosten der Kraftwerke abgegeben werden, dann entspricht die Angebotskurve der Merit-Order des Kraftwerksparks. Als **Merit-Order** wird die Reihenfolge der Kraftwerke bezeichnet, mit denen die Nachfrage am günstigsten gedeckt werden kann. Die Kraftwerke sind dabei nach den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung sortiert. Bei geringer Nachfrage ist der Preis niedrig und nur Kraftwerke mit geringen Grenzkosten können Strom verkaufen, bei hoher Nachfrage können auch Kraftwerke mit hohen Kosten Strom verkaufen [37].

Angebote ohne Preis (unlimitierte Angebote) werden abgegeben, wenn Kraftwerke betrieben werden müssen (**must run**). Dies ist bei Kernkraftwerken und anderen entweder wirtschaftlich oder technisch unflexiblen Anlagen der Fall. Bei Kraftwerken mit langen An- und Abfahrzeiten sind auch die Zeiten vor und nach dem Einsatz wichtig für die Wirtschaftlichkeit. Wenn ein Kraftwerk gedrosselt wurde und der Preis danach stark ansteigt, kann der Betreiber nicht kurzfristig reagieren und hat dadurch einen Gewinnausfall. Deshalb wird er das Kraftwerk in Stunden mit niedrigen Preisen unter den Grenzkosten verkaufen, wenn er danach höhere Marktpreise erwartet.

Auch erneuerbare Energien sind **must run**-Kraftwerke. Nach dem Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) müssen die ÜNB den Strom aus erneuerbaren Energien abnehmen und am Day-Ahead-Markt unlimitiert verkaufen. Im Intraday-Markt können noch Prognoseungenauigkeiten ausgeglichen werden, jedoch muss der gesamte eingespeiste Strom vermarktet werden. Differenzen zwischen Kauf- und Verkaufspreisen werden über die EEG-Umlage auf die Verbraucher umgelegt. Wenn nun eine große Menge Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist wird, verschiebt sich die Merit-Order, der Preis sinkt und teurere Kraftwerke können nicht mehr vermarktet werden. Dies wird als **Merit-Order-Effekt** bezeichnet.

Wenn sich Betreiber die Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks berechnen, können sie feststellen, welche Kraftwerke bereits in Betrieb sind und welche noch verfügbar sind und nicht verkauft werden können. Wenn niedrige Preise erwartet werden, können regelbare Kraftwerke abgeschaltet und stattdessen der Strom an der Börse für einen Preis unter dem Verkaufspreis des Kraftwerks eingekauft werden [38].

Im **Intraday-Markt** kann Strom in 15 Minuten Perioden, Einzelstunden oder Blockgeboten mit mehreren Stunden gehandelt werden. Ab 15 Uhr ist der Handel für den nächsten Tag geöffnet und es kann bis 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden, siehe Abbildung 18.

Im Fall des Intraday-Handels werden die Preise und Volumina der Aufträge für Kauf (Bid) oder Verkauf (Ask) in ein offenes elektronisches Orderbuch eingegeben und automatisch gegenüber gestellt. Dabei stehen die besten Preise oben, das sind der höchste Kaufpreis und der niedrigste Verkaufspreis. Ein hereinkommendes Gebot wird zu seinem besten Preis ausgeführt. Alle Abschlüsse werden in dem Orderbuch angezeigt und sind für die Teilnehmer sichtbar.

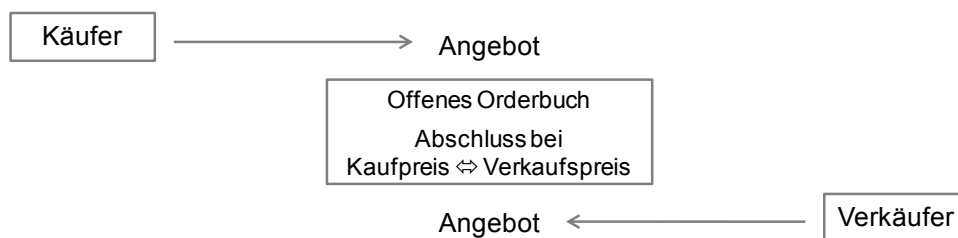


Abbildung 18: Skizze des Intraday-Handels an der EPEX

Über den Intraday-Handel können überschüssige Strommengen kontinuierlich verkauft und zusätzlicher Strom gekauft werden, dadurch werden Fahrplanabweichungen minimiert oder die Strombeschaffung wirtschaftlich optimiert. Erst nach der Vermarktung am Day-Ahead-Markt ist die Teilnahme am Intraday-Markt möglich, um Prognosen zu korrigieren. Der gemeldete Fahrplan und die Vermarktung über den Day-Ahead-Markt müssen übereinstimmen. Das wird auch geprüft, so dass keine Spekulationen mit der Vermarktung über den Intraday-Markt möglich sind. Jedoch können die Daten der Vergangenheit analysiert und die Zeit der Vermarktung am Intraday-Markt in Zeiten mit statistisch hohen Preisen oder entsprechender Wetterprognose gelegt werden. Dadurch wird die Volatilität anderer Marktteilnehmer ausgeglichen und somit der Bedarf an Regelenergie reduziert. Deshalb ist trotz der zunehmenden volatilen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in den letzten Jahren der Einsatz von Regelenergie nur leicht angestiegen. Die Vermarktung über den Intraday-Markt hat in den letzten Jahren stark zugenommen [39].

Der Handelszeitraum ab 15 Uhr des Vortages bedeutet, dass bspw. der Handel für die Stunde 12 des nächsten Tages 19,25 Stunden lang bis 10:15 Uhr möglich ist. In diesem langen Zeitraum spielt auch die Psychologie eine große Rolle. Wenn Ereignisse (wie z.B. ein Kraftwerksausfall) eintreten, müssen die Bieter schnell und richtig reagieren und dürfen sich durch widersprüchliche Reaktionen anderer Teilnehmer nicht ablenken lassen. Wer erst kurz vor der Lieferung handelt, geht deutlich geringere Risiken ein, kann aber auch nicht so stark von unvorhergesehenen Ereignissen profitieren. Gerade das Wetter hat einen sehr starken Einfluss auf den Intraday-Handel, da es sich kurzfristig und regional schnell ändern kann [38].

3.4.2. Der Regelleistungsmarkt

Durch die fehlende Speicherfähigkeit des Stromnetzes muss die Leistungsbilanz über Entnahmen und Einspeisungen jederzeit im Gleichgewicht sein und nach Abweichungen innerhalb von Sekunden wieder ausgeglichen werden. Um dies zu gewährleisten, sind die ÜNB für die Leistungs-Frequenz-Regelung verantwortlich, die im Folgenden nach [35] beschrieben wird. Technisch gesehen muss dazu die Netzfrequenz um den Sollwert von 50 Hz gehalten werden. Der Ausgleich der Netzfrequenz über Regelenergie erfolgt in mehreren Schritten:

Der **momentane Bilanzausgleich** erfolgt über die kinetische Energie der rotierenden Schwungmassen im Verbundsystem (v.a. Synchrongeneratoren). In einem automatischen Prozess werden die Schwungmassen abgebremst, wenn ein Leistungsdefizit vorliegt oder beschleunigt, wenn zu viel Leistung im Netz ist. Da Synchrongeneratoren in ihrer Frequenz starr an das Netz gekoppelt sind, erfolgt sofort ein Frequenzabfall oder -anstieg im Netz.

Bei einer Frequenzabweichung von über 10 mHz ist der Einsatz von **Regelenergie** notwendig. Dabei wird je nach Dauer der Störung zwischen drei verschiedenen schnell einsetzbaren Regelenergiequalitäten unterschieden (Abbildung 19). **Primärregelenergie** (PRL) wird zur schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz in den ersten 30 Sekunden nach der Störung aktiviert. Nach 30 Sekunden beginnt der Einsatz von **Sekundärregelenergie** (SRL), die nach 5 Minuten die PRL ablöst, damit diese wieder zur Verfügung steht. Nach 15 Minuten wird die **Minutenreserve** (MRL) eingesetzt.

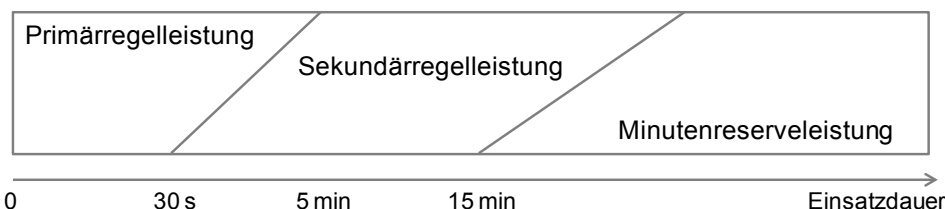


Abbildung 19: Regelenergiequalitäten nach Einsatzdauer

Diese Qualitäten werden im Fall eines Leistungsdefizits als positive (Leistungsbereitstellung) und bei einem Leistungsüberschuss als negative (Leistung abregeln) Regelenergie eingesetzt. Die Summe der positiven und negativen Regelenergie ist das Regelband.

Die PRL wird automatisch durch die Kraftwerke selbst aktiviert, die die Netzfrequenz messen und danach regeln. Die Deaktivierung der PRL und die Rückführung der Frequenz auf den Sollwert werden durch den Einsatz von SRL realisiert.

SRL wird automatisch in der Regelzone eingesetzt, in der die Ursache für die Störung liegt. Die Erkennung der Störung der Systembilanz und die Reserveanforderung funktionieren über einen Leistungs-Frequenz-Regler, der von jedem ÜNB in seiner Regelzone betrieben wird. Dabei werden wie bei der PRL schnell regelbare Kraftwerke benötigt, die jedoch auch für einen längeren Zeitraum Energie liefern können. Bei längeren Störungen wird SRL durch MRL abgelöst, die ebenfalls elektronisch aktiviert wird. MRL wird von Pumpspeicher- oder Speicherkraftwerken,

Gasturbinenkraftwerken oder aus der Warmreserve von schnell startenden thermischen Kraftwerken bereitgestellt.

In Deutschland kooperieren die ÜNB seit 2010 in einem **Netzregelverbund**, in dem SRL und MRL gemeinsam ausgeschrieben und kostenoptimal aktiviert werden. In dem gemeinsamen Regelleistungsmarkt bieten die Anbieter ihre Leistung allen ÜNB an. Der Regelleistungsbedarf und die Kosten für den Einsatz von Regelenergie wurden mit der Einführung des Netzregelverbunds reduziert.

Die Bereitstellung (Kapazität) und Lieferung (Energienmenge) von Regelenergie wird durch die ÜNB ausgeschrieben und getrennt vergütet. Die Anbieter geben in einer Auktion Leistungs- und Arbeitspreisangebote ab. Die Anbieter zur Bereitstellung der ausgeschriebenen Regelleistung werden anhand einer Merit-Order der Leistungspreisangebote ausgewählt. Unter den nach Leistungspreis bezuschlagten Anbietern wird die erforderliche Regelenergie anhand einer Merit-Order der Arbeitspreisangebote abgerufen. Die Vergütung erfolgt nach dem Pay-as-bid Prinzip, wobei jeder Anbieter für die Bereitstellung den von ihm angebotenen Leistungspreis und im Fall des Abrufs den von ihm angebotenen Arbeitspreis erhält.

Die Vergütungen der Anbieter werden nach jedem Monat von dem ÜNB abgerechnet, in dessen Regelzone die Anlage zur Erbringung der Regelenergie angeschlossen ist. Dabei zahlen die ÜNB die Leistungspreise und legen die Arbeitspreise über den Ausgleichsenergiepreis auf die BKV um. Die ÜNB vereinbaren für die Vorhaltung und den Einsatz von Regelenergie zwischen ihren Regelzonen Ausgleichszahlungen untereinander.

In einem **Präqualifikationsverfahren** wird sichergestellt, dass ein Betreiber mit seiner Anlage die Anforderungen erfüllt, die für die Bereitstellung von Regelleistung gefordert sind. Ein Anbieter kann sich für eine oder mehrere Qualitäten präqualifizieren. Nach erfolgreicher Präqualifikation wird ein Rahmenvertrag mit dem ÜNB abgeschlossen und es darf mit der Anlage Regelleistung angeboten werden. Die Bereitstellung erfolgt in der Regelzone des ÜNB, mit dem der Vertrag geschlossen wurde.

MRL wird in sechs Zeitscheiben von jeweils vier Stunden am Tag bereitgestellt. Um 10 Uhr werden die Angebote für den nächsten Tag abgegeben. Es müssen mindestens 5 MW Leistung angeboten werden und bei einem Abruf muss die Leistung innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein.

Für alle Arten der Regelleistung muss eine Verfügbarkeit von 100 % gewährleistet werden [40]. Wenn die angeforderte Regelleistung bei Abruf nicht geliefert werden kann, muss der Betreiber Strafe zahlen und der Vertrag kann durch den ÜNB gekündigt werden.

Ein Betreiber kann höchstens die Leistung anbieten, für die die Anlage präqualifiziert ist, eine Aufteilung der Leistung in mehrere Angebote mit verschiedenen Preisen ist möglich. Dadurch kann die Wahrscheinlichkeit eines Abrufes erhöht werden.

Wenn ein Anlagenbetreiber aufgrund eines Abrufs von Regelenergie seinen Fahrplan nicht einhält, fallen dafür keine Ausgleichszahlungen an. Der ÜNB gleicht die abgerufene Regelenergie bilanziell aus [39].

3.4.3. Analyse der Stromvermarktung

Durch eine Analyse der Daten über Regelleistung und die Stromvermarktung an der EPEX wurden die gezahlten Preise und die Struktur der Vermarktungsarten herausgearbeitet. Die aufbereiteten Daten wurden zu Überlegungen zu Angebotsstrategien herangezogen und in der Modellerstellung berücksichtigt.

In den folgenden Kapiteln werden die Bearbeitung der Daten und die Ergebnisse beschrieben. Dabei wird die Vermarktung von Strom als MRL, SRL und über die Strombörse EPEX in den Jahren 2012, 2013 und 2014 betrachtet.

Auf der Internetseite der EEX können Preise und Volumina des gehandelten Stroms in stündlicher Auflösung heruntergeladen werden [41]. Für die Analyse wurde der Phelix gewählt, der als Preisindex den deutschen Strommarkt repräsentiert.

In Tabelle 9 sind die minimalen, maximalen und mittleren an der EPEX gehandelten Preise in den Jahren 2012, 2013 und 2014 aufgeführt. Die Kennwerte wurden auf Grundlage von Stundendaten gebildet. Der durchschnittliche Stundenpreis ist jedes Jahr im Vergleich zum Vorjahr gefallen. Der Unterschied zwischen minimalem und maximalem Preis war im Jahr 2012 am größten, 2014 sind die Preise deutlich weniger extrem.

Tabelle 9: An der EPEX gehandelte Preise (Phelix) [41] [42]

		2012	2013	2014
Preis min	€/MWh	- 222	- 100	- 65
Preis max	€/MWh	210	130	88
Preis Mittelwert	€/MWh	43	38	33

Abbildung 20 zeigt den Verlauf des Preises an der EPEX im Jahr 2012. Die minimalen und maximalen Preise treten in den Wintermonaten auf. In den Sommermonaten sind die Schwankungen vergleichsweise gering. In den Jahresverläufen sind das Absinken der Preise und die Abnahme der Schwankungsbreite von 2012 bis 2014 deutlich zu sehen.

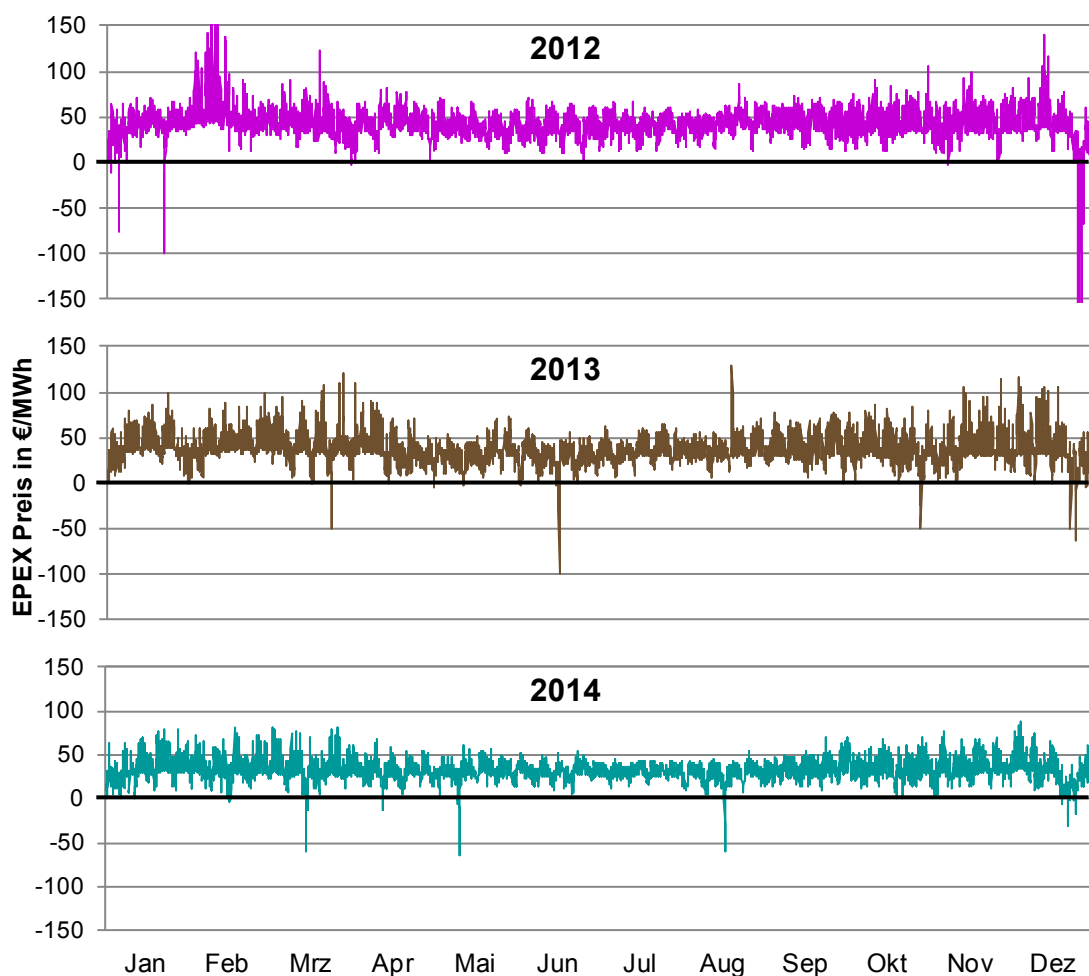


Abbildung 20: Jahresverlauf der Preise an der EPEX (Phelix) in den Jahren 2012, 2013 und 2014

3.4.3.1. Daten des Regelleistungsmarkts

Auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB werden Daten über die für einen Angebotszeitraum ausgeschriebene, angebotene und abgerufene Regelleistung veröffentlicht [43]. In der Ausschreibung wird die Summe der voraussichtlich benötigten Leistung in der jeweiligen Zeitscheibe angegeben. Die Liste der Angebote ist anonymisiert und beinhaltet die angebotene Leistung je Anbieter mit Leistungs- und Arbeitspreis. Es ist außerdem vermerkt, ob ein Anbieter den Zuschlag nach Leistungspreis erhalten hat oder nicht. Die insgesamt abgerufene Leistung wird in Mittelwerten über 15 min veröffentlicht. Die Daten wurden für die Jahre 2012 und 2013 für den ganzen Netzregelverbund der vier ÜNB gemeinsam analysiert.

Ob und in welcher Höhe die angebotene Leistung eines bestimmten Anbieters abgerufen wurde, geht aus den Daten nicht hervor. Bei negativer MRL und SRL kommt es häufig vor, dass Anbieter mit negativem Arbeitspreis anbieten. Das bedeutet, sie zahlen für die Erbringung der Regelleistung an den ÜNB. Bei einem Abruf von negativer Regelleistung wird die Leistung der

Anlage reduziert und die Grenzkosten für die abgerufene Leistung fallen nicht an. Deshalb kann ein Betreiber bis zum Betrag der Grenzkosten mit negativem Arbeitspreis anbieten. Wenn z.B. ein Kraftwerk mit Grenzkosten von 60 €/MWh produziert, kann der Betreiber mit -59 €/MWh anbieten und macht dabei 1 €/MWh Gewinn. Dabei müssen noch die veränderten Wirkungsgrade bei reduzierter Leistung beachtet werden, dann liegt der negative Preis etwas höher (z.B. bei -54 €/MWh).

Auf der Lastseite kann mit einem Stromverbraucher mit hoher Leistung negative Regelleistung angeboten werden. Wenn in diesem Fall bspw. mit einem Arbeitspreis von -10 €/MWh angeboten wird, liegt der Preis für den Strombezug niedriger als der durchschnittliche Börsenpreis. Durch die negative Regelleistung, die durch Verbraucher bereitgestellt wird, und durch die negativen Angebotspreise sinken die Preise für Regelleistung immer weiter ab [39].

Von den Angeboten für MRL und SRL wurden in der Analyse nur die beachtet, die den Zuschlag erhalten haben. Aus den bezuschlagten Angeboten wurden der minimale und maximale Leistungspreis für jede Zeitscheibe (4 h bei MRL, 7 Tage HT und NT bei SRL) herausgefiltert. Die Hochtarifzeit (HT) für SRL gilt von Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr, außer an Feiertagen. Die Niedertarifzeit (NT) umfasst alle anderen Zeiten. Für die beiden Zeitscheiben beachten die ÜNB die bundesweiten Feiertage.

Um die abgerufenen Angebote und die gezahlten Arbeitspreise berechnen zu können, wurde die Angebotsliste nach Arbeitspreis sortiert und die angebotene Leistung in einer Zeitscheibe aufsummiert, bis die Leistung des Abrufs in der betrachteten Viertelstunde erreicht war.

Der höchste gezahlte Arbeitspreis in einer Viertelstunde ist der Preis des letzten (teilweise) abgerufenen Angebots. Da mit dem letzten Angebot die Summe der abgerufenen Leistung meist schon überschritten wird, wurde jeweils der Preis des vorletzten Angebots als Grenzarbeitspreis betrachtet. Dadurch kann in der Simulation die Annahme getroffen werden, dass immer das gesamte Angebot abgerufen wird, auch wenn mit dem Grenzarbeitspreis angeboten wurde. Auf diese Art wurden der minimale und der maximale Arbeitspreis herausgefiltert sowie der Mittelwert der gezahlten Arbeitspreise für jeden Abruf (pro Viertelstunde) berechnet.

Bei einigen Abrufen war die Summe der angebotenen Leistung zu gering für die abgerufene Leistung. In diesem Fall wurde der Preis des letzten Angebots als Grenzarbeitspreis genommen. In der Praxis müssen die ÜNB die fehlende Regelleistung durch andere Verträge ausgleichen.

Bei der Ausschreibung der SRL können die ÜNB Kernanteile kennzeichnen. In den analysierten Daten kommt das jedoch selten vor. Diese Leistungsanteile müssen dann in der Regelzone des jeweiligen ÜNB erbracht werden. Dadurch kann die Reihenfolge der bezuschlagten und abgerufenen Angebote von der Sortierung nach den Angebotspreisen abweichen. Dieser Ausnahmefall wurde für die Modellbildung in Trnsys nicht berücksichtigt. Arbeitspreise von Abrufen unter der Mindestangebotsleistung von 5 MW wurden herausgefiltert, da sie in der Simulation nicht beachtet werden.

Die tatsächliche Abrufstruktur von Regelernergie ist aus den veröffentlichten Daten mit den Mittelwerten über 15 Minuten nicht sichtbar. Fachkundige Personen bestätigten, dass MRL über jeweils 15 Minuten abgerufen wird [44] [45]. Andere Quellen besagen, dass der Abruf ganz un-

terschiedlich lang sein kann und nicht planbar ist [39] [38] [46]. Die Dauer des Abrufes ist dem Betreiber erst nach dem Abruf bekannt. Genaue Abrufdaten wären auch für Energiehändler und Kraftwerksbetreiber von Vorteil.

Es wird angenommen, dass ein Abruf bei jedem Anbieter mindestens 15 Minuten mit der angebotenen Leistung erfolgt. Ob die Anlage länger abgerufen wird, hängt von dem angebotenen Arbeitspreis und der Abrufleistung in den folgenden Viertelstunden ab.

Durch diese Annahme kann die abgerufene Arbeit und die Vergütung, die der Anlagenbetreiber im Fall des Abrufs erhält, zumindest annähernd berechnet werden. Diese Vorgehensweise wurde mit Betreibern und Energiehändlern besprochen und als gute Annäherung bestätigt [45] [46] [39].

3.4.3.2. Ergebnisse der Datenanalyse

Um eine Aussage darüber treffen zu können, mit welcher Qualität der Regelleistung höhere Preise erzielt werden können, werden MRL und SRL verglichen.

Tabelle 10 zeigt die Zusammenstellung der ermittelten Kennwerte positiver und negativer MRL und SRL der Jahre 2012 und 2013. Der Grund für die deutlich geringere Anzahl von Angeboten bei der SRL ist, dass die beiden Zeitscheiben fünf bis sieben Tage dauern, während bei der MRL eine Zeitscheibe nur vier Stunden umfasst.

Die Anzahl der Abrufe und die Summe der abgerufenen Leistung sind bei der SRL höher als bei der MRL. Die mittlere Leistung eines Abrufes von MRL lag jedoch höher als bei SRL.

Tabelle 10: Kennwerte von MRL und SRL der Jahre 2012 und 2013 (MRL: Minutenreserveleistung, SRL: Sekundärregelleistung)

Angebote		MRL 2012		MRL 2013		SRL 2012		SRL 2013	
		positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ
Minimum	MW	5	5	5	5	5	5	5	5
Maximum	MW	210	175	400	200	124	120	120	100
Mittelwert	MW	11	13	11	12	31	24	29	24
Anzahl Angebote		366.491	399.951	487.774	492.392	7.280	9.950	7.865	9.462
Abrufe									
Anzahl Abrufe		3.136	3.335	1.572	2.703	35.035	34.930	35.010	35.033
Abruf min (Betrag)	MW	1	0	5	5	0,002	0,002	0,002	0,003
Abruf max (Betrag)	MW	2.426	2.481	2.447	2.716	2.111	2.245	2.125	2.234
Abruf Mittelwert (Betrag)	MW	735	802	622	678	240	300	225	318
Abruf Summe (Betrag)	MW	2.304.389	2.673.550	977.017	1.832.229	8.418.888	10.528.619	5.830.128	9.255.773
Preise									
Leistungspreis min	€/MW	0	0	0	0	5	19	26	239
Leistungspreis max	€/MW	120	352	90	517	704	49.999	3.033	20.001
Leistungspreis Mittelwert	€/MW	3	12	4	23	216	899	652	963
Arbeitspreis min	€/MWh	0	-40	39	-34	60	-37	55	-33
Arbeitspreis max	€/MWh	1.500	1.510	1.600	5.000	676	500	1.140	3.900
Arbeitspreis Mittelwert	€/MWh	170	44	150	56	84	-14	71	-10

Sowohl bei MRL als auch bei SRL sind die Leistungspreise in beiden Jahren für negative Regelleistung höher als für positive. Die maximalen und auch die mittleren gezahlten Leistungspreise waren für negative SRL in beiden Jahren sehr hoch. Vermutlich spiegeln diese hohen

Preise den Aufwand wider, den die Kraftwerksbetreiber mit der Bereitstellung von SRL über sieben Tage haben.

Die mittleren Arbeitspreise liegen für die positive MRL und SRL höher als für negative. Negative Arbeitspreise treten bei beiden Qualitäten für negative Regelenergie häufig auf, bei SRL bleibt sogar der mittlere Arbeitspreis in beiden Jahren negativ. Mit MRL wurden in beiden Jahren höhere maximale und höhere mittlere Arbeitspreise erzielt. Bei SRL ist es jedoch, abhängig von dem Angebot, wahrscheinlicher abgerufen zu werden, da die Anzahl an Abrufen insgesamt höher ist.

Abbildung 21 zeigt die maximal gezahlten Leistungs- und Arbeitspreise der beiden Qualitäten. Bei MRL wird im Fall eines Abrufs mit den höheren Arbeitspreisen mehr Erlös erzielt, bei SRL wird die Bereitstellung schon besser vergütet, was jedoch die niedrigeren Arbeitspreise nicht ausgleichen kann. Vor allem für negative SRL können die Leistungspreise sehr hoch werden.

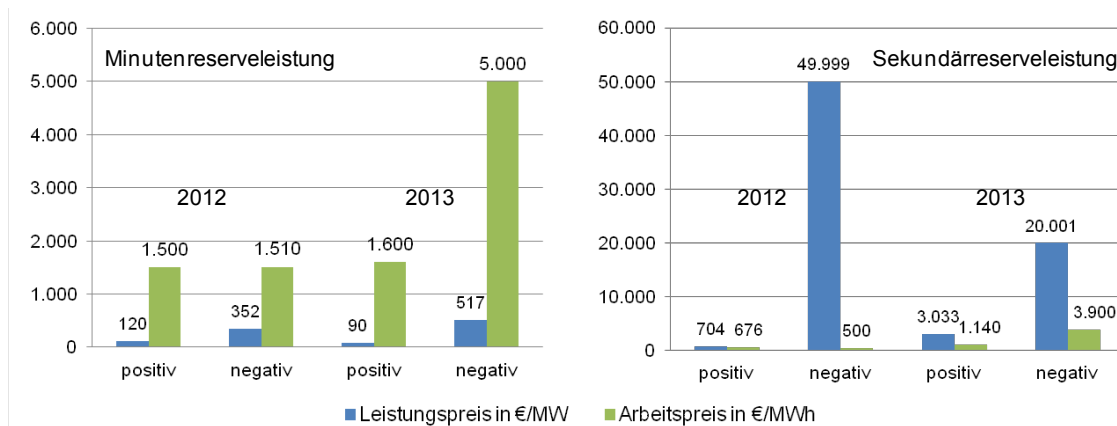


Abbildung 21: Maximal gezahlte Leistungs- und Arbeitspreise für MRL und SRL (2012 und 2013)

In Abbildung 22 ist der Tagesverlauf der Abrufleistung und der mittleren Arbeitspreise für den 16.04.2012 dargestellt. Die positiven und negativen Abrufe wechseln sich in etwa ab. Bei positiver SRL verläuft der mittlere Arbeitspreis mit den Schwankungen der Abrufleistung. Dies ist bei negativer SRL weniger stark ausgeprägt, die Preise liegen hier meist im negativen Bereich.

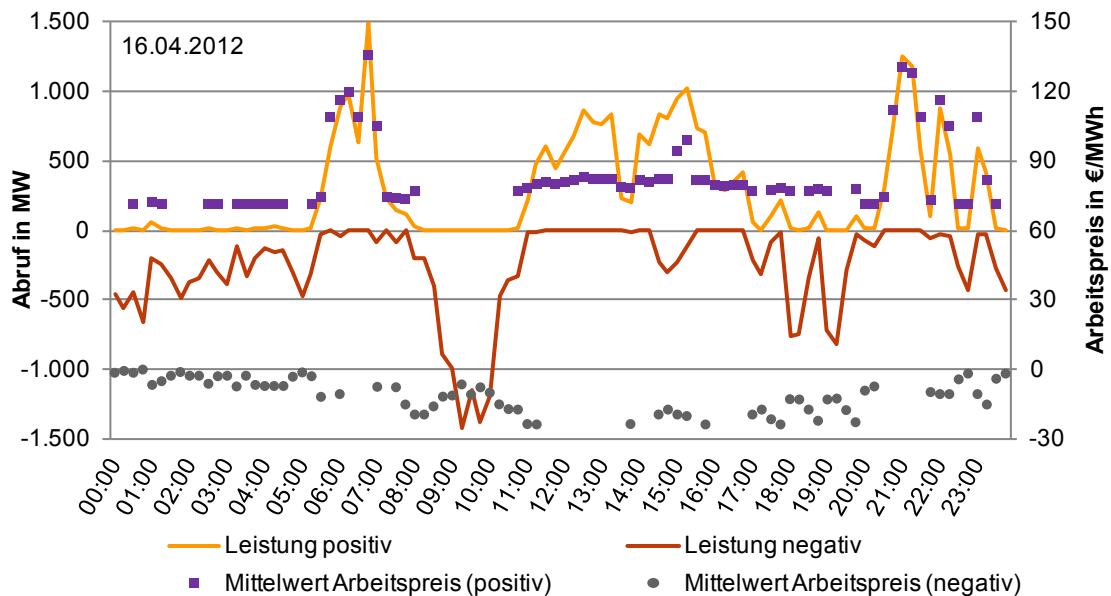


Abbildung 22: Abrufleistung und mittlere Arbeitspreise von SRL am 16.04.2012

Für einen Vergleich der Preise für Regelleistung und die Vermarktung über die EPEX werden die Monatswerte herangezogen. Dadurch werden auch saisonale Schwankungen analysiert. In Abbildung 23 werden die monatlichen mittleren Arbeitspreise für MRL und SRL und die Preise an der EPEX für das Jahr 2012 miteinander verglichen. Bei der positiven MRL gibt es eine hohe Preisspitze im Februar, die in der negativen MRL etwas schwächer gespiegelt wird. Die Preise für positive Regelleistung sind höher als für negative. Die Preise für MRL liegen über den Preisen für SRL. Für negative SRL sind die Durchschnittspreise negativ. Bei der SRL sind die Verläufe der Preise für HT- und NT-Zeiten sehr ähnlich.

In den Sommermonaten liegen die Arbeitspreise für positive Regelleistung etwas niedriger und in den Wintermonaten etwas höher, die Preise für negative Regelleistung sind dazu gespiegelt. Die mittleren Preise an der EPEX sind über das Jahr recht ausgeglichen und liegen bei etwa 50 €/MWh.

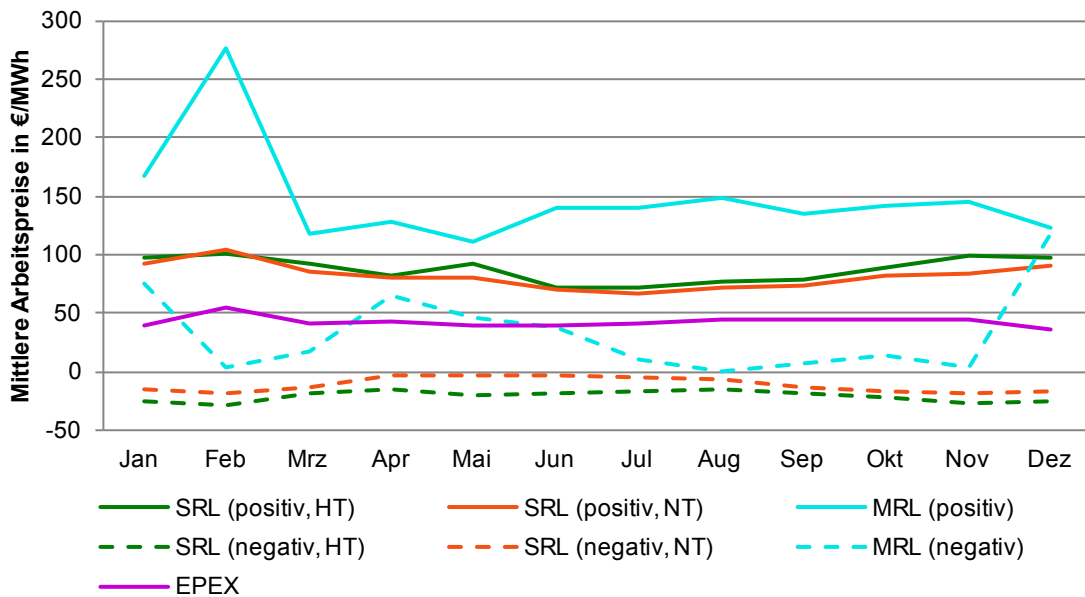


Abbildung 23: Monatliche mittlere Arbeitspreise von MRL, SRL und EPEX (Jahr 2012)

Die Arbeitspreise für das Jahr 2013 haben einen ganz ähnlichen Verlauf, weshalb sie hier nicht dargestellt sind. Nur bei der MRL gibt es Abweichungen. Die Preise für positive MRL lagen zwischen 100 und 200 €/MWh und waren im Juni, September und Oktober am höchsten. Für negative MRL lagen die Preise unter 50 €/MWh, im Januar wurde der höchste Preis mit 163 €/MWh im Durchschnitt gezahlt.

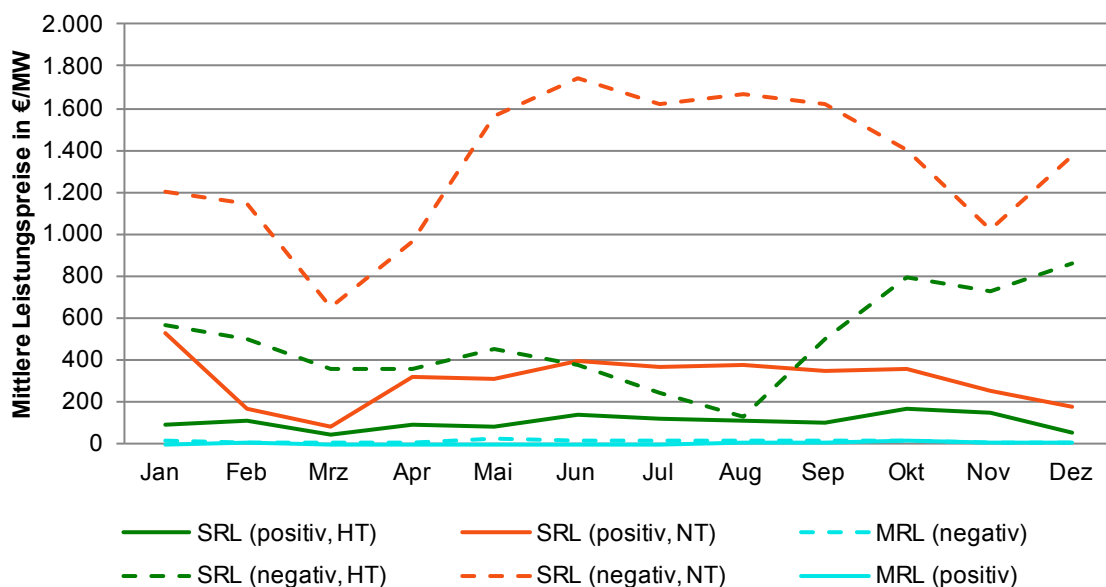


Abbildung 24: Monatliche mittlere Leistungspreise für SRL und MRL im Jahr 2012

In Abbildung 24 sind die monatlichen mittleren Leistungspreise für SRL und MRL im Jahr 2012 abgebildet. Wie schon im vorherigen Abschnitt festgestellt, liegen die Leistungspreise für SRL deutlich über den Arbeitspreisen. Der Verlauf der Preise für MRL ist in dem Diagramm nicht zu erkennen, diese werden im Folgenden noch genauer betrachtet. Die Leistungspreise für negative SRL in der NT-Zeit sind am höchsten, die für positive SRL in der HT-Zeit am niedrigsten. In den Sommermonaten können nachts und am Wochenende mit negativer SRL die höchsten Erlöse erzielt werden.

Im Jahr 2013 waren ebenfalls die mittleren Leistungspreise der positiven SRL (NT) am höchsten (nicht dargestellt), die maximalen Preise wurden jedoch im Januar und Dezember erreicht und nicht im Sommer wie im Jahr 2012. Die Preise der positiven SRL sind im Verlauf des Jahres gestiegen, von unter 400 €/MW im Januar auf über 800 €/MW im Dezember.

Aus der Analyse lässt sich schließen, dass die Leistungspreise für SRL jedes Jahr einen ganz anderen Verlauf haben können und weit über den Leistungspreisen für MRL liegen. Die Bereitstellung von negativer MRL und SRL wird meist höher bezahlt als die von positiver MRL und SRL. Bei der SRL liegen die Leistungspreise höher als die Arbeitspreise, bei MRL ist es umgekehrt. Die Leistungspreise für negative SRL erreichen sehr hohe Werte.

Die Preise an der EPEX wirken in den monatlichen Mittelwerten recht ausgeglichen, können im Tagesverlauf jedoch erheblich schwanken, wie die minimalen und maximalen Preise in Tabelle 9 schon gezeigt haben. Der Abruf von SRL wird mit geringeren Preisen entlohnt als die Bereitstellung. Da der Zuschlag für die Bereitstellung und der Abruf von dem eigenen Angebot abhängen und zudem unsicher ist, ob und wie lange abgerufen wird, kann nicht pauschal gesagt werden, ob die Vermarktung über die Börse oder die Regellenergie mit mehr Gewinn verbunden ist. Es lässt sich auch nicht abschließend feststellen, welche Qualität der Regelleistung zu höheren Erlösen eines Kraftwerksbetreibers führt. Abgesehen von der Betrachtung der Preise haben das Anbieterverhalten des Betreibers, die technischen Eigenschaften der Anlage und die Randbedingungen der Energieerzeugung des Kraftwerks und des Standorts einen großen Einfluss auf die erzielbaren Preise und Gewinne.

Es wird erwartet, dass die Preise mit zunehmender Anzahl an Teilnehmern fallen, weil die Teilnehmer versuchen, sich für einen Zuschlag gegenseitig zu unterbieten. Der Regelleistungsmarkt ist in den letzten Jahren stark gewachsen und hat sich dadurch auch verändert.

3.5. Gesetzlicher Rahmen

Für den Betrieb von KWK-Anlagen gilt eine Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen. In diesem Kapitel wird auf wesentliche Bestimmungen des KWKG, des Energiesteuergesetzes (EnergieStG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) eingegangen. Dabei werden die Bestimmungen fokussiert, die für die ausgewählten Anlagentypen und -größen gelten.

3.5.1. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Nach dem KWKG muss Strom aus KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber vorrangig abgenommen und vergütet werden. Dies gilt auch, wenn der Anlagenbetreiber den Strom selbst oder über einen Händler direkt am Strommarkt vermarktet.

Die Vergütungsätze für Strom nach KWKG sind von der Anlagenleistung abhängig. Es wird zwischen vier Leistungsklassen unterschieden, die Vergütung wird nach den Leistungsklassen gewichtet berechnet (siehe Tabelle 11).

Der Zeitraum, für den die Vergütung gezahlt wird, ist abhängig davon, ob es sich um eine Neuanlage oder die Modernisierung einer bestehenden Anlage handelt und wie hoch die Investition für eine Modernisierung ist. Die Vergütung wird je nach Fall für bis zu 30.000 Vollbenutzungsstunden oder 10 Jahre gezahlt.

Tabelle 11: Leistungsklassen nach KWKG [4]

Leistungsanteil in kW	Förderhöhe nach KWKG 2012 in Ct/kWh
0 bis 50	5,41
50 bis 250	4,00
250 bis 2.000	2,40
Über 2.000	1,80

Zusätzlich zu der Vergütung zahlt der Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber einen Preis für den Strom, wenn der Anlagenbetreiber den produzierten Strom nicht selbst über die Börse vermarktet. Als Preis gilt bei Anlagen mit einer Leistung unter 2 MW der übliche Preis für Grundlaststrom des vergangenen Quartals an der EPEX [47]. Bei größeren Anlagen sollte ein Preis vereinbart werden. Gemäß den sinkenden Preisen an der EPEX ist auch der übliche Preis in den letzten Jahren gesunken (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12: Übliche Preise für KWK-Strom von 2011 bis 2014

	2011	2012	2013	2014
Quartal 1	51,85	45,10	42,27	33,50
Quartal 2	53,61	40,39	32,60	31,24
Quartal 3	49,17	43,52	38,76	31,50
Quartal 4	49,91	41,37	37,54	34,82

Wenn der Anlagenbetreiber den Strom selbst vermarktet, also an einen Dritten (z.B. einen Stromhändler) verkauft, ersetzt dies den Preis, den er von dem Netzbetreiber bekommen würde. Der Anspruch auf Vergütung und Abnahme des Stroms nach KWKG bleibt bestehen.

3.5.2. Energiesteuergesetz

Mit dem EnergieStG werden auf fossile Brennstoffe Steuern erhoben. Auch Brennstoffe zur Erzeugung von Wärme werden versteuert. Eine Steuerbefreiung gilt für Kohle, Petrokoks, Heizöl, Erd- und Flüssiggas, wenn sie in ortsfesten Kraftwerken zur Stromerzeugung oder in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Innerhalb der Abschreibungsdauer der Hauptbestandteile wird für

KWK-Anlagen die Energiesteuer zurückerstattet, wenn ein Jahres- oder Monatsnutzungsgrad von mehr als 70 % nachgewiesen wird und die Anlage hocheffizient ist. Die Befreiung von der Energiesteuer gilt uneingeschränkt für KWK-Anlagen bis zu 2 MW. Größere Anlagen sind nur von der Erdgassteuer befreit [48].

3.5.3. Stromnetzentgeltverordnung

Netznutzungsentgelte werden als Gebühren für die Durchleitung von Strom durch die Netzebenen des Elektrizitätsnetzes von den Verbrauchern erhoben. Dadurch werden die Kosten für den Betrieb des Netzes auf die Netznutzer aufgeteilt. Die Höhe der Netznutzungsentgelte hängt von der Netz- und Umspannebene ab und wird durch den Netzbetreiber für jede Ebene ermittelt. Im Fall der dezentralen Einspeisung durch KWK-Anlagen muss weniger Strom aus höheren Netzebenen bezogen werden und dadurch werden Kosten für die Verbraucher vermieden. Diese vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) bekommt der Anlagenbetreiber vom Verteilnetzbetreiber ausgezahlt, außer wenn die Anlage nach EEG gefördert wird, oder in der Vergütung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 des KWKG bereits vNNE enthalten sind. Das bedeutet, wenn der Anlagenbetreiber den Strom nicht selbst vermarktet, sind in der Vereinbarung mit dem Netzbetreiber über den Strompreis bereits vNNE enthalten. Im Fall der eigenen Vermarktung werden die vNNE ausbezahlt [49]. Bemerkenswert ist dabei, dass es sich nicht um eine Erstattung der vNNE handelt, denn Anlagenbetreiber zahlen keine Netznutzungsgebühren für eingespeisten Strom, sie bekommen vielmehr Geld ausgezahlt, das an anderer Stelle gespart wird.

3.5.4. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz

Ab einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW sind KWK-Anlagen nach TEHG zur Teilnahme am CO₂-Emissionshandel verpflichtet. Anlagen mit Biomasse als Brennstoff sind davon befreit. Für die Wärmeabgabe aus KWK-Anlagen an Wärmenetze werden kostenlose CO₂-Zertifikate zugeteilt. Die Menge der zugeteilten Zertifikate wird auf Grundlage jährlicher Berichte der Betreiber an die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) berechnet.

In der derzeit laufenden dritten Handelsperiode von 2013 bis 2020 werden die Zuteilungsmengen für Emissionszertifikate kontinuierlich reduziert und müssen ersteigert werden [50]. Durch die Zuteilungen nach einheitlichen Grenzwerten und die Abhängigkeit der Kosten von dem Wirkungsgrad der Anlage werden effiziente Technologien gefördert. Die Steuerungswirkung des TEHG wird jedoch wegen der geringen Preise für Zertifikate als gering eingeschätzt.

Die Berechnung der zugeteilten Menge kann vor der Simulation nicht in die kurzfristigen Grenzkosten einbezogen werden. Deshalb werden mit einem durchschnittlichen Preis die Kosten für CO₂-Zertifikate berechnet, die sich aus der Art des verwendeten Brennstoffs ergeben. Dazu werden die von der DEHSt veröffentlichten CO₂-Emissionsfaktoren für die verschiedenen Brennstoffe verwendet [51].

3.5.5. Berechnung der Strombereitstellungskosten

Für die Einsatzplanung von KWK-Anlagen sind die kurzfristigen Kosten zur Produktion einer MWh Strom, die Grenzkosten, entscheidend. Diese setzen sich aus den folgenden variablen Kosten und Erlösen zusammen.

Die Brennstoffkosten bestimmen einen Großteil der Kosten. Kosten für den Eigenstromverbrauch der Anlage fallen bei Betrieb und oft auch im Standby an, wenn die Anlage warmgehalten wird. Zu den variablen Betriebskosten zählen die Kosten für Instandhaltung, Wartung und Betriebs- und Hilfsmittel. Weitere Kosten fallen für den CO₂-Handel an. Personal-, Investitions- und andere Fixkosten werden jährlich berechnet, da sie unabhängig von der Laufzeit der Anlage und der produzierten Energiemenge konstant bleiben.

Zu den Erlösen zählen, je nach Anlagentyp und –größe, die Vergütung nach KWKG oder EEG, die Erstattung der Energiesteuer und Erlöse aus der Stromvermarktung. Zusätzlich wird eine Gutschrift für die Wärme berechnet, da diese nicht mit einem alternativen Erzeuger bereitgestellt werden muss. Die Gutschrift für Wärme wird als Wärmeerzeugung in einem Erdgaskessel berechnet, der als Spitzenlastkessel in dem Solar-KWK-System vorhanden ist und bei Betrieb der KWK-Anlage entsprechend weniger Wärme bereitstellt.

$$K_{Grenz} = K_{var} + K_{Br} + K_{ES} + K_{CO_2} - E_{EnSt} - E_W - E_{KWKG} \quad (7)$$

K_{Grenz}	Grenzkosten
K_{var}	Variable Betriebskosten
K_{Br}	Brennstoffkosten
K_{ES}	Kosten für Eigenstromverbrauch
K_{CO_2}	Kosten für CO ₂ -Zertifikate
E_{EnSt}	Erstattung Energiesteuer
E_W	Gutschrift Wärme
E_{KWKG}	Förderung nach KWKG

Die Summanden der Gleichung werden zuvor anhand des elektrischen Nutzungsgrades auf die elektrische Energie bezogen. Brennstoffpreise und Energiesteuer werden für die Berechnungen auf den Heizwert bezogen. Dadurch können alle Größen in der Einheit €/MWh_{el} aufsummiert werden [44].

Wenn der Strompreis, der bei der Vermarktung erhalten wird, über den Grenzkosten der KWK-Anlage liegt, lohnt sich der Betrieb und es entsteht kurzfristig Gewinn. Bei einem niedrigeren Strompreis wird die benötigte Wärme stattdessen durch den Spitzenlastkessel produziert. Langfristig müssen durch die Erlöse der Stromvermarktung neben den kurzfristigen Kosten auch die Fixkosten gedeckt werden, damit wirklich Gewinn entsteht.

Kosten für das An- und Abfahren der KWK-Anlage entstehen durch erhöhten Brennstoff- und Betriebsmittelverbrauch sowie durch erhöhten Verschleiß während des Vorgangs. Bei Anlagen, die mit festen Brennstoffen befeuert werden, wird während des Anfahrens Heizöl verfeuert, da die Emissionsgrenzwerte erst bei höheren Temperaturen mit dem eigentlichen Brennstoff eingehalten werden können. Der Heizölverbrauch zählt in diesem Fall zu den Startkosten der Anlage. Durch die Spannungen, die in den Bauteilen aufgrund von Temperaturunterschieden ent-

stehen, steigt der Verschleiß bei häufigem An- und Abfahren der Anlage und die Wartungsintervalle werden verkürzt. Dies trifft vor Allem für große Anlagen mit Gas- bzw. Dampfturbinen zu und verursacht höhere Kosten.

Kraftwerke, die mit teuren Brennstoffen, wie z.B. Gas, betrieben werden, sind wirtschaftlicher, wenn sie mit geringer jährlicher Laufzeit betrieben werden, da die kurzfristigen Kosten hoch sind. Die Betreiber orientieren sich hier an den Opportunitätskosten. Wenn eine Einheit Strom weniger erzeugt wird, entfallen die Grenzkosten und die überschüssigen Emissionsberechtigungen können verkauft werden. Dagegen sind Kraftwerke mit höheren Fixkosten, wie z.B. Kohlekraftwerke, wirtschaftlicher, je länger ihre Laufzeit ist [37].

4. ALLGEMEINE MODELLENTWICKLUNG ZUR SOLAR UNTERSTÜTZTEN KWK

Das Forschungsvorhaben Solar-KWK verwendet Trnsys als Simulationssoftware. Trnsys ist die Abkürzung für TRaNsient SYstems Simulation. Es handelt sich dabei um eine transiente Simulationssoftware, die 1975 vom Solar Energie Laboratory der Universität von Wisconsin entwickelt wurde. Die Transys Simulation Engine ist mit Fortran programmiert.

Es wird die grafische Bearbeitungsoberfläche Simulation Studio der Version TRNSYS 17 verwendet. Jede Komponente im System wird als „Type“ bezeichnet und durch ein Symbol auf dem „Deck“ dargestellt. Als „Deck“ wird in Trnsys die Gesamtheit der Komponenten und Berechnungen bezeichnet, die für die Simulation eines definierten Systems angelegt wurde.

Trnsys bietet eine Bibliothek fertiger Types, sowie die Möglichkeit, selbst Types zu erstellen. Sämtliche Parameter, Input- und Output- Größen eines Types lassen sich konfigurieren. Die Inputwerte können entweder fest innerhalb des Types definiert werden oder mit anderen Types verlinkt werden. Eine Verlinkung zwischen zwei Types definiert die Ausgangsgrößen des einen Types als Eingangsgrößen des anderen Types. Durch Verlinkungen ist der Input-Wert im Laufe der Simulation variabel.

Ein „Printer“ im Deck erzeugt eine Ausgabe-Textdatei für definierte auszugebende Werte. Spezielle „Summary-Printer“ integrieren die Ergebnisse jedes Zeitschritts über einen definierten Zeitraum. Auf diese Art und Weise lassen sich z.B. Monats- und Jahres-Bilanzen erstellen.

Es ist möglich, ein gesamtes „Deck“ als Makro zusammenzufassen. Dieses Makro lässt sich dann wieder in ein anderes „Deck“ integrieren. Makros dienen dazu, komplexe Systeme übersichtlicher zu gestalten.

4.1. Anforderungsliste für die Simulation von SOLAR-KWK-Systemen

Zur Entwicklung der Simulationsmodelle für Solar-KWK-Systeme wurde nach der Erarbeitung der Grundlagen der Entwurf einer Anforderungsliste erarbeitet, die mit verschiedenen Unternehmen, die als KWK-Betreiber tätig sind, diskutiert und abgestimmt wurde. Der hieraus entstandene weiterentwickelte Entwurf wurde dann mit dem AGFW abgestimmt. Das Ergebnis ist im folgenden aufgeführt. Hierbei sind zuerst die zu erzielenden Ergebnisse und Aussagen defi-

niert, danach sind die hierfür notwendigen, zu bearbeitenden Parameter und Einflussgrößen zusammengefasst.

4.1.1. Welche Ergebnisse sollen mit den Simulationen erzeugt werden?

Ziel: Analyse technischer und wirtschaftlicher Einsatzmöglichkeiten von Solar-KWK-Systemen und Ableitung grundlegender Systemempfehlungen.

Kenngößen zur Beurteilung:

- Energiebilanzen
- Deckungsanteile und Effizienz der Energieerzeuger
- CO₂- und Primärenergiebilanzen
- Wirtschaftlichkeit (Gewinnerwartungen eines Betreibers für Strom- / Wärmeverkauf etc.)

4.1.2. Welche Aussagen sollen auf Basis der Simulationen gegeben werden können?

- In welchem Umfang kann eine Erweiterung von KWK-Anlagen durch Solarthermie und Wärmespeicher die Problematik der verkürzten Laufzeiten und der fehlenden Wärme im Sommer entgegenwirken?
- Inwieweit kann die Laufzeit von fossil betriebenen Spitzenlastkesseln verringert werden?
- Ist ein wirtschaftlicher Betrieb der KWK-Anlage trotz verkürzter jährlicher Laufzeit in einem Solar-KWK-System durch die Stromvermarktung möglich?
- Für welche Anlagentypen eignet sich die Kopplung mit Solarthermie und großem Wärmespeicher am besten (wirtschaftlich und energetisch)?
 - o KWK-Technologien
 - o KWK-Anlagegröße
 - o Solaranlagegröße
 - o Speichergröße
 - o Fernwärmetypen, Lastprofile
- Wie sind die Abhängigkeiten der einzelnen Komponenten des Systems untereinander?

4.1.3. Anforderungen an technische Rahmenbedingungen

- Zentrale Komponenten
 - o Marktrelevante KWK-Anlagen (KWK-Technologie, Leistungsgröße)
 - o Solarthermie
 - o Wärmespeicher (Wasserspeicher)
 - o Wärmepumpen (Anforderungsangepasst)
 - o Spitzenlastkessel
 - o Wärmenetz bzw. Lastabbildung
- KWK
 - o Technologien
 - MHKW
 - Gasturbinen HKW
 - Dampfturbinen HKW
 - Gas- und Dampfturbinen HKW
 - o Leistungsbereich: 50 kW_{el} – 100 MW_{el}

- Abbildung allgemeingültig (nicht anlagenspezifisch)
- Wirkungsgrade und Stromkennzahlen leistungsabhängig (Nennleistung + Modulation)
- Berücksichtigung von An-, Abfahr- und Lastwechselfverhalten
- Berücksichtigung von Mindestlaufzeiten (technisch)
- Bereitstellung definierter Vorlauftemperaturen
- Berechnung von thermischer und elektrischer Leistung

- Solarthermie
 - Kollektortechnologien
 - Flachkollektor (Standard + HT (Hochtemperatur))
 - Vakuum-Röhrenkollektor (inkl. CPC)
 - Betrieb mit Wasser-Glykol oder nur Wasser
 - Hydraulische Anbindung mit oder ohne Systemtrennung
 - Regelung
 - zieltemperaturgeregelt (matched-flow)
 - ggf. Frostschutz
 - Berücksichtigung von Stagnation

- Wärmespeicher
 - (Oberirdische) Wasser-Behälter
 - Kurzzeit- oder Langzeit-Wärmespeicher
 - multifunktionale Nutzung
 - Nutzung durch mehrere Wärmeerzeuger
 - Mehrere hydraulische Be-/Entladekreise möglich
 - Temperaturschichtung
 - Wärmedämmung

- Wärmepumpe
 - Geeignet für Hochtemperaturanwendungen
 - COP und Leistung abhängig von Verdampfer- und Kondensatortemperaturen
 - Berücksichtigung von Betriebslimitierungen
 - Min. / Max. – Massenströme
 - Quellen- / senkenseitige Temperaturspreizungen
 - Lastwechsel

- Spitzenlastkessel
 - Vereinfachte Abbildung zur Ermittlung von
 - Restwärmemengen
 - Laufzeiten
 - Anzahl Start- / Stoppvorgänge

- Wärmenetz / Wärmelast
 - Repräsentative Lastprofile für
 - verschiedene Netzgrößen

- verschiedene Verteiltemperaturen
- Power-to-heat
 - Direkte Nutzung Überschussstrom (el. Heizstab, Elektrodenkessel)
 - Nutzung Überschussstrom über Wärmepumpe
- Regelung
 - KWK wärme- oder stromgeführt
 - Optional dynamische strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlage
 - Berücksichtigung KWK-Technologie- und leistungsspezifischer Größen (z.B. Mindestlauf- und -stillstandszeiten)

4.1.4. Anforderungen an wirtschaftliche Rahmenbedingungen

- Vermarktung des produzierten Stroms
 - Strombörse EPEX, Day-Ahead-Markt
 - Strombörse EPEX, Intraday-Markt
 - Eingabe verschiedener Angebotspreise für die Vermarktung des Stroms
- Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich (Minutenreserve / Sekundärreserve):
Diese Anforderung ist gemäß der Vorhabenbeschreibung Solar-KWK nicht zwingend erforderlich, eine Berücksichtigung ist aber dennoch wünschenswert, z.B.
 - Minutenreserve
(einfachste Möglichkeit für Anlagenbetreiber, Regelleistung anzubieten)
 - Sekundärreserve
(komplexer und nicht mit allen Anlagentypen realisierbar)Aus Gesprächen mit Anlagenbetreibern ging hervor, dass bei positiven Erfahrungen im Minutenreservemarkt häufig auch der Einstieg in den Sekundärreservemarkt geplant ist.
- Regelung
 - Entscheidung über den Betrieb der KWK-Anlage anhand der Preise an der EPEX und für MRL (*bzw. SRL*)
 - Regelleistungsmarkt für Minutenreserveleistung MRL (positiv und negativ)
 - *Regelleistungsmarkt für Sekundärreserveleistung SRL (positiv und negativ)*
 - Einsatz negativer Regelenergie bei niedrigen Strompreisen (z.B. Wärmepumpe)
- Dynamische Berechnung von
 - Strombereitstellungskosten
 - Vergütung nach KWKGunter Berücksichtigung von
 - Wärmebedarf im Wärmenetz
 - Verfügbarer Wärme im Wärmespeicher
 - solarer Wärmebereitstellung
 - Mindestlaufzeiten (wirtschaftlich) der Wärmeerzeuger

4.1.5. Anforderungen an Simulationsverfahren, Ergebnisgenauigkeit und Handhabbarkeit

- Dynamische Simulation (Berücksichtigung kapazitiver Effekte und kurzfristiger Regelvorgänge)
- Einfache Handhabung des Modells (z.B. Umstellen des KWK-Anlagentyps und der Nennleistung)
- Kurze Rechenzeiten für Jahres-Systemsimulationen

4.1.6. Ergebnisgrößen

- Laufzeiten, Stromgestehungskosten, Wärme- und Strombereitstellung, Erträge aus Stromvermarktung und Regelenergie der KWK-Anlage
- Wärmebereitstellung von Solarthermie und Spitzenlastkessel

4.1.7. Automatische Fehlerkontrolle

- Energiebilanzen
- Lastunterdeckungen (Wärme, Soll-Temperatur etc.)
- Mindestlaufzeiten (KWK, Kessel)

4.2. Modellentwicklung für die Simulation von SOLAR-KWK-Systemen in Trnsys

Zu Beginn des Vorhabens war der Einsatz der Simulationssoftware energyPRO für die Simulation der KWK-Anlage vorgesehen. Im Lauf des Vorhabens hat sich das Programm jedoch für diesen Zweck als ungeeignet herausgestellt. Für die stromgeführte Regelung war es wichtig, auch die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt abzubilden, was mit dem Simulationsprogramm energyPRO nicht realisierbar ist.

Das Gesamtmodell sollte in Trnsys simuliert werden. Damit die Modellierung der KWK-Anlage mit dem Gesamtmodell kompatibel ist, wurde das KWK-Modell ebenfalls in Trnsys implementiert. Die Verwendung von nur einer Simulationsumgebung erleichtert die Bedienung des Modells erheblich und verringert die Fehleranfälligkeit und den Zeitaufwand für die Berechnungen.

4.2.1. Wärmespeicher

Die Abbildung des Wärmespeichers erfolgt über das „Multiport Store“ - Modell [52], welches aktuell als Type340 gelistet ist. Dieses Modell ist nicht in der Standardkomponentenbibliothek von Trnsys enthalten und kann über Transsolar [53] bezogen werden. Geeignet ist das Wärmespeichermodell für die Abbildung von überirdischen Zylinderspeichern mit Wasser als Wärmeträgermedium und sensibler Wärmespeicherung. Das Modell bietet eine flexible Anpassung des Speichervolumens. Be- und Entladevorgänge können sowohl direkt über einen Fluidaustausch oder indirekt mittels innenliegendem Wärmeübertrager erfolgen. Die wahlweise Unterteilung des Speichervolumens in Segmente ermöglicht die Berücksichtigung von thermischen Schichtungen des Fluidinhalts. Schichtbeladungen können somit im Modell abgebildet werden. Hierbei wird das zugeführte Fluid in das jeweilige thermische Segment mit gleicher Temperatur bzw.

geringstem Temperaturunterschied eingespeist. Für die Annahme eines nicht schichtenden Speichers wird das zugeführte Fluid an fixen Positionen in den Speicher eingebracht und mit dem auf dieser Höhe befindlichen thermischen Segment vermischt. Mögliche Durchmischungsvorgänge, welche durch Dichteunterschiede einzelner Segmente entstehen, werden ebenfalls im Modell berücksichtigt.

Zur Berechnung der jeweiligen Temperaturen im Speichermodell muss eine Abfolge von Differenzialgleichungen gelöst werden. Hierfür werden alle notwendigen Daten in einer dreireihigen Matrix abgelegt. Die Anzahl an thermischen Segmenten (N) bestimmt die Zeilenanzahl der Matrix. Die erste Reihe beinhaltet die Daten des ersten und vierten internen Wärmeübertragers, die dritte Reihe die Daten des zweiten und dritten internen Wärmeübertragers. Die Daten des Wärmespeichers sind in der zweiten Reihe abgelegt. Die resultierende Energiebilanz eines jeden thermischen Segments (i) der zweiten Reihe zeigt Gleichung (8). Da bis zu zehn Massenströme in ein thermisches Segment eingetragen werden können, ist in Gleichung (8) die Summe aller Massenströme berücksichtigt. Der Faktor ξ kann als Schalter verstanden werden, welcher den jeweiligen Term entsprechend der Randbedingungen und Systemzustände freigibt oder zu null setzt. Massenströme mit einer Aufwärtsbewegung im Speicher haben ein positives, Massenströme mit einer Abwärtsbewegung ein negatives Vorzeichen.

$$\begin{aligned} \frac{V_s * \rho_s * c_{p,s}}{N_{max}} * \frac{\partial \vartheta_{i,2}}{\partial t} = & \sum_{dp=1}^{10} \dot{m} * c_{p,s} * [\xi_1 * (\vartheta_{i-1,2} - \vartheta_{i,2}) + \xi_2 * (\vartheta_{i,2} - \vartheta_{i+1,2})] \\ & + \xi_3 * \frac{(UA)_{hx\ 1/4,s}^*}{n_{hx\ 1/4}} * (\vartheta_{i,1} - \vartheta_{i,2}) + \xi_4 * \frac{(UA)_{hx\ 2/3,s}^*}{n_{hx\ 2/3}} * (\vartheta_{i,3} - \vartheta_{i,2}) \\ & + \lambda_{con} * \frac{A_q}{H_s} * N_{max} * [(\vartheta_{i+1,2} - \vartheta_{i,2}) + (\vartheta_{i-1,2} - \vartheta_{i,2})] \\ & - \frac{(UA)_{s,ak}}{ndzk} * (\vartheta_{i,2} - \vartheta_{amb}) \end{aligned} \quad (8)$$

V_s : Speichervolumen

ρ_s : Dichte Fluid im Speicher

dp : Doubleport

ξ : logischer Schalter

$(UA)_{hx\ 1/4,s}^*$: Übertragungsvermögen zwischen Wärmeübertrager 1 oder 4 und dem Speicher (kJ/(hK))

$n_{hx\ 1/4}$: Anzahl der thermischen Segmente, in welchen der WÜT 1 oder 4 platziert ist.

$(UA)_{hx\ 2/3,s}^*$: Übertragungsvermögen zwischen Wärmeübertrager 2 oder 3 und dem Speicher (kJ/(hK))

$n_{hx\ 2/3}$: Anzahl der Segmente, in welchen der WÜT 2 oder 3 platziert ist.

λ_{con} : Wärmeleitfähigkeit des Fluids im Speicher (kJ/(mhK))

A_q : horizontale Fläche eines thermischen Segments

H_s : Höhe des Speichers

$(UA)_{s,ak}$: Übertragungsvermögen zwischen Speicher und der Umgebung durch die Zone k im Speichermantel

$ndzk$: Anzahl an thermischen Segmenten in Zone k

Für die Lösung des sich einstellenden Differenzialgleichungssystems verfügt Type340 über einen eigenen mathematischen Lösungsalgorithmus. Dies ermöglicht die Verwendung eines internen Zeitschritts, welcher stets kleiner oder gleich der Zeitschrittweite in Trnsys ist. Die interne Zeitschrittweite von Type340 passt sich automatisiert entsprechend den Anforderungen an, wodurch die resultierenden Ergebnisse nahezu unabhängig von der Zeitschrittweite in Trnsys sind. In der Standardversion kann das Wärmespeichermodell im Temperaturbereich von 0 °C bis 100 °C betrieben werden. Über- / Unterschreitungen bewirken bei atmosphärischem Druck einen Phasenübergang des Wärmeträgermediums, welcher vom Modell nicht berücksichtigt wird. Zur Vermeidung energetischer Fehlberechnungen wird für derartige Temperaturbereiche eine Fehlermeldung ausgegeben, welche zu einem Simulationsabbruch führen kann.

Wärmenetze arbeiten häufig mit Temperaturen größer 100 °C. Für eine Anwendung des Wärmespeichermodells in Kombination mit Wärmenetzen war eine Modifikation erforderlich. Diese soll ermöglichen, dass der Wärmespeicher mit Überdruck betrieben werden kann. Die im Modell berücksichtigten physikalischen Zusammenhänge von flüssigem Wasser sind bis auf den Siedepunkt unabhängig vom Umgebungsdruck. Nach Rücksprache mit dem Entwickler [54] wurde dies bestätigt. Demnach sollten die im Modell hinterlegten Gleichungen ebenfalls bei Temperaturen größer 100 °C ihre Gültigkeit beibehalten. Darauf aufbauend wurde ein neuer Parameter im Modell implementiert, über welchen die maximal zulässige Temperatur vom Anwender vorgegeben werden kann. Zusätzlich wurde die Clausius-Clapeyron-Gleichung ergänzt. Diese beschreibt die Siedekurve in Abhängigkeit des Umgebungsdrucks. Somit kann die maximal zulässige Temperatur automatisiert über die Vorgabe des maximalen Drucks im Speicher erfolgen. Die Fehlermeldung zur Anzeige möglicher Phasenübergänge bei Überschreitung des Siedepunkts im Wärmespeicher wird beibehalten.

Eine Überprüfung der Anwendbarkeit des modifizierten Modells für Temperaturen größer 100 °C erfolgte in zwei Plausibilitätsprüfungen. Beide Überprüfungen wurden mit dem gleichen Simulationsmodell durchgeführt. Der betrachtete Wärmespeicher hat ein Volumen von 2 m³ und besitzt keine Wärmeverluste zur Umgebung. Im Ausgangszustand beträgt die Temperatur des Wärmeträgermediums einheitlich 10 °C. Um Schichtungsvorgänge im Modell zu vermeiden, wird die Anzahl an thermischen Segmenten auf eins fixiert. In beiden Plausibilitätsprüfungen wurden die simulierten Ergebnisse des modifizierten Modells gegen analytisch, separat berechnete Ergebnisse verglichen.

4.2.1.1. Erste Plausibilitätsprüfung

In der ersten Plausibilitätsprüfung wird dem Wärmespeicher über einen konstanten Massenstrom mit 1 kg/s Energie zugeführt. Dies wird für zwei Eintrittstemperaturen (70 °C und 200 °C) untersucht. Als Bewertungskriterium wird die Änderung der internen Energie (ΔQ_{int}) des Wärmespeichers verwendet. Diese kann für das gegebene System über die Energiedifferenz zweier Systemzustände im jeweiligen Zeitschritt (i) analytisch wie folgt gerechnet werden.

$$\Delta Q_{int} = \rho_{H_2O} * V_{PS} * c_{p,H_2O} * (T_{PS,i} - T_{PS,i-1}) \quad (9)$$

Die Berechnung der Temperatur im jeweiligen Zeitschritt erfolgt über Gleichung (10). Hierfür muss zusätzlich die zugeführte Leistung bekannt sein.

$$T_{PS,i} = T_{PS,i-1} + \frac{\dot{Q}_{zu,i-1}}{\rho_{H_2O} * V_{PS} * c_{p,H_2O}} * \Delta t \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{zu} = \dot{m} * c_{p,H_2O} * (T_{in} - T_{PS,mittel}) \quad (11)$$

Die Ergebnisse der Überprüfung zeigt Abbildung 25. In beiden Fällen stimmen die simulierten Werte gut mit den separat berechneten analytischen Werten überein. Die Abweichungen werden auf den zeitabhängigen Energieinhalt des Speichers bezogen und ebenfalls in Abbildung 25 dargestellt. Diese sind für beide Untersuchungsfälle sehr gering, wodurch sich in der Darstellung ein deckungsgleicher Verlauf ergibt. Für die in der Überprüfung betrachtete Beladung des Wärmespeichers mit Temperaturen bis 200 °C ergeben sich plausible Ergebnisse.

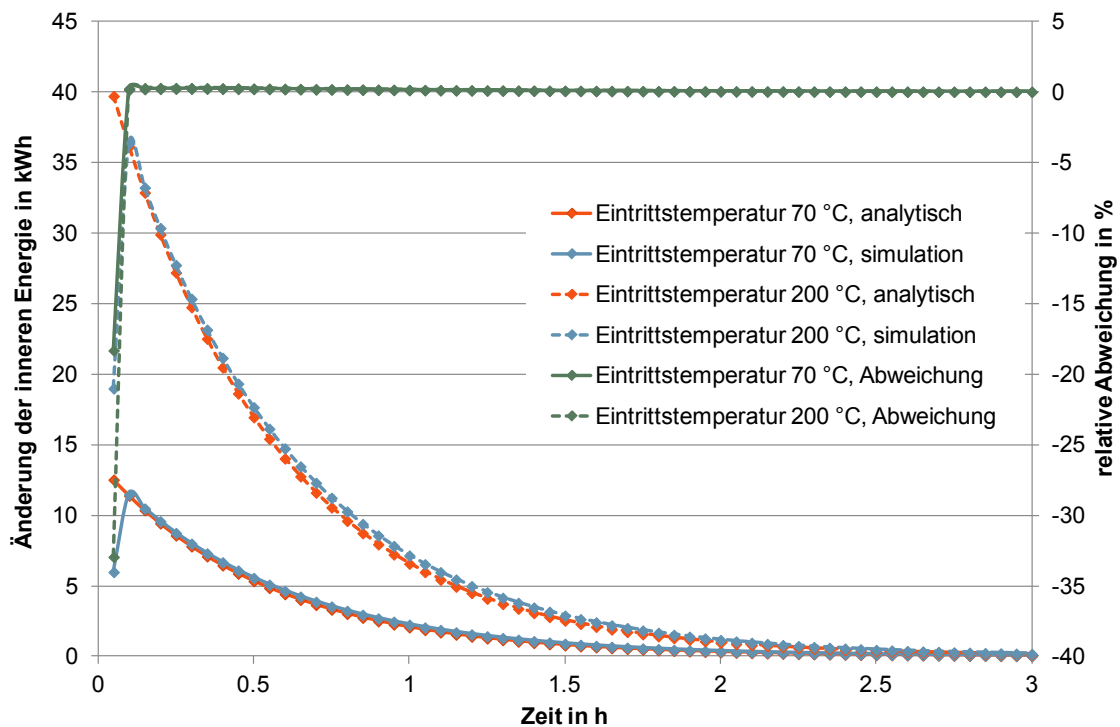


Abbildung 25: Plausibilitätsüberprüfung des modifizierten Wärmespeichers bei Beladungen mit konstantem Massenstrom von 1 kg/s; Eintrittstemperaturen 70 °C und 200 °C

4.2.1.2. Zweite Plausibilitätsprüfung

In der zweiten Plausibilitätsprüfung wird ebenfalls ein Beladungsvorgang untersucht. Im Gegensatz zur ersten Plausibilitätsprüfung wird nun die Beladeleistung als konstante Größe mit einem Wert von 10 kW angenommen. Die untersuchten Eintrittstemperaturen bleiben mit 70 °C und

200 °C unverändert. Als Bewertungskriterium wird die mittlere Temperatur im Wärmespeicher verwendet. Eine analytische Berechnung des Bewertungskriteriums erfolgt mittels Gleichung (10). Die Ergebnisse sind in Abbildung 26 dargestellt.

Erneut stimmen die Ergebnisse für beide Eintrittstemperaturen gut überein. Bei einer Beladung mit einer Eintrittstemperatur von 70 °C ist nach 14 h ein stationärer Zustand im Wärmespeicher erreicht, im zweiten Fall mit einer Temperatur von 200 °C nach 44 h. Die absolute Abweichung zwischen Simulation und analytischer Berechnung weist eine sehr geringe Bandbreite von kleiner 0,1 K auf. Auch diese Überprüfung zeigt ein plausibles Verhalten des modifizierten Speichermodells auf. Eine Eignung des Modells zur Abbildung von Wärmespeicher unter Überdruck mit Temperaturen größer 100 °C ist gegeben.

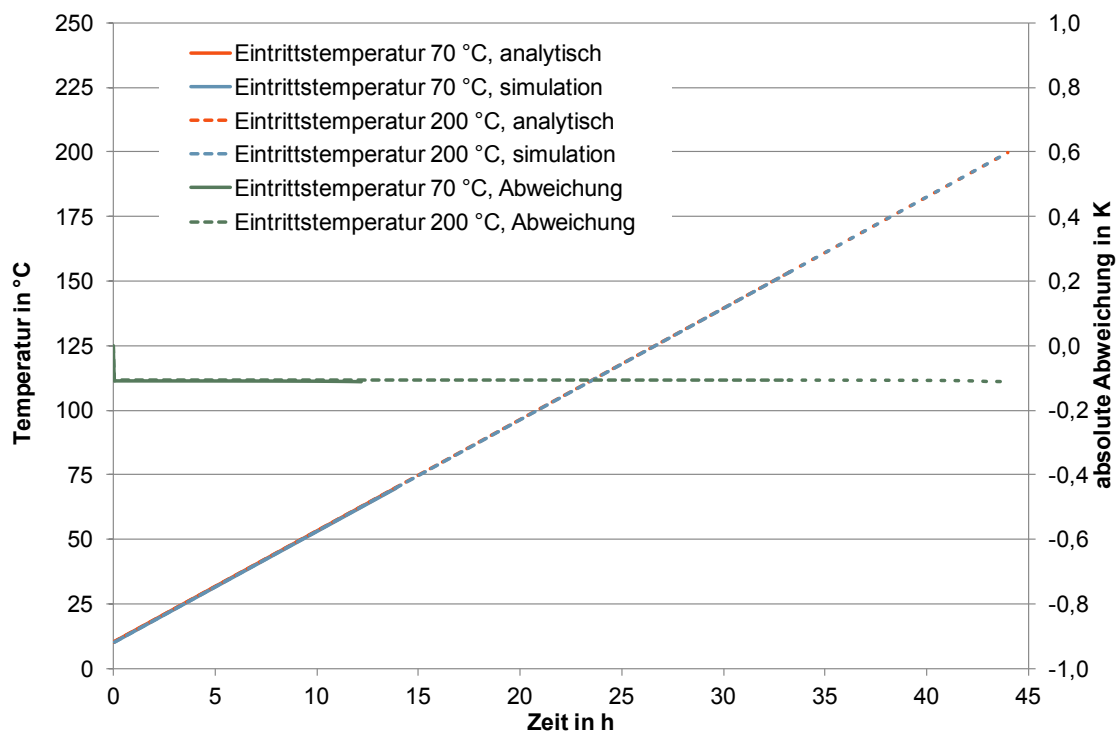


Abbildung 26: Plausibilitätsüberprüfung des modifizierten Wärmespeichermodells bei Beladungen mit konstantem Wärmestrom von 10 kW; Eintrittstemperaturen 70 °C und 200 °C

4.2.2. Erweiterung der Wärmepumpenmodellierung

Für die Anwendung in Fernwärmenetzen kommen üblicherweise individuell gefertigte Groß-Wärmepumpen zum Einsatz, die speziell auf den geforderten Last- und Temperaturbereich hin entwickelt werden. Hierbei werden teilweise neuartige Kältemittel verwendet, insbesondere in Kombination mit energieeffizienten neuen Verdichterbauarten oder neuartigen Folgeschaltungen mehrerer Wärmepumpen.

In Trnsys erfolgt die Wärmepumpenmodellierung durch den Type 927, der in den TESS-Libraries beinhaltet ist. Dieser verwendet ein Kennlinienmodell zur Abbildung des thermodynamischen Wärmepumpenprozesses. Für diese Kennlinien könnten zwar durch eine theoretische Berechnung des Kreisprozesses theoretische Werte berechnet werden, doch sind diese immer besser als die real zu erwartenden Werte realer Wärmepumpen: In der Praxis ist die apparate-technische Abstimmung zwischen Verdichter, Wärmeübertrager für Verdampfer und Kondensator, Stell- und Regelventile und Regelungsprogramm entscheidend für den tatsächlichen Verlauf der Kennlinien und damit für die real zu erwartenden Nutzungsgrade.

Um nun für Solar-KWK-Systeme geeignete Wärmepumpen in Trnsys modellieren zu können, sind daher möglichst reale Kennlinien der wenigen, schon realisierten Großwärmepumpen in Fernwärmesystemen notwendig. Diese wurden durch eine umfangreiche Recherche erarbeitet. Die folgenden Abbildungen zeigen die Kennlinien mehrerer in modernen Fernwärmesystemen eingesetzten Wärmepumpen, die hohe Jahresarbeitszahlen erreichen. Die Abbildungen nennen die hierzu verwendeten neuartigen Kältemittel.

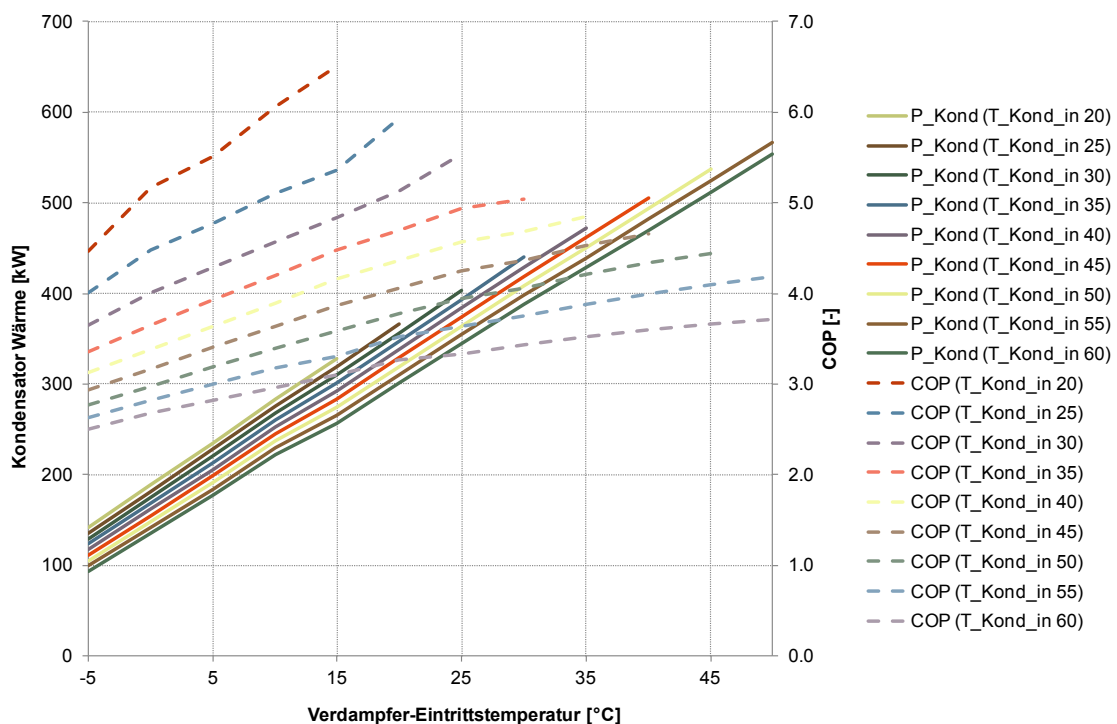


Abbildung 27: Kennlinienfeld der Wärmepumpe in der solaren Nahwärme Grenchenstraße in Neckarsulm-Amorbach (Hersteller Combitherm, Kältemittel R134a, Betriebsdaten von 2010)

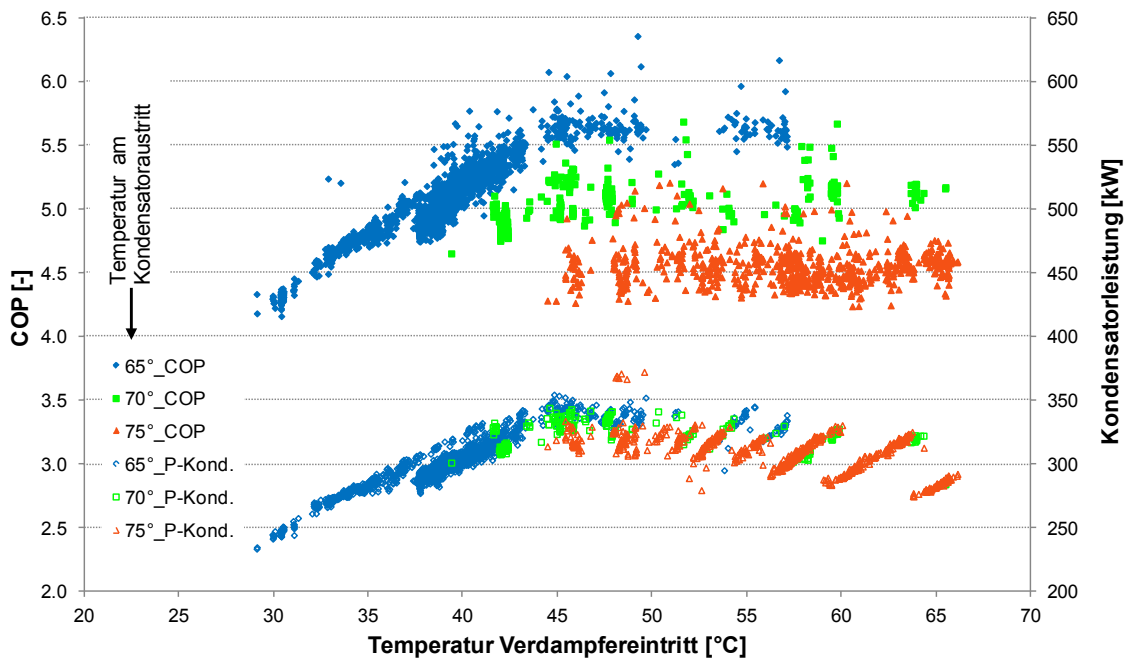


Abbildung 28: Kennlinienfeld der Wärmepumpe in der solaren Nahwärme Hirtenwiesen 2 in Crailsheim (Entwickler WSK Kälte-Klimatechnik GmbH, Kältemittel R227ea, Betriebsdaten von 2012)

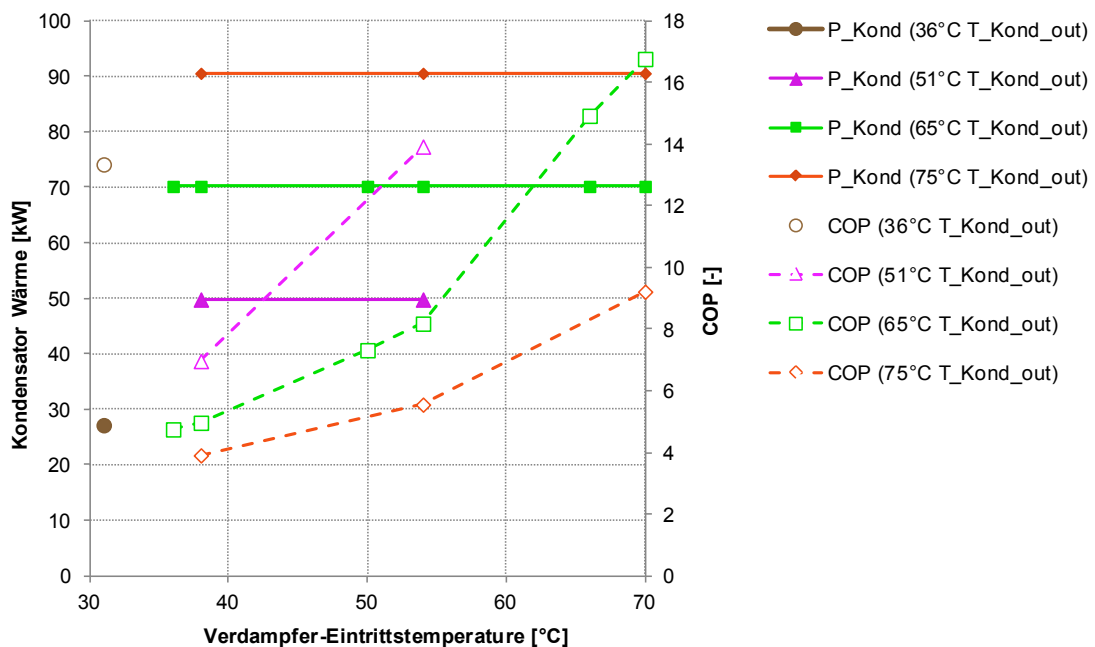


Abbildung 29: Kennlinienfeld der neu entwickelten Wärmepumpe in der solaren Nahwärme in Zabki in Warschau, Polen (Entwickler Universität Ulster, Irland, Kältemittel R245fa, Auslegungsdaten von 2014) [55]

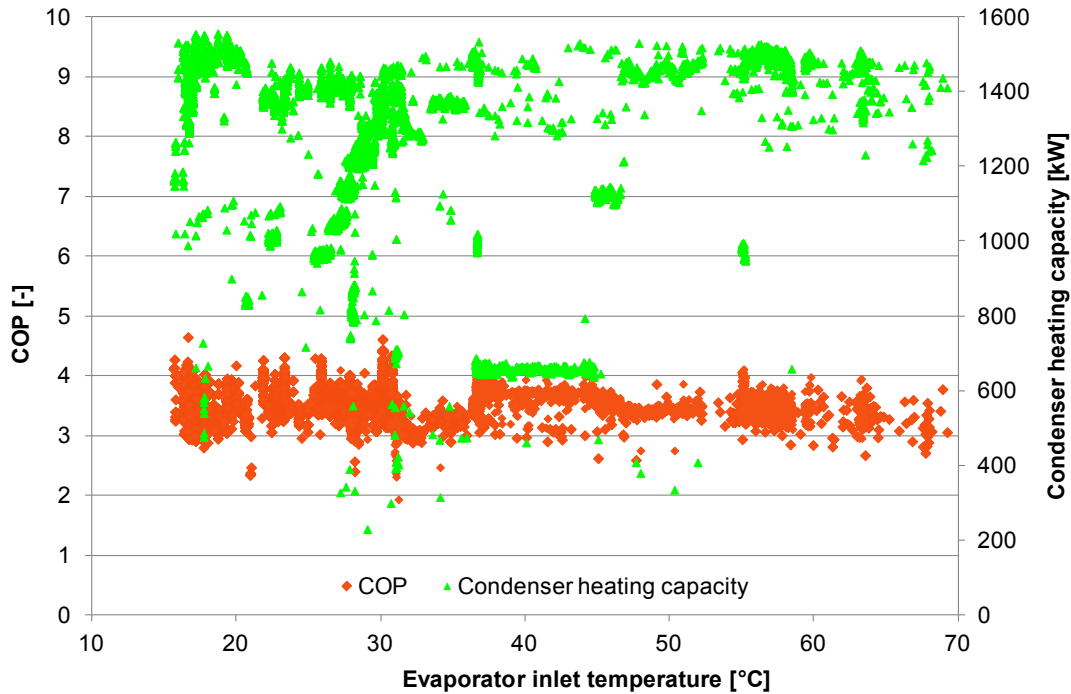


Abbildung 30: Kennlinienfeld der Wärmepumpe in der solaren Nahwärme Sunstore 4 in Marstal, Dänemark (Hersteller Advansor, Kältemittel CO₂, Betriebsdaten von 2012) [56]

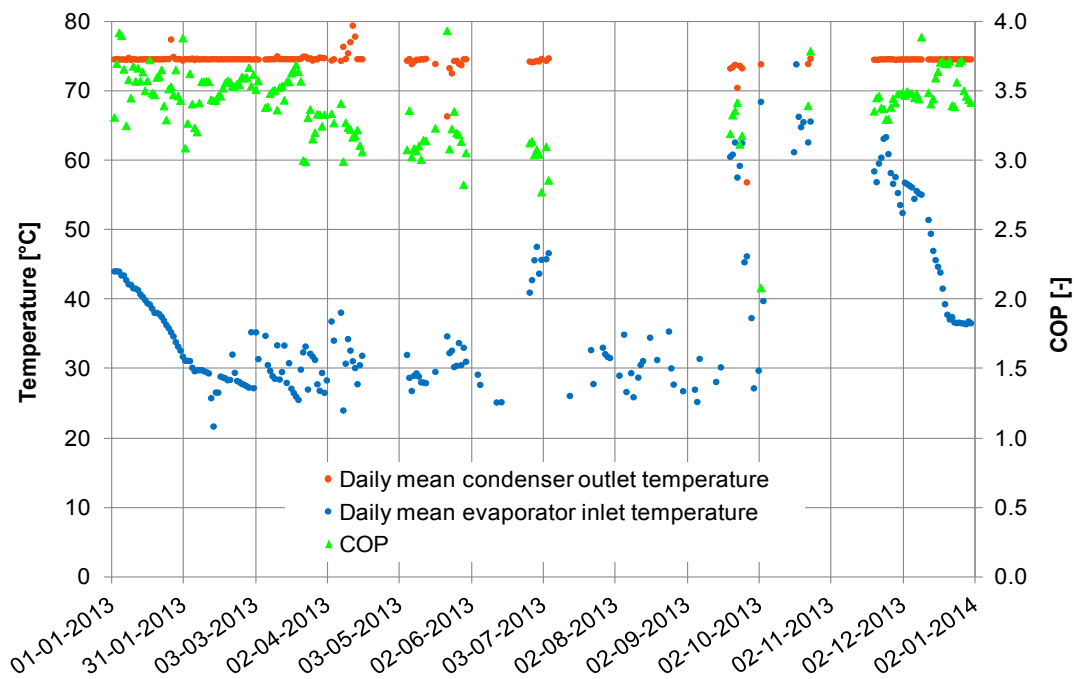


Abbildung 31: Tagesmittelwerte der Wärmepumpe in der solaren Nahwärme Sunstore 4 in Marstal, Dänemark (Hersteller Advansor, Kältemittel CO₂, Betriebsdaten von 2012) [56]

4.2.3. Modellentwicklung der KWK-Anlage

Ziel der Modellentwicklung der KWK-Anlage in Trnsys war, ein allgemeingültiges Modell zu entwickeln, das alle ausgewählten KWK Technologien abbilden kann. Somit kann, wie in der Anforderungsliste gefordert, einfach zwischen unterschiedlichen KWK-Anlagentypen „umgeschaltet“ werden.

Da sich Motoren-, Gasturbinen-, Dampfturbinen- und GuD-Heizkraftwerke in ihrem Aufbau und in den thermodynamischen Prozessen stark unterscheiden, muss eine Systemgrenze gewählt werden, die das gesamte KWK-System umfasst (Abbildung 32). Es wird also kein physikalisches Modell, sondern ein empirisches Kennlinien-Modell erstellt.

Die Erarbeitung der Grundlagen ergab zusammenfassend, dass die Wirkungsgrade und Leistungen der KWK-Anlagen von einer Reihe von Randbedingungen und zeitlichen Grenzen beeinflusst werden. Die Zusammenhänge können aus der Literatur qualitativ entnommen werden, quantitativ sind oft nur Werte für Auslegungsbedingungen verfügbar.

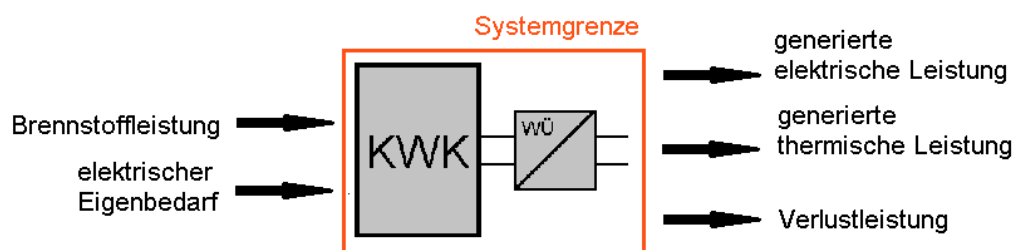


Abbildung 32: Systemgrenze des zu entwickelnden KWK-Modells

Für die Modellierung der KWK-Anlage wird vorausgesetzt, dass parallel zu ihr ein Wärmespeicher vorhanden ist, der als hydraulische Weiche fungiert und der die einzige Schnittstelle des Wärmestroms zum KWK-Modell bereitstellt. Dadurch kann eine Zieltemperaturregelung durch Anpassung des Massenstroms gewährleistet werden.

Das Modell ist in zwei Schwerpunkte unterteilt. Erstens werden statisch anhand der Randbedingungen der elektrische und der thermische Wirkungsgrad bestimmt und zweitens wird mittels zeitlicher Konstanten die Flexibilität der Anlage abgebildet. Hierzu zählt das zeitliche Verhalten der Einschalt- und Abschalt-Vorgänge sowie der Lastwechsel.

4.2.3.1. Daten-Recherche

Anhand der charakteristischen Parameter wurde ein Fragebogen erstellt, der an Hersteller und Betreiber von KWK-Anlagen geschickt wurde. Von den 26 angefragten Herstellern haben acht Hersteller Daten zur Verfügung gestellt. Da es keine Hersteller für Dampfturbinen-HKW gibt, sondern jede Komponente von einem anderen Hersteller geliefert wird, können Daten über die Gesamtanlage nur von Planern oder Betreibern bereitgestellt werden. Der Kontakt zu Betreibern von KWK-Anlagen wurde zum Teil durch den AGFW hergestellt. Fünf Betreiber haben Informationen zur Verfügung gestellt.

Somit konnten über die allgemeinen Informationen der Literaturrecherche hinaus, spezifische Daten zu einer Reihe von Motor-HKW und je zwei GT-, DT- und GuD-HKW gesammelt werden. Während die Informationen zu Motor-HKW also umfangreich sind und teils allgemeingültige Aussagen ermöglichen, können die Informationen zu den anderen drei Technologien noch nicht als breit abgesichert gelten.

Dabei sind die zur Verfügung gestellten Informationen unterschiedlich vollständig. Teilweise war es erforderlich, die angefragten Größen aus stattdessen bereitgestellten Größen zu berechnen. So ergibt sich in einem Beispiel der thermische Wirkungsgrad aus dem elektrischen Wirkungsgrad und dem Gesamtwirkungsgrad. Die teils aus den ausgefüllten Fragebögen, teils aus Datenblättern entnommenen und teils im persönlichen Gespräch erfragten Daten sind in Tabellen gesammelt und aufbereitet, sowie rechnerisch ergänzt worden und sind vertraulich.

Insgesamt wurden vier Parametersätze erstellt worden. Je einer für Motor-, Gasturbinen-, Dampfturbinen- und Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerke. Die Parameter repräsentieren einen Durchschnitt empirischer Werte der Literaturrecherche, der Herstelleranfragen und der Betreiber-Anfragen. Dabei sind die Werte in der Regel eher konservativ gewählt, da der aktuelle deutsche Anlagenbestand und nicht die neusten Entwicklungen auf dem Markt abgebildet werden sollen.

4.2.3.2. Erstellung der Wirkungsgrad-Kennfelder

Sowohl die elektrische und thermische Leistung einer KWK-Anlage, als auch die Wirkungsgrade sind von mehreren Variablen abhängig. Um diese Abhängigkeiten bei der Erstellung des Modells zu berücksichtigen, wurden für die Wirkungsgrade Kennfelder erstellt.

Ist eine Größe von nur einer Variablen abhängig, kann man sie in einem Koordinatensystem als Kennlinie darstellen, in dem der gesuchte Wert auf der Y-Achse und die Variable auf der X-Achse abzulesen ist. Ist eine Größe von zwei Variablen abhängig, kann diese in einem dreidimensionalen Koordinatensystem als Kennfeld abgebildet werden. Bei Funktionen mit mehreren Variablen ist eine Parameterdarstellung möglich, bei der die Änderung nur über einer Variablen dargestellt wird. Für alle anderen Variablen wird ein fester Wert gewählt.

Ist eine Funktion $y = f(x)$ gegeben, ist das Maß für die Veränderung die erste Ableitung der Funktion. Im Falle einer linearen Änderung sieht diese Funktion wie folgt aus:

$$y(x) = y_0 + \frac{dy}{dx} (x - x_0) \quad (12)$$

Wobei $\frac{dy}{dx}$ die erste Ableitung der Funktion ist.

Bei mehreren Variablen wird die partielle Ableitung gebildet, bei der sich nur eine Variable ändert und alle anderen konstant sind:

$$y(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = y_0 + \frac{\partial y}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial y}{\partial x_2} \Delta x_2 + \frac{\partial y}{\partial x_3} \Delta x_3 + \dots + \frac{\partial y}{\partial x_n} \Delta x_n \quad (13)$$

$$\text{mit } \Delta x_i = (x_i - x_{i0})$$

Die Kennfelder der Wirkungsgrade werden aus den Hersteller- und Betreiber-Daten erstellt.

Elektrischer Wirkungsgrad

Die Literaturrecherche und die Datenanfrage bei Herstellern und Betreibern zeigte die elektrische Nennleistung P_{nenn} und die Modulation Z der Anlage, sowie die Vor- und Rücklauftemperatur (T_{VL} , T_{RL}) des Wärmenetzes und die Umgebungstemperatur T_{amb} als mögliche Einflussgrößen auf die Wirkungsgrade. Dazu kommt bei Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen eine Beeinflussung der Wirkungsgrade durch die Dampfentnahme $Z_{entnahme}$.

$$\eta_{el} = f(P_{nenn}, Z, T_{VL}, T_{RL}, T_{amb}, Z_{entnahme}) \quad (14)$$

Entsprechend der Abhängigkeiten (14) und der mathematischen Definition (13) ergibt sich für den elektrischen Wirkungsgrad die – für die hier betrachteten KWK-Anlagen allgemein gültige – Beziehung (15).

$$\begin{aligned} \eta_{el}(Z, P_{nenn}, T_{RL}, T_{VL}, T_{amb}, Z_{entnahme}) \\ = a_{el} + b_{el} \cdot (Z - Z_{elgrenz}) + c_{el} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn_{elgrenz}})) + d_{el} \\ \cdot (T_{RL} - T_{RL_{elgrenz}}) + e_{el} \cdot (T_{VL} - T_{VL_{elgrenz}}) + f_{el} \cdot (T_{amb} - T_{amb_{elgrenz}}) \\ + g_{el} \cdot (Z_{entnahme} - Z_{entnahme_{elgrenz}}) \end{aligned} \quad (15)$$

Der Parameter „ a_{el} “ stellt den minimalen Punkt im Wirkungsgradkennfeld dar. Die Parameter „ b_{el} “ bis „ g_{el} “ entsprechen den partiellen Ableitungen. Die Parameter mit der Endung „ $_{-grenz}$ “ geben den Punkt des niedrigsten Wirkungsgrades a_{el} an, um eine Differenz zum aktuellen Punkt zu bilden.

Das Vorgehen zur Erstellung der Kennfelder aus den gesammelten Daten wird im Folgenden am Beispiel des elektrischen Wirkungsgrades η_{el} der Motoren erläutert.

Elektrischer Wirkungsgrad bei Motor-HKW

Der elektrische Wirkungsgrad von Motor-HKWs ist eine Funktion der Anlagenkapazität P_{nenn} und der Modulation Z :

$$\eta_{el} = f(P_{nenn}, Z) \quad (16)$$

Die Modulation ist der Anteil einer Teillast an der Volllast und wird auf die Brennstoffleistung bezogen:

$$Z = \frac{P_{Br}}{P_{Br_{nenn}}} \quad (17)$$

Die Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades von der Umgebungstemperatur ist bei Motor-HKW's laut Hersteller-Angaben vernachlässigbar [16]. Auch die Vor- und Rücklauf-temperatur beeinflusst den elektrischen Wirkungsgrad nach Herstellerangaben nicht, solange eine Kühlung des Motors gewährleistet bleibt [34]. Rücklauf-temperaturen höher als 70°C sind in der Regel nicht zulässig und sorgen für ein Ausschalten des Motors [56] [57] [58].

In den Hersteller-Datenblättern werden die elektrische Nennleistung einer Anlage und der dazugehörige elektrische Wirkungsgrad angegeben. Bei Nennleistung ist die Modulation konstant ($Z_{nenn} = 1$). Die gesammelten Daten lassen sich in ein Diagramm auftragen (siehe Abbildung 33), das die Erstellung einer Trendlinie erlaubt. Die Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der elektrischen Nennleistung wurden zu einer logarithmischen Trendlinie angenähert. Excel erstellt Trendlinien mittels der Methode kleinster Quadrate. Die Trendlinie der elektrischen Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Kapazität – die aus den Herstellerangaben erstellt worden ist – ergibt Formel (18). Sämtliche Kennlinien in dieser Arbeit sind anonymisiert abgebildet.

$$\eta_{el, Motor}(P_{nenn}) = 0,0255 \cdot \ln(P_{nenn}) + 0,2385 \tag{18}$$

mit $50 \text{ kW}_{el} \leq P_{nenn} \leq 18\,321 \text{ kW}_{el}$

Dabei gilt die Trendlinie nur innerhalb bestimmter Grenzen. Da keine Motoren kleiner 50 kW_{el} oder größer 18321 kW_{el} betrachtet wurden, kann auch für Anlagenkapazitäten außerhalb dieser Grenzen keine zuverlässige Aussage zum Wirkungsgrad gemacht werden.

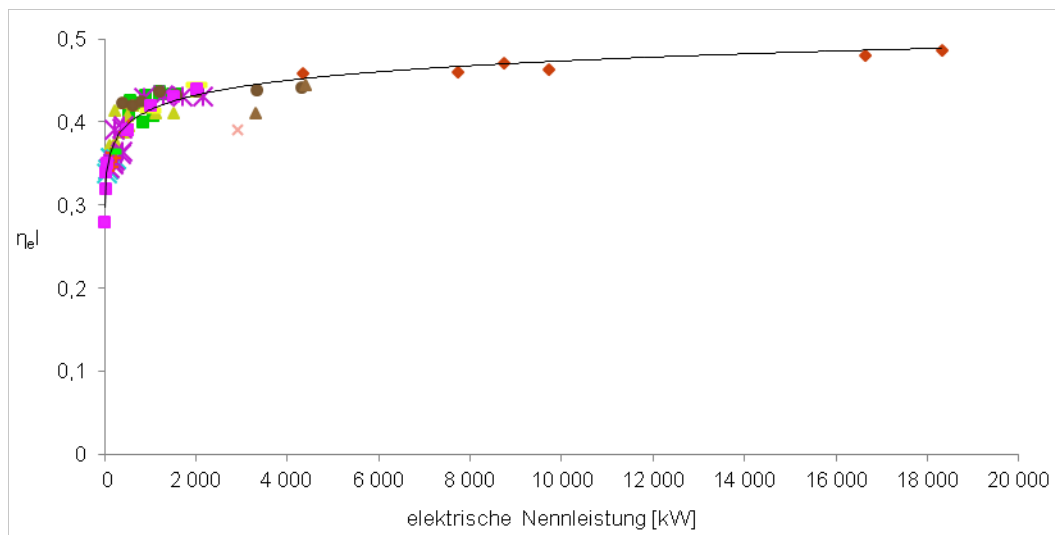


Abbildung 33: El. Wirkungsgrad der Motor-HKW in Abhängigkeit von der elektrischen Nennleistung (basierend auf Daten zu 82 Motor-HKW's aus 12 Quellen)

Darüber hinaus sind die elektrischen Wirkungsgrade der Motoren von deren Modulation abhängig. Die Daten hierfür sind nicht immer in den Datenblättern enthalten und müssen oft extra bei den Herstellern angefragt werden. In der Regel wurden die Wirkungsgrade zu je drei Modulationen

onen angegeben. Da die Anlagen unterschiedliche elektrische Nennleistungen haben, hängen die Wirkungsgrade hier nicht nur von der Modulation, sondern auch entsprechend Abbildung 33 von der Nennleistung ab. Daher kann eine Trendlinie für jeden einzelnen Motor erstellt werden, die die Abhängigkeit von der Modulation abbildet. Die Wirkungsgrade von Motoren unterschiedlicher Nennleistungen liegen aber nicht auf einer Trendlinie, sondern nebeneinander. Trotzdem ist der Verlauf der Wirkungsgradkennlinien in Abhängigkeit von der Modulation der einzelnen Motoren ähnlich. Die lineare Trendlinie wird aus dem durchschnittlichen Wirkungsgrad aller Motoren je Modulation berechnet (siehe Abbildung 34).

$$\eta_{el, Motor}(Z) = 0,1089 \cdot Z + 0,3094 \quad (19)$$

mit $0,33 \leq Z \leq 1$

Die Wirkungsgrad-Modulations-Trendlinie gilt nur bei einer Modulation von 33% bis 100% Last, da kleinere Teillasten in der Regel nicht möglich sind.

Es wird vereinfachend angenommen, dass die Steigung der Wirkungsgrad-Modulations-Trendlinie für jede elektrische Nennleistung gleich ist. Genauso wird auch die Steigung der Wirkungsgrad-Nennleistung-Trendlinie für jede Modulation als gleich groß angenommen. Zwischen den beiden Wirkungsgrad-Kennlinien kann ein ebenes, dreidimensionales Kennfeld aufgespannt werden.

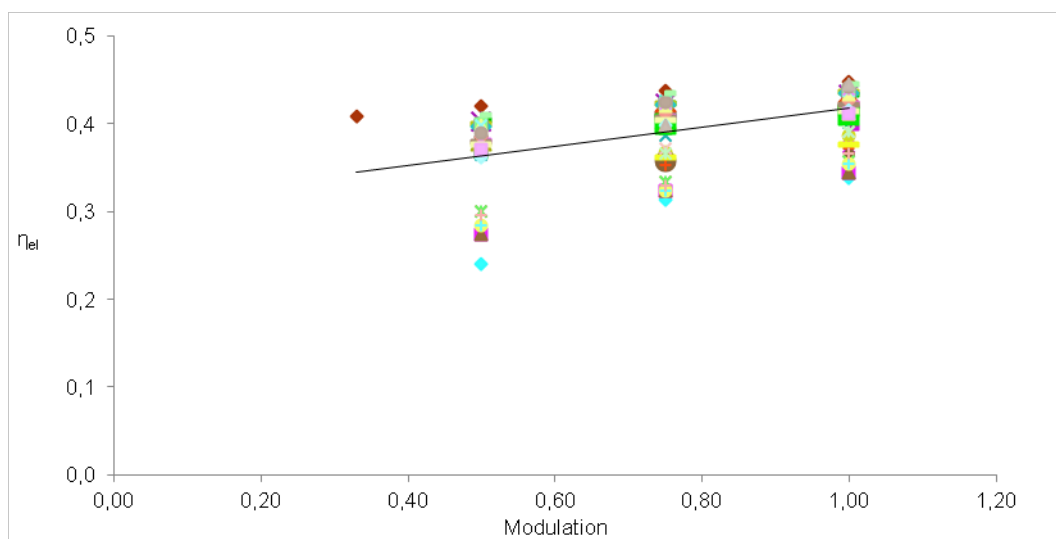


Abbildung 34: El. Wirkungsgrad der Motor-HKW in Abhängigkeit von der Modulation (basierend auf Daten zu 49 Motor-HKWs aus 10 Quellen)

Da der elektrische Wirkungsgrad sowohl mit sinkender Anlagenkapazität, als auch mit sinkender Modulation sinkt, liegt der minimale elektrische Wirkungsgrad bei der unteren Grenze der Modulation und der unteren Grenze der Kapazität.

Der minimale Wirkungsgrad kann mit Hilfe der Formeln (18) und (19) berechnet werden.

$$\eta_{el, min} = \eta_{el}(Z = 0,33, P_{nenn} = 50 kW_{el}) = 0,2385 + 0,0255 \cdot \ln(50) + 0,1089 \cdot (1 - 0,33) = 0,27$$

Von diesem Punkt aus kann jeder andere Punkt im Kennfeld nach folgender Funktion bestimmt werden:

$$\eta_{el, Motor}(Z, P_{nenn}) = 0,27 + 0,0255 \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(50)) + 0,1089 \cdot (Z - 0,33) \quad (20)$$

Beispielhaft wird der Wert des maximalen elektrischen Wirkungsgrades, der bei der maximalen Nennleistung und Volllast liegt, nach Formel (20) berechnet:

$$\eta_{el}(1, 1873 \text{ kW}_{el}) = 0,27 + 0,0255 \cdot (\ln(1873) - \ln(50)) + 0,1089 \cdot (1 - 0,33) = 0,49$$

Alleine durch unterschiedliche elektrische Nennleistung und Modulation kann also eine maximale Differenz von 22% im elektrischen Wirkungsgrad der Motor-BHKW berechnet werden. Aus dem in diesem Abschnitt erstellten Kennfeld (20) ergibt sich für die allgemeine Kennfeld-Gleichung (15) der in Tabelle 13 aufgeführte Parametersatz für Motor-HKWs.

Tabelle 13: Parametersatz des elektrischen Wirkungsgrad-Kennfeld für Motor-HKWs

Symbol	Parameter	Erklärung
a_{el}	0,27	minimaler elektrischer Wirkungsgrad
b_{el}	0,1089	Steigung des el. Wirkungsrades in Abhängigkeit zur Modulation
c_{el}	0,0255	Steigung des el. Wirkungsrades in Abhängigkeit zur el. Nennleistung
d_{el}	0	Steigung des el. Wirkungsrades in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur
e_{el}	0	Steigung des el. Wirkungsrades in Abhängigkeit zur Vorlauftemperatur
f_{el}	0	Steigung des el. Wirkungsrades in Abhängigkeit zur Umgebungstemperatur
g_{el}	/	Steigung des elektrischen Wirkungsrades in Abhängigkeit zur anteiligen Wärmeentnahme aus der EK-DT
$Z_{elgrenz}$	0,33	Modulation des minimalen elektrischen Wirkungsrades
$P_{nenn_{elgrenz}}$	50	El. Nennleistung des minimalen el. Wirkungsrades
$T_{RL_{elgrenz}}$	0	Rücklauftemperatur des minimalen el. Wirkungsrades
$T_{VL_{elgrenz}}$	0	Vorlauftemperatur des minimalen el. Wirkungsrades
$T_{amb_{elgrenz}}$	0	Umgebungstemperatur des minimalen el. Wirkungsrades
$Z_{entnahme_{grenz}}$	0	anteilige Dampfentnahme aus der EK-DT des minimalen el. Wirkungsrades
Z_{min}	0,33	minimale Modulation, für die das Kennfeld gilt
Z_{max}	1	maximale Modulation, für die das Kennfeld gilt
$P_{nenn_{min}}$	50	minimale el. Nennleistung, für die das Kennfeld gilt
$P_{nenn_{max}}$	18321	maximale el. Nennleistung, für die das Kennfeld gilt

Die Kennfelder des elektrischen Wirkungsgrades für die anderen HKW-Typen werden nach dem gleichen Verfahren erstellt. Die jeweiligen Kennlinien und Parametersätze müssen aufgrund der geringen Anzahl an Quellen vertraulich gehalten werden.

Thermischer Wirkungsgrad

Analog zu den elektrischen Wirkungsgrad-Kennfeldern werden auch die Kennfelder der thermischen Wirkungsgrade ermittelt.

$$\eta_{th} = f(P_{nenn}, Z, T_{VL}, T_{RL}, T_{amb}, Z_{entnahme}) \quad (21)$$

Entsprechend der Abhängigkeiten (21) und der mathematischen Definition (12) ergibt sich für den thermischen Wirkungsgrad die – für die hier betrachteten KWK-Anlagen allgemein gültige – Beziehung (22).

$$\begin{aligned} \eta_{th}(Z, P_{nenn}, T_{RL}, T_{VL}, T_{amb}, Z_{entnahme}) &= a_{th} + b_{th} \cdot (Z - Z_{thgrenz}) + c_{th} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nennthgrenz})) + d_{th} \\ &\cdot (T_{RL} - T_{RLthgrenz}) + e_{th} \cdot (T_{VL} - T_{VLth}) + f_{th} \cdot (T_{amb} - T_{ambthgrenz}) + g_{th} \\ &\cdot (Z_{entnahme} - Z_{entnahme_{grenz}}) \end{aligned} \quad (22)$$

Sämtliche Trendlinien sind in Abbildung 35 abgebildet.

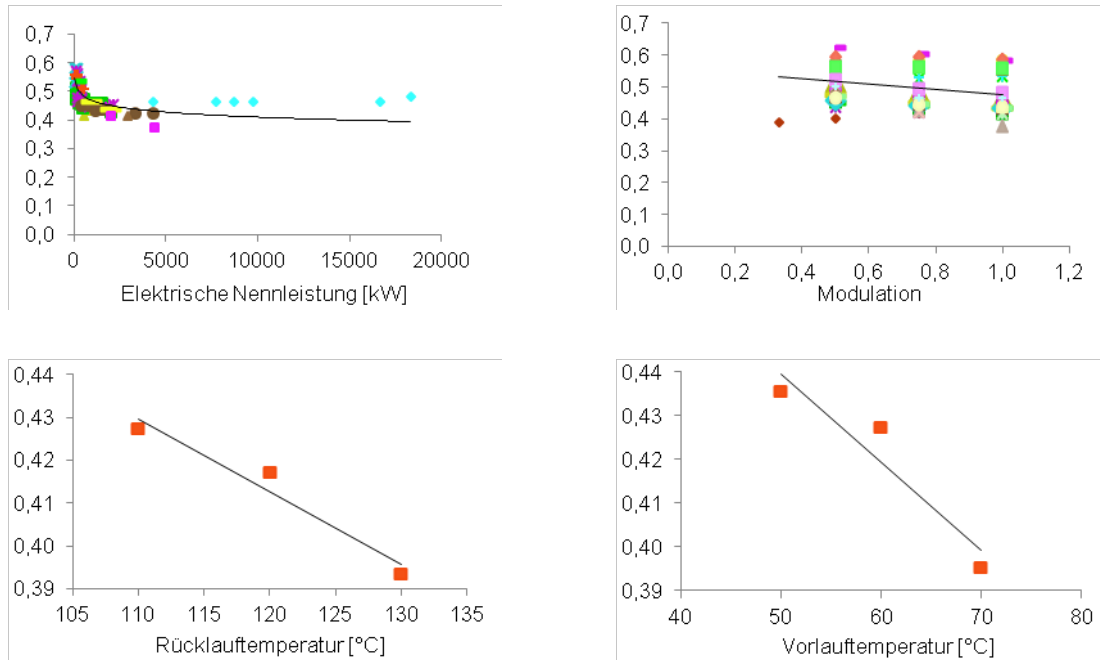


Abbildung 35: Thermischer Wirkungsgrad für KWK-Motoren

Aus den Daten der Motor-Hersteller lässt sich für die thermische Wirkungsgrad-Nennleistungstrendlinie ein logarithmischer Verlauf erkennen. Anders als der elektrische Wirkungsgrad nimmt der thermische Wirkungsgrad mit zunehmender elektrischer Kapazität ab.

Weil die Informationen zu Gasturbinen-HKW von reinen Gasturbinen-Herstellern zur Verfügung gestellt wurden, liegen wenige Daten zur thermischen Seite vor. Bei den Kennlinien der Dampfturbinen-HKWs und GuD-HKWs liegen wieder nur Informationen zu je zwei HKWs vor.

Bei Motor-, GT- und GuD-HKWs sinkt – im Gegensatz zum elektrischen Wirkungsgrad – der thermische Wirkungsgrad mit steigender Last.

Bei Motoren sinkt der thermische Wirkungsgrad mit steigenden Vor- und Rücklaufftemperaturen. Im Gegensatz dazu steigt der thermische Wirkungsgrad mit steigenden Vor- und Rücklaufftemperaturen bei Dampfturbinen-HKW. Dies begründet sich aus dem Clausius-Rankine-Prozess. Je höher die Temperatur des Wärmenetzes ist, umso weniger Leistung kann die Turbine erbringen und umso mehr Wärmeleistung kann hinter der Turbine an das Wärmenetz übertragen werden.

Bei GT- und GuD-HKW fällt der Einfluss der Temperaturen des Wärmenetzes auf den thermischen Wirkungsgrad nicht ins Gewicht.

Da mit steigender Umgebungstemperatur der elektrische Wirkungsgrad von Gasturbinen sinkt, fällt mehr Wärme ab und der thermische Wirkungsgrad steigt. Aus den vorliegenden Daten der thermischen Wirkungsgrade von GuD-HKW lässt sich keine eindeutige Trendlinie für die Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur erstellen. Dass bei Einsatz von EK-DT in HKW durch eine zunehmende Dampfkopplung der thermische Wirkungsgrad proportional steigt, ist eindeutig.

4.2.3.3. Umrechnung der Wirkungsgrade

Das KWK-Modell soll sowohl stromgeführt als auch wärmegeführt regelbar sein. Daher ist entweder die gewünschte thermische Leistung $P_{th_{soll}}$ oder die gewünschte elektrische Leistung $P_{el_{soll}}$ gegeben. Diese werden in die entsprechenden Regelsignale – für den wärmegeführten (siehe Formel 23) oder den stromgeführten (siehe Formel 24) Betrieb – umgewandelt.

$$X_{th} = \frac{P_{th_{soll}}}{P_{th_{nenn}}} \quad (23)$$

$$X_{el} = \frac{P_{el_{soll}}}{P_{el_{nenn}}} \quad (24)$$

Die beiden unterschiedlichen Regelsignale sollen in eine einheitliche Führungsgröße umgewandelt werden, die sowohl im stromorientierten Betrieb, als auch im wärmegeführten Betrieb das Modell regeln kann. Sowohl die elektrische Leistung als auch die thermische Leistung sind über ihre Wirkungsgrade mit der Brennstoffleistung verknüpft. Die Führungsgröße X ist also die gewünschte Modulation bezogen auf die Brennstoffleistung.

$$X = \frac{P_{Br\,soll}}{P_{Br\,nenn}} \quad (25)$$

Die tatsächlich von dem KWK-Modell erzielte Modulation Z kann auf Grund des zeitlichen Verhaltens der KWK-Anlage von der Führungsgröße X abweichen.

Um aus dem elektrischen Regelsignal die – auf die Brennstoffleistung bezogene – Führungsgröße X zu berechnen, kann die Formel (26) hergeleitet werden:

$$X = \frac{\frac{P_{el\,soll}}{\eta_{el}}}{\frac{P_{el\,nenn}}{\eta_{el\,nenn}}} = X_{el} \frac{\eta_{el\,nenn}}{\eta_{el}} \quad (26)$$

Die Umrechnung des thermischen Regelsignals in die Führungsgröße erfolgt analog. Schon zur Berechnung der Führungsgröße wird also ein Wirkungsgrad benötigt. Die Wirkungsgrad-Kennfelder (15) und (22) können aber noch nicht verwendet werden, da die Modulation Z nicht gegeben ist und erst später mit Hilfe der Führungsgröße vom Modell berechnet werden kann. Die Funktion des Wirkungsgrades in Abhängigkeit von der Modulation muss also so umgerechnet werden, dass sie zu einer Funktion des Wirkungsgrades in Abhängigkeit vom Regelsignal wird.

Die Umrechnung wird im Folgenden am Beispiel des elektrischen Wirkungsgrades der Motor-BHKW (Formel 20) durchgeführt.

Um den elektrischen Wirkungsgrad nach Formel (20) zu berechnen, müssen Z und P_{nenn} gegeben sein. Da Z gesucht ist, muss es ersetzt werden.

Idealerweise soll die Modulation Z der Führungsgröße X entsprechen.

$$Z \approx X \quad (27)$$

Einsetzen von (26) in (27) ergibt (28).

$$Z \approx X_{el} \frac{\eta_{el\,nenn}}{\eta_{el}} \quad (28)$$

In die Kennlinie für den elektrischen Wirkungsgrad nach Formel (20) kann nun Formel (28) eingesetzt werden (Formel 29).

$$\eta_{el}(X_{el}, P_{nenn}) = a_{el} + b_{el} \cdot \left(X_{el} \frac{\eta_{el\,nenn}}{\eta_{el}} - Z_{el\,grenz} \right) + c_{el} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn\,el\,grenz})) \quad (29)$$

Somit sind alle Variablen gegeben. Da der elektrische Wirkungsgrad auf beiden Seiten der Gleichung steht, muss nach dem elektrischen Wirkungsgrad aufgelöst werden. Dabei entsteht eine quadratische Funktion:

$$0 = \eta_{el}^2 + \left[-a_{el} + b_{el} \cdot Z_{elgrenz} - c_{el} \left(P_{nenn} - P_{nenn_{elgrenz}} \right) \right] \eta_{el} - b_{el} X_{el} \eta_{el_{nenn}} \quad (30)$$

Aus der quadratischen Gleichung ergeben sich die zwei Lösungen in Gleichung (31).

$$\begin{aligned} & \eta_{el}(X_{el}, P_{nenn}) \\ &= - \frac{\left[-a_{el} + b_{el} \cdot Z_{elgrenz} - c_{el} \cdot \left(\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn_{elgrenz}}) \right) \right]}{2} \\ & \pm \sqrt{\left(\frac{\left[-a_{el} + b_{el} \cdot Z_{elgrenz} - c_{el} \cdot \left(\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn_{elgrenz}}) \right) \right]}{2} \right)^2 - b_{el} \cdot X_{el} \cdot \eta_{el_{nenn}}} \end{aligned} \quad (31)$$

Die einzige technisch mögliche Lösung entspricht der Addition.

Nach dem gleichen Schema werden die allgemeinen Wirkungsgrad-Kennfelder Gleichungen (15) und (22) umgewandelt. So ergibt sich für den elektrischen Wirkungsgrad Gleichung ((32) und analog für den thermischen Wirkungsgrads Gleichung ((33).

$$\begin{aligned}
 & \eta_{ei}(X_{ei}, P_{nenn}, T_{RL}, T_{VL}, T_{amb}) \\
 &= \left(\frac{-a_{ei} + b_{ei} \cdot Z_{ei, grenz} - c_{ei} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn, ei, grenz})) - d_{ei} \cdot (T_{RL} - T_{RL, ei, grenz}) - e_{ei} \cdot (T_{VL} - T_{VL, ei, grenz}) - f_{ei} \cdot (T_{amb} - T_{amb, ei, grenz})}{2} \right) \\
 &+ \sqrt{\left(\frac{-a_{ei} + b_{ei} \cdot Z_{ei, grenz} - c_{ei} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn, ei, grenz})) - d_{ei} \cdot (T_{RL} - T_{RL, ei, grenz}) - e_{ei} \cdot (T_{VL} - T_{VL, ei, grenz}) - f_{ei} \cdot (T_{amb} - T_{amb, ei, grenz})}{2} \right)^2 - b_{ei} \cdot X_{ei} \cdot \eta_{ei, nenn}}
 \end{aligned} \tag{32}$$

$$\begin{aligned}
 & \eta_{th}(X_{th}, P_{nenn}, T_{RL}, T_{VL}, T_{amb}) \\
 &= \left(\frac{-a_{th} + b_{th} \cdot Z_{th, grenz} - c_{th} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn, th, grenz})) - d_{th} \cdot (T_{RL} - T_{RL, th, grenz}) - e_{th} \cdot (T_{VL} - T_{VL, th, grenz}) - f_{th} \cdot (T_{amb} - T_{amb, th, grenz})}{2} \right) \\
 &+ \sqrt{\left(\frac{-a_{th} + b_{th} \cdot Z_{th, grenz} - c_{th} \cdot (\ln(P_{nenn}) - \ln(P_{nenn, th, grenz})) - d_{th} \cdot (T_{RL} - T_{RL, th, grenz}) - e_{th} \cdot (T_{VL} - T_{VL, th, grenz}) - f_{th} \cdot (T_{amb} - T_{amb, th, grenz})}{2} \right)^2 - b_{th} \cdot X_{th} \cdot \eta_{th, nenn}}
 \end{aligned} \tag{33}$$

4.2.3.4. Erstellung der Kennlinien für das zeitliche Verhalten

Die Datenrecherche ergab, dass das An- und Abfahren sowie die Lastwechsel einer KWK-Anlage einer zeitlichen Abhängigkeit – der zugeführten Brennstoffleistung und der daraus resultierenden thermischen und elektrischen Leistung – unterliegen (siehe Kapitel 3.3). In diesem Modell wird eine Zeitdauer je Anfahr-, Abfahr- oder Lastwechsel-Vorgang für alle drei Leistungsarten angenommen. Als Regelgröße wird genau wie zur Erstellung der Wirkungsgradkennfelder die Modulation Z verwendet. Die Brennstoffleistung ändert sich proportional zur Modulation. Die elektrische sowie die thermische Leistung ändern sich in der gleichen Zeit entsprechend ihres jeweiligen Wirkungsgrades.

Die Informationen zum zeitlichen Verhalten der KWK-Anlage stammen sowohl aus der Literaturrecherche als auch aus der Datenanfrage bei Herstellern und Betreibern. In fast allen Fällen wurde lediglich ein Wert für die gesamte Dauer Δt eines der Anfahr- oder Abfahrvorgänge angegeben. Daher werden die zeitlichen Änderungen zu linearen Kennlinien (analog zu Formel 12) vereinfacht (siehe Formel 34).

$$Z(t_i) = Z_0 + \frac{\Delta Z}{\Delta t} \cdot (t_i - t_0) \quad (34)$$

Die gegebenen Anfahr Dauern $t_{start_{max}}$ beziehen sich in der Regel auf eine Leistungsänderung ΔZ von Null auf 100%. Durch Einsetzen in 35 ergibt sich also folgende Anfahrkennlinie:

$$Z = 0 + \frac{1}{t_{start_{max}}} \cdot t \quad (35)$$

Für die Anfahrzeit wird zwischen Heißstart $t_{start_{heiß}}$, Warmstart $t_{start_{warm}}$ und Kaltstart $t_{start_{kalt}}$ unterschieden.

Analog zum Anfahrvorgang beziehen sich die gegebenen Abfahr dauern t_{end} auf eine Leistungs-Absenkung von 100% auf Null. Bei einem Abfahrvorgang sinkt Z also von ihrem momentanen Wert mit der entsprechenden Geschwindigkeit auf Null ab.

$$Z = Z_0 - \frac{1}{t_{end}} \cdot t \quad (36)$$

Für Lastwechsel werden in der Regel lineare Gradienten dZ_{max} für die maximale Leistungsänderung pro Zeiteinheit angegeben. Daher ergibt sich für die Leistungsänderung die folgende Gleichung:

$$Z = Z_0 + dZ_{max} \cdot t \quad (37)$$

Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit kann zwischen Lastabnahme $dZ_{max_{neg}}$ und Lastzunahme $dZ_{max_{pos}}$ unterschiedlich sein.

Für die Parameter „ $t_{start_{heiß}}$ “, „ $t_{start_{warm}}$ “, „ $t_{start_{kalt}}$ “, „ t_{end} “, „ $dZ_{max_{pos}}$ “ und „ $dZ_{max_{neg}}$ “ wurde je ein Durchschnitt aus den gesammelten Daten für jeweils einen Anlagentyp gebildet und in Parametersätzen gespeichert.

Input	Parameter	Output
<ul style="list-style-type: none"> • Massenstrom im Wärmenetz • Rücklauftemperatur • Soll-Vorlauftemperatur • Regelsignal • Umgebungstemperatur 	<ul style="list-style-type: none"> • Partielle Ableitungen und Grenzen der Wirkungsgradkennfelder • Zeitspannen von Anfahr- und Abfahrvorgängen • Leistungsänderungsgeschwindigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Brennstoffleistung • Elektrische Leistung • Thermische Leistung • Vorlauftemperatur

4.2.3.5. Modell-Erstellung

Im Folgenden wird die Umsetzung in ein TRNSYS-Modell beschrieben.

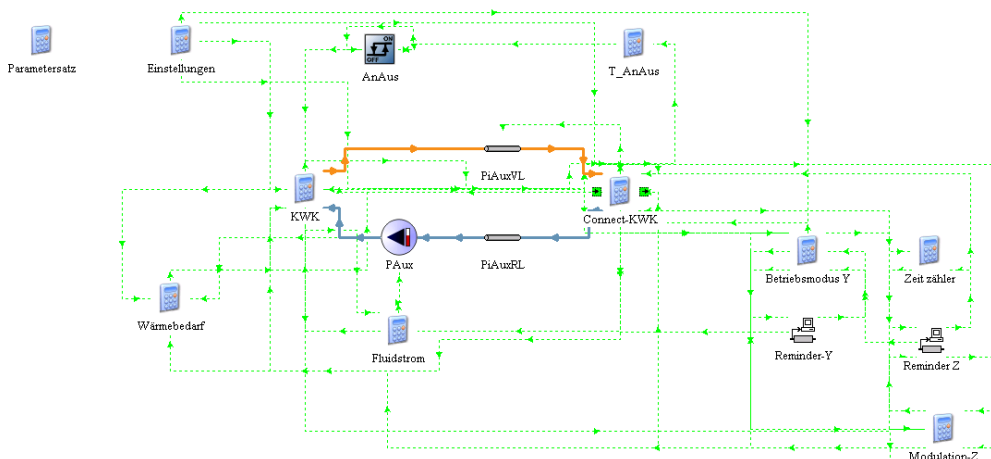


Abbildung 36: TRNSYS-Deck des entwickelten KWK-Modells

In Abbildung 36 ist das TRNSYS-Deck des entwickelten KWK-Modells abgebildet. Im Zentrum des Decks ist der Gleichungsblock „Connect-KWK“ mit dem Gleichungsblock „KWK“ über Rohrleitungs-Types und einen Pumpen-Type verbunden. Der Gleichungsblock „Connect-KWK“ stellt die Schnittstelle des KWK-Makros zur Simulationsumgebung dar. In ihn gehen sämtliche Inputs ein und aus ihm gehen sämtliche Outputs heraus. Eine Auflistung sämtlicher Inputs ist in Tabelle 14 gegeben.

Der Gleichungsblock „KWK“ enthält die erstellten Wirkungsgrad-Kennfelder und berechnet die generierte elektrische und die generierte thermische Leistung sowie die Vorlauftemperatur. Die Rohrleitungen für Vor- und Rücklauf dienen dazu, die thermischen Verluste im KWK-Kreis zu berücksichtigen. Die Pumpe gibt genau den Massenstrom an den Gleichungsblock „KWK“ weiter, der von der Zieltemperaturregelung berechnet wurde. Über einen Pump- und einen Mo-

tor-Wirkungsgradparameter berechnet das Pumpen-Modell die von der Pumpe benötigte elektrische Leistung.

Der Gleichungsblock „Parameter“ enthält den ermittelten Parametersatz. Für jeden ausgewählten KWK-Anlagentyp wurde ein eigener Gleichungsblock erstellt. Vor Beginn der Simulation muss der entsprechende Gleichungsblock in das Makro der KWK-Anlage eingefügt werden.

Tabelle 14: Input für das KWK-Modell

Symbol	Erklärung	Einheit
Last Kreis		
T_{VLsoll}	Netz-Soll-Vorlauftemperatur aus Lastdatei	°C
$\dot{m}_{Netzsoll}$	Massenstrom im Netz aus Lastdatei	kg/h
Speicher Kreis		
T_{Regel_u}	untere Speichertemperatur	°C
T_{Regel_o}	obere Speichertemperatur	°C
T_{RL}	Rücklauftemperatur aus Wärmespeicher	°C
Zentrale Regelung		
X_{el}	elektrisches Regelsignal	–
X_{th}	thermisches Regelsignal	–
Y_{el}	elektrische Regelung ein	–
$t_{ausminwi}$	wirtschaftliche Mindeststillstandzeit	h
$t_{anminwi}$	wirtschaftliche Mindestlaufzeit	h
T_{amb}	Umgebungstemperatur	°C

Das zeitliche Verhalten der KWK-Anlage wird von den Gleichungsblöcken „Betriebsmodus Y“ und „Modulation-Z“ bestimmt. Dort sind die erstellten zeitlichen Kennlinien eingeschrieben.

4.2.3.6. Führungsgröße X und Modulation Z

Die Variable X gibt vor, welchen Wert die Modulation erreichen soll und bildet den Brennstoffbedarf ab (siehe Formel 25). Die Führungsgröße X ergibt sich entweder aus dem elektrischen oder dem thermischen Regelsignal.

$$X = \frac{P_{Br\,soll}}{P_{Br\,nenn}} \quad (25)$$

Die Berechnung von X erfolgt im Gleichungsblock „KWK“. Dabei ist darauf zu achten, dass Mindestleistung und Nennleistung der Anlage als Grenzen eingehalten werden.

$$Z_{min} \leq X \leq 1$$

Soll die Anlage ausgeschaltet werden oder im Stillstand verweilen, so muss $X = 0$ sein. Werte zwischen 0 und Z_{min} kann X nicht annehmen.

Während die Führungsgröße X angibt, welche Leistung die Anlage bereitstellen soll, gibt die Modulation Z an, welche Leistung im aktuellen Simulationszeitschritt tatsächlich umgewandelt werden kann. In einer rein stationären Simulation ist die Regelgröße Z mit der Führungsgröße X identisch. Die Modulation entspricht dem Anteil der verbrauchten Brennstoffleistung einer Teillast an der Brennstoffleistung bei Nennlast:

$$Z = \frac{P_{Br}}{P_{Brnenn}} \quad (17)$$

Im normalen Betrieb liegt der Wert der Modulation zwischen Minimallast Z_{min} und Nennlast Z_{nenn} . Im Stillstand ist $Z = 0$ und beim Starten und Abschalten ist der Betrieb zeitabhängig und auch die Betriebspunkte zwischen 0 und Mindestlast werden durchfahren. In Abbildung 37 ist dargestellt, wie sich Z mit der Zeit in den verschiedenen Betriebsmodi ändert. Die Änderungsgeschwindigkeit des Betriebspunktes entspricht dem Leistungsgradienten.

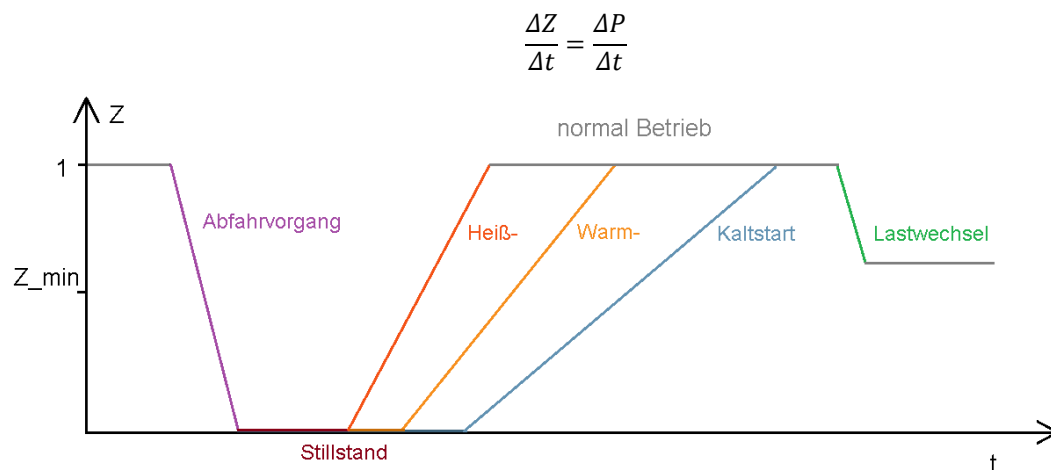


Abbildung 37: Änderung von Z mit der Zeit

Die Anlage kann sich zu einem Zeitpunkt immer nur in einem der vier Betriebsmodi – Stillstand, Anfahrvorgang, Abfahrvorgang und Betrieb – befinden, wobei die Anfahrvorgänge in Heiß-, Warm- und Kaltstart unterteilt sind und die Lastwechsel dem Betriebs-Modus zugeordnet sind. Zwischen den Modi kann immer nur in einer festen Reihenfolge gewechselt werden. Y ist eine binäre Zahl, die angibt, in welchem Modus sich die Anlage gerade befindet (0=nicht in diesem Modus; 1=in diesem Modus).

Daraus ergibt sich dann folgende Funktion für den Betriebspunkt:

$$Z = Z_{aus} \cdot Y_{aus} + Z_{start} \cdot Y_{start} + Z_{an} \cdot Y_{an} + Z_{end} \cdot Y_{end} \quad (38)$$

Anders als in Abbildung 37 dargestellt, berechnet Trnsys die zeitlichen Änderungen nicht kontinuierlich, sondern in frei definierbaren Zeitschritten.

4.2.3.7. Regelung des Betriebsmodus Y

Der Kreislauf der vier Betriebsmodi wird in Abbildung 38 dargestellt. In den folgenden Kapiteln wird die Modellierung der einzelnen Modi näher erklärt.

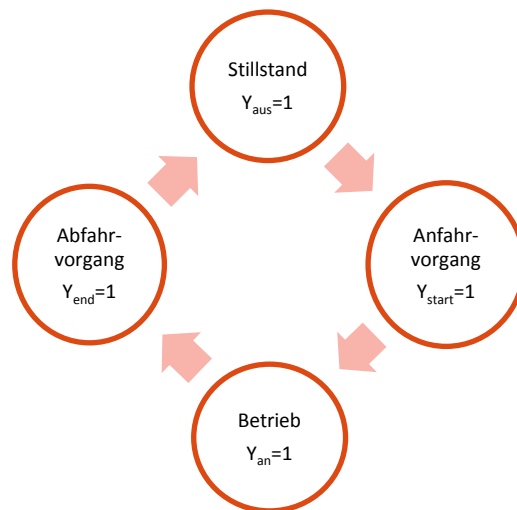


Abbildung 38: Modi-Schalt-Reihenfolge

Damit die Betriebsmodi in einer bestimmten Reihenfolge ablaufen, muss sich der aktuelle Modus Y immer auf den Betriebsmodus des letzten Zeitschritts Y_{alt} beziehen.

In den ersten beiden Simulationsschritten sind aber noch keine vorangegangenen Werte vorhanden. Deswegen muss ein Startwert $Y_{default}$ definiert werden, der angibt, in welchem Betriebsmodus sich die Anlage zum Beginn der Simulation befindet. Dabei kann zwischen zwei Varianten gewählt werden: Entweder die Anlage befindet sich zu Beginn der Simulation im Stillstand oder im Betrieb. Im Gleichungsblock „Einstellungen“ muss dementsprechend vor Beginn der Simulation der Startwert $Y_{default}$ gleich „1“ für Betrieb oder gleich „0“ für Stillstand gewählt werden.

In einem transienten Betrieb hängt der aktuelle Zeitschritt immer vom vorhergegangenen Zeitschritt ab. Dafür ist der TRNSYS Type 93 „Reminder“ in das Deck integriert. Er speichert bestimmte Werte (für einen oder mehrere Simulationsschritte), sodass auf sie im nächsten Simulationsschritt nochmal Bezug genommen werden kann.

Bestimmte Vorgänge, wie z.B. das Anfahren der Anlage, dauern eine bestimmte Zeit. Im Gleichungsblock „Zeitähler“ werden daher die Zeitschritte aufaddiert, während denen ein bestimmter Modus aktiviert ist. Im Laufe eines Modi-Kreislaufes werden die Zeiten wieder gelöscht, so dass immer nur die Dauer des aktuellen Modus angegeben wird.

Stillstand

Bevor die Anlage eingeschaltet werden kann, muss sie eine definierte Zeitspanne $t_{aus_{min}}$ ausgeschaltet gewesen sein. Dabei gibt es technische und wirtschaftliche Mindest-Stillstandzeiten. Während die technische Mindest-Stillstandzeit $t_{aus_{min,tech_KWK}}$ ein innerhalb des KWK-Modells definierter Parameter ist, kann die wirtschaftliche Mindest-Stillstandzeit $t_{aus_{min,wi}}$ von außerhalb der Modellgrenzen von einer zentralen Regelung vorgegeben werden.

Der Stillstand setzt mit dem Abschluss des Abschaltvorgangs ein. Befindet sich die Anlage im Stillstand und der Zählwert t_{aus} ist kleiner als $t_{aus_{min}}$, kann die Anlage nicht anfahren. Wenn der Zählwert t_{aus} größer oder gleich $t_{aus_{min}}$ ist, kann die Anlage wieder eingeschaltet werden ($Y_{t_{aus}}=1$).

Solange die Anlage stillsteht, werden keine Leistungen umgewandelt ($Z_{aus} = 0$).

Anfahrvorgang

Damit die Anlage eingeschaltet werden kann, müssen drei Bedingungen erfüllt werden:

1. Die Anlage muss zuvor ausgeschaltet gewesen sein $Y_{aus_{alt}} = 1$
2. Die Mindeststillstandzeit ist erreicht $Y_{t_{aus}} = 1$
3. Es muss ein Leistungsbedarf vorhanden sein $X \geq Z_{min}$

Sind alle diese Bedingungen erfüllt, endet der Stillstand und die Anlage wird eingeschaltet ($Y_{aus} = 0, Y_{start} = 1$).

Es gibt drei Arten von Anfahrvorgängen: den Kaltstart, den Warmstart und den Heißstart. Diese dauern unterschiedlich lang. Ein Heißstart benötigt die geringste Zeit, ein Kaltstart dauert am längsten. Auf welche Startdauer das Modell zurückgreift, hängt von der vergangenen Stillstanddauer seit dem letzten Abschalten ab. Solange die Stillstanddauer $t_{aus_{alt}}$ unterhalb der Grenze von Heiß- zu Warmstart t_{warm} liegt, wird die Heißstartdauer $t_{start_{heiß}}$ verwendet. Überschreitet die Stillstanddauer die Grenze von Heiß- zu Warmstart, aber noch nicht die von Warm- zu Kaltstart t_{kalt} , so wird die Warmstartdauer $t_{start_{warm}}$ verwendet. Wenn die Stillstandzeit auch die Kaltstartgrenze überschreitet, gilt die Kaltstartdauer $t_{start_{kalt}}$.

Der Parameter „ $t_{start_{max}}$ “ entspricht der nach der aktuellen Stillstanddauer geltenden Startdauer und wird aus den genannten Bedingungen ermittelt.

Solange sich die Anlage im Startvorgang befindet, steigt die Modulation Z von 0 – entsprechend der erstellten Anfahr-Kennlinie – bis auf den Wert der Führungsgröße X an.

Die Brennstoffleistung steigt proportional zur Modulation auf ihren Sollwert an und die elektrische sowie die thermische Leistung steigen in der gleichen Zeit entsprechend des jeweiligen Wirkungsgrades an. Dabei muss für die durchfahrenen Modulationen kleiner der Mindestlast der Wirkungsgrad der Mindestlast angenommen werden.

Der Anfahrvorgang endet, sobald die Modulation Z des letzten Zeitschrittes die Führungsgröße X des aktuellen Zeitschrittes (und mindestens Z_{min}) erreicht oder überschritten hat.

Normaler Betrieb

Nach Beendigung des Startvorgangs läuft die Anlage im normalen Betrieb.

Im normalen Betrieb wird die Leistung nach Bedarf geregelt (siehe unten). Um sowohl einen wärmegeführten als auch einen stromgeführten Betrieb abbilden zu können, wurde als Regelgröße die Modulation Z gewählt. In der Realität unterscheiden sich die Dauern für die Änderung der Brennstoffzufuhr und die daraus hervorgehende jeweilige Änderung der thermischen und der elektrischen Leistung. Hingegen wird in diesem Modell genau wie bei Anfahr- und Abfahrvorgang vereinfacht angenommen, dass sich die drei Leistungen in derselben Zeitspanne linear ändern.

Die Leistungskurve kann der Lastkurve nur bis zu einem maximalen Leistungsgradienten folgen. Solange die Laständerung den maximalen Leistungsgradienten nicht überschreitet, entspricht die Modulation Z der Führungsgröße X . Bei Laständerungen größer dem maximalen Gradienten berechnet sich die Modulation aus der Lastwechsel-Kennlinie:

$$\begin{aligned} (X - Z_{alt}) < dZ_{max_{neg}} &\rightarrow Z = Z_{alt} + dZ_{max_{neg}} \\ dZ_{max_{neg}} \leq (X - Z_{alt}) \leq dZ_{max_{pos}} &\rightarrow Z = X \\ (X - Z_{alt}) > dZ_{max_{pos}} &\rightarrow Z = Z_{alt} + dZ_{max_{pos}} \end{aligned}$$

mit $dZ_{max_{neg}} < 0$ und $dZ_{max_{pos}} > 0$

Dabei ist X die Führungsgröße und entspricht der eingeforderten Modulation. Die Modulation Z wird beschränkt und kann im normalen Betrieb nur Werte zwischen Mindestlast und Volllast annehmen: $Z_{min} \leq Z \leq 1$.

Genauso wie es eine Mindest-Stillstandzeit gibt, muss die Anlage auch eine Mindest-Betriebszeit einhalten. Das bedeutet, dass das KWK-Modell ein bestimmtes Zeitintervall im Modus „Normaler Betrieb“ ($Y_{an} = 1$) verbleiben muss, bis es wieder ausgeschaltet werden kann. Wenn der Zählwert t_{an} kleiner ist als $t_{an_{min}}$, kann das Modell nicht ausgeschaltet werden ($Y_{t_{an}} = 0$). Wenn der Zählwert t_{an} größer oder gleich $t_{an_{min}}$ ist, ist es möglich, das Modell auszu-schalten ($Y_{t_{an}} = 1$). Genau wie die Mindest-Stillstandzeit wird auch die Mindest-Betriebszeit in eine technische und eine wirtschaftliche Größe unterteilt. Die technische Größe ist im Parametersatz enthalten. Die wirtschaftliche Größe kann aus der zentralen Regelung an das KWK-Modell gegeben werden.

Ausschaltvorgang

Damit die Anlage ausgeschaltet werden kann, müssen genau wie beim Einschalten drei Bedingungen erfüllt sein:

1. Die Anlage muss zuvor angeschaltet gewesen sein $Y_{an_{alt}} = 1$
2. Die Mindestbetriebszeit ist erreicht $Y_{t_{an}} = 1$

3. Es muss ein Ausschaltsignal vorhanden sein $X = 0$

Sind alle diese Bedingungen erfüllt, so schaltet das Modell ab.

Genau wie der Einschaltvorgang wird auch der Abschaltvorgang vereinfacht abgebildet. Solange sich die Anlage im Abschaltvorgang befindet, sinkt Z linear von seinem aktuellen Wert bis auf 0. Der Gradient ergibt sich aus der maximalen Modulation $Z = 1$ und der maximalen Abschaltdauer t_{end} .

$$Z_{end} = Z_{alt} - \frac{1}{\left(\frac{t_{end}}{step}\right)} \quad (39)$$

Die Brennstoffleistung sinkt proportional zu Z und sowohl die elektrische als auch die thermische Leistung sinkt in Korrelation dazu – entsprechend ihres jeweiligen Wirkungsgrades – in derselben Zeit ab. Der Abschaltvorgang endet, wenn $Z_{end} = 0$ ist. Der Kreislauf beginnt wieder mit dem Stillstand ($Y_{aus} = 1$).

4.2.3.8. Zieltemperaturregelung

Die Führungsgröße X gibt also an, mit welcher Modulation die Anlage betrieben werden soll und die tatsächliche Modulation Z strebt diesen Punkt abhängig von dem aktuellen Betriebsmodus Y an.

In dem Gleichungsblok „KWK“ werden die Leistungen in jedem Zeitschritt statisch entsprechend der aktuellen Modulation Z berechnet.

Die Brennstoffleistung P_{Br} ergibt sich nach Formel (17) direkt aus der Modulation.

Aus der eingesetzten Brennstoffleistung lassen sich über den jeweiligen Wirkungsgraden (nach Formel (15) und (22)) die thermische und die elektrische Leistung (nach Formel (3) und (4)) berechnen.

Die durch die thermische Leistung des HKWs erreichte Vorlauftemperatur T_{VL} wird nach folgender Formel berechnet:

$$T_{VL} = T_{RL} + \frac{P_{th}}{\dot{m} \cdot cpw} \quad (40)$$

Eine Zieltemperatur-Regelung des Massenstroms stellt sicher, dass die gewünschte Vorlauftemperatur $T_{VL_{soll}}$ erreicht wird. Die Temperaturabhängigkeit der spezifischen Wärmekapazität von Wasser wird in diesem Modell vernachlässigt.

$$\dot{m} = \frac{P_{th}}{cpw \cdot (T_{VL_{soll}} - T_{RL})} \quad (41)$$

Für den Massenstrom werden Grenzen gesetzt:

$$\dot{m}_{min} < \dot{m} < \dot{m}_{max}$$

Wobei \dot{m}_{min} durch technische Restriktionen der KWK-Anlage, des Wärmenetzes oder der Pumpe vorgegeben wird. Der maximale Massenstrom \dot{m}_{max} wird aus der Temperaturdifferenz ($dT_{chp_{min}}$) zwischen der maximal bereitzustellenden Temperatur und der maximalen Rücklauf-temperatur sowie der maximalen thermischen Leistung der KWK-Anlage berechnet.

$$\dot{m}_{max} = \frac{P_{Br_{nenn}} \cdot \eta_{th_{nenn}}}{cpw \cdot dT_{chp_{min}}} \quad (42)$$

4.2.3.9. Grundregelung für wärmegeführten Betrieb

In dem KWK-Modell ist eine Grundregelung für den wärmegeführten Betrieb enthalten. Alternativ können Regelsignale des ebenso entwickelten externen Regelmoduls für eine stromgeführte Regelung verarbeitet werden, die sich entweder auf die thermische oder auf die elektrische Leistung beziehen können.

Die stromgeführte Regelung orientiert sich an Strombörsenpreisen und dem Regelenergie-markt. Bei dem aus der zentralen Regelung kommenden Regelsignal X_{el} handelt es sich um eine Zahl zwischen 0 und 1, die das Verhältnis zwischen der gewünschten elektrischen Leistung und der maximal von dem Heizkraftwerk zu generierenden elektrischen Leistung darstellt. Das auf die Wärmeleistung bezogene Regelsignal X_{th} wird innerhalb des KWK-Modells berechnet. Aus der Systemumgebung gehen die Rücklauftemperatur T_{RL} , der Massenstrom des Wärmenetzes \dot{m}_{Netz} und die gewünschte Vorlauftemperatur $T_{VL_{soll}}$ in das Makro ein. Aus diesen Größen wird berechnet, welche thermische Leistung $P_{th_{soll}}$ die KWK-Anlage bereit stellen soll.

$$P_{th_{soll}} = \dot{m}_{Netz} * cpw * (T_{VL_{soll}} - T_{RL}) \quad (43)$$

Aus dem Wärmebedarf $P_{th_{soll}}$ wird nach Formel (23) das Regelsignal X_{th} berechnet. Dabei wird X_{th} auf einen Wert zwischen Mindestlast und Volllast begrenzt. Somit wird selbst wenn kein Wärmebedarf im Netz existiert, die Mindestleistung generiert, um den zu der KWK-Anlage parallel geschalteten Wärmespeicher zu beladen. Ein zusätzlicher Regler bewahrt den Speicher vor Überhitzung, in dem er die KWK-Anlage ausschaltet, wenn die untere Speichertemperatur am Rücklauf zur KWK-Anlage einen Maximalwert erreicht hat. Um ein permanentes An- und Abfahren der Anlage zu verhindern, wird sie erst wieder eingeschaltet, wenn die obere Speichertemperatur einen Grenzwert unterschreitet.

4.2.3.10. Notkühler

In einem stromorientierten Betrieb kann es wirtschaftlich interessant sein, trotz gedecktem Wärmebedarf und voll geladenem Wärmespeicher die Anlage nicht abzuschalten, sondern weiter Strom zu generieren. Damit der Speicher nicht überhitzt, muss in diesem Fall die überschüssige Wärme an die Umgebung abgegeben werden. Soll dieser Fall simuliert werden, muss im Gleichungsblock „Einstellungen“ $Y_{Notkühler} = 1$ gesetzt werden. Dann wird die Notab-

schaltung wegen Überhitzung des Speichers umgangen und die an den Wärmespeicher weitergegebene Wärme durch die maximal noch vom Speicher aufzunehmende Leistung begrenzt (ohne die Solltemperatur zu überschreiten). Die Differenz zwischen der generierten Wärme und der an den Speicher weitergegebenen Wärme wird separat als Notkühlbedarf ausgegeben.

4.2.4. Stromgeführte Regelung der KWK-Anlage

Für die Simulation des stromgeführten Betriebs der KWK-Anlage wurde eine zentrale Regelung erarbeitet, die je nach Einstellung die interne wärmegeführte Regelung des KWK-Modells ersetzt.

Mit der Regelstrategie soll der Einsatz der KWK-Anlage an den Börsenstrompreisen orientiert werden. Dabei soll auch Regelleistung angeboten werden, wenn es möglich ist. Der Betrieb des Gesamtsystems ist wirtschaftlich, wenn in möglichst vielen Stunden durch hohe Preise bei der Stromvermarktung des KWK-Stroms Gewinne erzielt werden. Dadurch werden andere Zeiten, in denen z.B. durch die Bereitstellung von Regelleistung möglicherweise Preise (an der EPEX) unterhalb der Grenzkosten der KWK-Anlage erhalten werden, ausgeglichen.

Aufgrund der vorhandenen und analysierten Daten über den Regelleistungsmarkt und die EPEX kann der Betrieb von KWK-Anlagen für die Jahre 2012, 2013 und 2014 abgebildet werden. In diesem Vorhaben wurde die Teilnahme am Markt für MRL betrachtet.

Für die Jahre 2012, 2013 und 2014 sind die maximal gezahlten Angebotspreise für MRL bekannt. Diese werden für die Entscheidung verwendet, ob mit den angebotenen Preisen eine Bereitstellung und der Abruf der Leistung erfolgen. Um eine realistische Angebotsabgabe zu simulieren, dürfen diese Daten nicht direkt zur Berechnung der Angebotspreise herangezogen werden. Deshalb wird mit den durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreisen des jeweiligen Jahres simuliert. Da die Abrufdauer aus den Daten nicht hervorgeht, wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die Leistung immer 15 Minuten lang, bzw. solange der angebotene unterhalb des maximalen Arbeitspreises liegt, abgerufen wird.

Wenn der Zuschlag für die Bereitstellung von Regelleistung nicht erhalten wird, kann in jedem Zeitschritt Strom an der EPEX vermarktet werden. Während der Bereitstellung von Regelleistung wird der Strom ebenfalls an der Börse vermarktet, wobei der Preis der EPEX dann nicht mehr als Entscheidungskriterium berücksichtigt werden kann.

Die Vermarktung über die EPEX erfolgt über den Day-Ahead- und den Intraday-Markt. Die beiden Märkte werden durch die vorliegenden Stundenpreise der EPEX zusammengefasst. Die Anlage soll betrieben werden, wenn die Grenzkosten der Stromerzeugung unterhalb des aktuellen Börsenpreises liegen. Dadurch wird der Prozess des Anbietens vernachlässigt und es wird immer der aktuelle Börsenpreis bezahlt anstatt des angebotenen Preises, wie es im Intraday-Markt eigentlich üblich ist. Liegt der aktuelle Börsenpreis unterhalb der Grenzkosten, ist die Wärmeerzeugung durch den Spitzenlastkessel günstiger.

Nach der Regelstrategie soll die KWK-Anlage nur wegen niedrigen Börsenstrompreisen ausgeschaltet werden, nicht wegen zu geringem Wärmebedarf. Wenn zu viel Wärme produziert wird, soll sie durch den Wärmespeicher aufgenommen werden. Wenn der Wärmebedarf nicht ge-

deckt werden kann und die Kapazität des Wärmespeichers nicht ausreicht, wird mit einem Spitzenlastkessel nachgeheizt.

Die Solarthermie hat in der Simulation durch ein definiertes Volumen im Wärmespeicher Vorrang bei der Wärmeerzeugung. Dadurch muss ihr Betrieb bei der Regelung der KWK-Anlage nicht direkt beachtet werden.

Technische Kriterien des Gesamtsystems werden, wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben, durch das KWK-Modell berücksichtigt. Es kann deshalb vorkommen, dass die Anlage gemäß der zentralen Regelung betrieben werden soll, dies aber aus technischen Gründen nicht möglich ist (z.B. wegen Einhaltung der Mindeststillstandszeit).

Konstante Größen, die für die Kostenberechnung und die Regelung notwendig sind, müssen in dem Regelmodul definiert werden. Die technischen Größen der einzelnen Komponenten werden in dem Simulationsmodell innerhalb der Komponenten definiert. So sind z.B. technische Größen der KWK-Anlage in dem KWK-Modell definiert und werden an die Regelung weitergegeben, während die wirtschaftlichen Größen in das Regelmodell selbst eingegeben werden. Anhand des folgenden Fließbildes (Abbildung 39) wird der Aufbau der Regelstrategie beschrieben. Eine genaue Beschreibung mit den verwendeten Formeln folgt danach.

Die technischen Eigenschaften der KWK-Anlage werden darauf überprüft, ob Regelleistung angeboten werden kann. Da die Anlage für die Bereitstellung von Regelleistung betrieben werden muss, wird hier auch der Status der Anlage geprüft. Ist die Anlage nicht in Betrieb, kann keine Regelleistung angeboten werden. Die elektrische Leistung der Anlage muss über der Mindestangebotsleistung von 5 MW liegen. Außerdem muss die Laständerungsgeschwindigkeit der Anlage hoch genug sein, damit die angebotene Leistung innerhalb von 15 Minuten (bei MRL) erbracht werden kann.

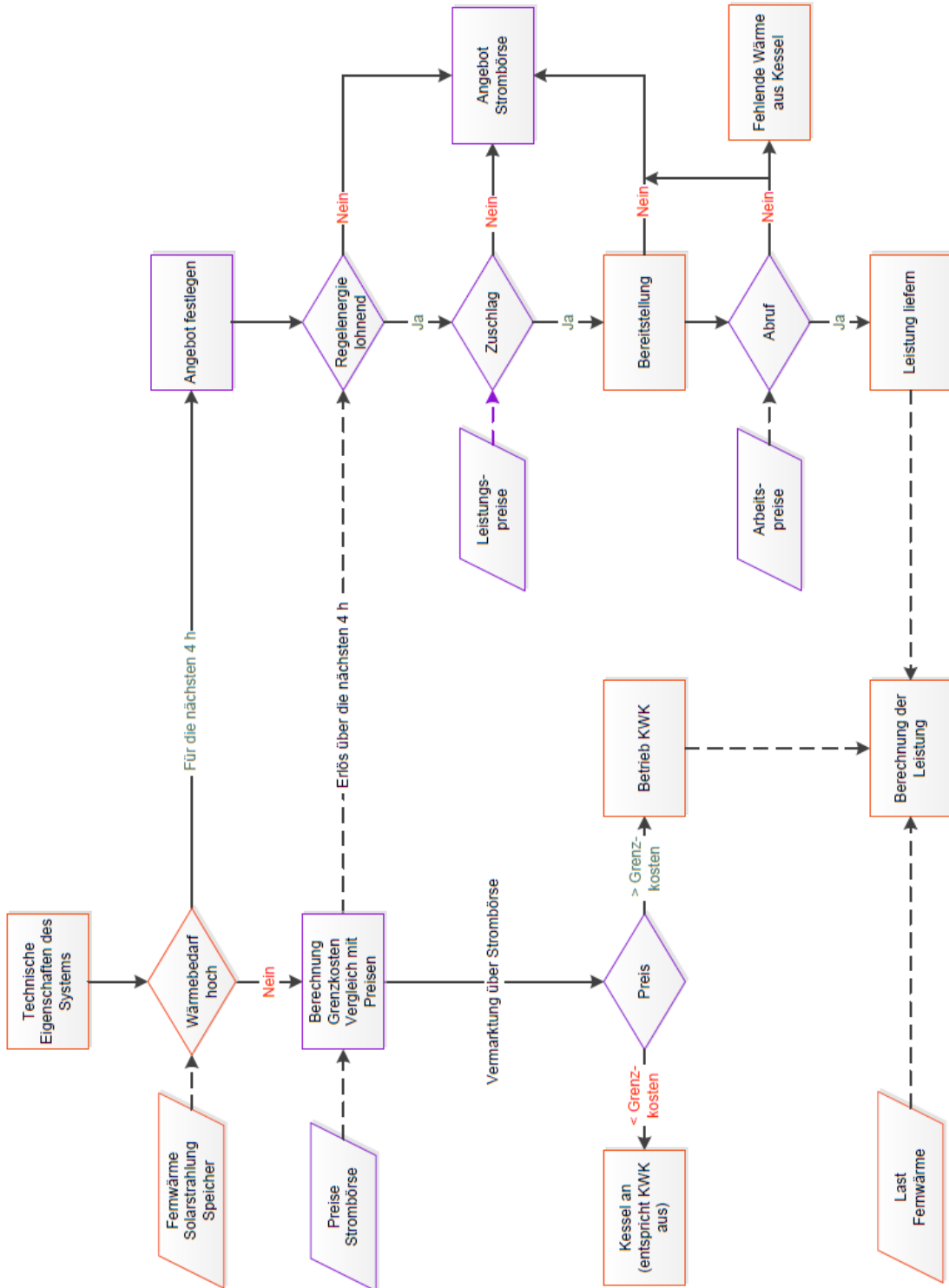


Abbildung 39: Entscheidungsfließbild der Regelstrategie

Die Prüfung des Wärmebedarfs dient zu der Entscheidung, ob in dieser Zeitscheibe eine Bereitstellung von Regelleistung möglich ist und ob positive oder negative Regelleistung angeboten werden kann. Diese Prüfung findet im ersten Zeitschritt jeder Zeitscheibe (alle vier Stunden) statt. Dazu werden die Daten des Fernwärmenetzes zeitversetzt eingelesen, so dass die Wärmelast über die nächsten vier Stunden integriert wird und den benötigten Wärmebedarf in dieser Zeitscheibe ergibt. Zusätzlich wird anhand der Strahlungsdaten der Wärmeertrag der Solarthermie in den nächsten vier Stunden berechnet und die aktuell verfügbare Kapazität des Wärmespeichers berücksichtigt.

Wenn für die nächsten vier Stunden diese berechnete Wärmemenge größer ist als die Wärmemenge, die die KWK-Anlage bei Mindestlast innerhalb der gleichen Zeit erzeugt, kann Regelleistung bereitgestellt werden. Denn die KWK-Anlage muss mindestens mit minimaler Leistung betrieben werden, um Regelleistung bereitstellen zu können. Die Schwankungen des Wärmebedarfs innerhalb der vier Stunden werden durch den Wärmespeicher ausgeglichen.

Wenn die durchschnittliche Leistung des Wärmebedarfs der nächsten vier Stunden in der oberen Hälfte zwischen Mindest- und Volllast der KWK-Anlage liegt, wird negative, ansonsten wird positive Regelleistung angeboten. Die gestrichelte Linie in der Skizze (Abbildung 40) verdeutlicht diese Überlegung.

Die Leistung während der Bereitstellung von Regelleistung richtet sich nach der Wärmelast des Netzes. Das heißt, bei einem Abruf von negativer Regelenergie liegt die Leistung der Anlage unter der geforderten Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs. Während der Bereitstellung wird der Strom über die Börse vermarktet, unabhängig von den Preisen. Wenn durch das Anbieten von Regelleistung zu viel Wärme vorhanden ist, wird diese durch einen Notkühler abgeführt.

Wenn das Anbieten von Regelleistung durch den Wärmebedarf möglich ist, wird geprüft, ob das Anbieten auch wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Grenzkosten der Strombereitstellung der KWK-Anlage werden anhand der in Kapitel 0 beschriebenen Vorgehensweise berechnet.

Wenn der Erlös aus der Vermarktung an der EPEX in der Zeitscheibe zusammen mit dem angebotenen Leistungspreis über der Summe der Grenzkosten in den vier Stunden liegt, dann lohnt sich das Anbieten von Regelleistung. Wenn nun der angebotene Leistungspreis unter dem maximalen Leistungspreis der Zeitscheibe liegt, wird Regelleistung bereitgestellt. Andernfalls wird die Vermarktung über die Strombörse weiter geprüft. Wenn der maximale Arbeitspreis über dem angebotenen Arbeitspreis liegt, wird die Leistung in diesem Zeitschritt abgerufen.

Wenn Regelleistung bereitgestellt wird, muss die Anlage betrieben und der Strom an der EPEX vermarktet werden, ansonsten wird in jedem Zeitschritt die Vermarktung über die EPEX geprüft. Wenn der Börsenpreis über den Grenzkosten liegt, wird die Anlage in diesem Zeitschritt betrieben. Wenn der Preis sehr hoch ist und damit ein vorher festgelegter Gewinn möglich ist, dann wird die Anlage unabhängig von dem aktuellen Wärmebedarf auf Volllast betrieben. Liegt der Preis unter den Grenzkosten, wird der Spitzenlastkessel zur Wärmebedarfsdeckung eingesetzt. Der aktuelle Betrieb der Anlage ergibt sich aus den beschriebenen Entscheidungen. Bei der Bereitstellung von Regelleistung muss gewährleistet sein, dass die Leistung freigehalten wird und abgerufen werden kann. Im Fall der Bereitstellung von positiver Regelleistung und Ver-

marktung über die EPEX wird die Anlage nach dem Wärmebedarf zwischen Mindest- und Volllast betrieben (siehe Abbildung 40). Wenn die Anlage aufgrund der hohen Preise nach EPEX oder aufgrund des Wärmebedarfs auf Volllast betrieben wird, muss für den Abruf der positiven Regelleistung die angebotene Leistung freigehalten werden. Wenn negative Regelleistung angeboten wird, ist es anders herum. Es kann Volllast gefahren werden, im Fall des Betriebs nach geringerem Wärmebedarf muss die Bereitstellung mindestens mit Mindestlast plus der angebotenen Leistung erfolgen, damit die angebotene Leistung auch abgerufen werden kann.

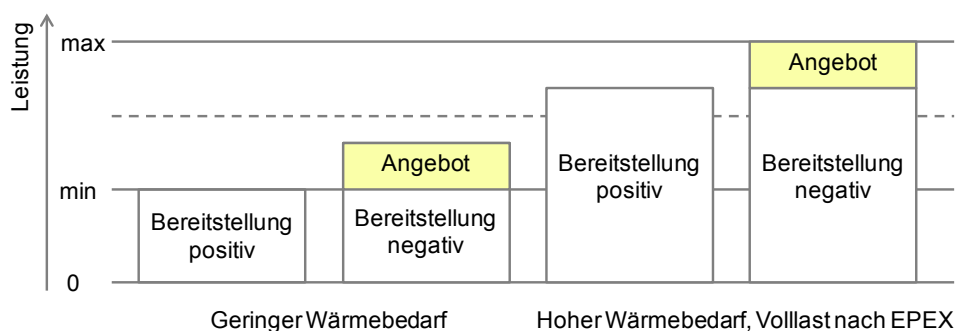


Abbildung 40: Skizze zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung

Am Ende der Berechnungen werden die getroffenen Entscheidungen und die berechnete thermische Leistung ausgegeben. Außerdem werden mit den tatsächlichen technischen Daten, die mit der ausgegebenen thermischen Leistung in dem KWK-Modell berechnet wurden, die tatsächlichen Grenzkosten in diesem Zeitschritt berechnet.

4.2.5. Implementierung der Regelung in Trnsys

Wie in der vorherigen Beschreibung der Regelstrategie deutlich wurde, handelt es sich bei der Regelung überwiegend um Entscheidungen aufgrund von verschiedenen Grenzwerten und -fällen. Für die Implementierung in Trnsys wurde der Non-Standard Type 79 (W-Editor) verwendet, siehe Abbildung 41 [59]. Der Type ermöglicht die Nutzung der Programmiersprache W innerhalb einer Trnsys-Simulation und erkennt die Standardvariablen von Trnsys.

Der W-Editor kommuniziert mit dem Trnsys-Deck, in das er integriert ist. Es werden in jedem Iterationsschritt die Inputs in den W-Editor eingelesen und die Outputs an das Deck ausgegeben. Weder eine Schnittstelle noch ein Übersetzer für die Kommunikation mit dem Deck in Trnsys sind dazu nötig.

Auf der rechten Seite des W-Editors in Abbildung 41 können Inputwerte eingegeben werden, mit welchen die eingegebenen Berechnungen statisch überprüft werden können. In der Simulation erfolgt die Berechnung des Codes in jedem Zeitschritt.

```

266 If MRLKWKZR == 1 %Bereitstellung positive RL
267   APmaxMRLZR = APmaxMRLposZR %AP für positive MRL
268   ELPZR = LPaposRLZR %Erlös aus LP
269   If BetriebKWKZR == 2 %Volllast wegen hohem Börsen
270     PthsollKWKZR = PthNennKWKZR - PthARLZR %Für j
271   ElseIf BetriebKWKZR == 1 %Normalbetrieb nach EPEX
272     If PFWsollZR > PthNennKWKZR - PthARLZR %Wenn
273       PthsollKWKZR = PthNennKWKZR - PthARLZR %V
274     Else PthsollKWKZR = PFWsollZR %Leistung der j
275     end
276   ElseIf BetriebKWKZR == 0
277     If PFWsollZR > PthNennKWKZR - PthARLZR %Wenn
278       PthsollKWKZR = PthNennKWKZR - PthARLZR %V
279     Else PthsollKWKZR = PFWsollZR %Leistung der j
280     end
281   end
282   %Abruf RL
283   If APaposRLZR <= APmaxMRLZR %Angebotspreis unter
284     AbRLZR = 1
    
```

Abbildung 41: Programmcode der zentralen Regelung im W-Editor

Abbildung 42 zeigt das Simulationsdeck der zentralen Regelung. Das Regelmodell wurde für das Testen und die Validierung ohne die Einbindung in das Gesamtsystem entwickelt. In dem Modul „M-ZR“ sind die Komponenten und Berechnungen zusammengefasst, die für die Regelung notwendig sind. Die beiden Bereiche „Kollektor“ und „Pufferspeicher“ beinhalten Konstanten, die in der Regelung für Berechnungen verwendet werden. Dazu gehören z.B. die Kollektorfläche, die Masse des Pufferspeicherinhalts und Temperaturen aus dem Pufferspeicher. In dem Bereich „M-KWK“ werden die technischen Daten der KWK-Anlage als Konstanten eingegeben. In dem Modul „M-Common“ sind allgemeine Konstanten für die Berechnung, wie z.B. der Startzeitpunkt und das Intervall für die Ausgabe der Daten über die Drucker, festgelegt.

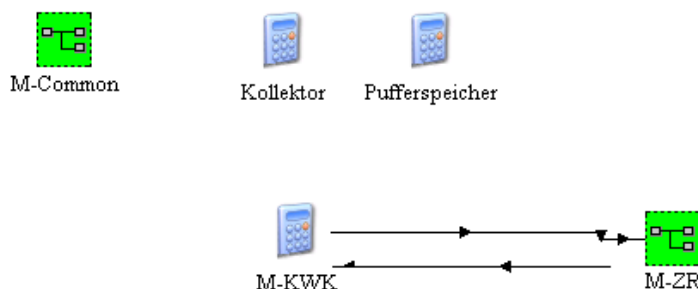


Abbildung 42: Trnsys-Deck der zentralen stromgeführten Regelung für KWK-Anlagen, Übersicht

Innerhalb des Moduls „M-ZR“ ist das Kernstück der Programmierarbeit: der Code, der in den W-Editor eingegeben wurde (siehe Abbildung 43). Die technischen Daten der KWK-Anlage werden über die Schnittstelle „Connect“ an das Deck übergeben. Weitere Konstanten, wie die Betriebskosten, der Brennstoffpreis und Leistung und Preise für die angebotene Regelleistung, müssen definiert werden. Der Bereich „Intervall“ gibt ein Signal aus, das alle vier Stunden gleich null ist und im Code als Intervall für die Vorausberechnung des Wärmebedarfs genutzt wird. In den beiden Modulen „Preise ZR“ und „Waerme ZR“ werden Daten eingelesen und als Eingangsgrößen für den Code umgerechnet. Der Drucker gibt Ergebnisse der Berechnung an eine Datei aus.

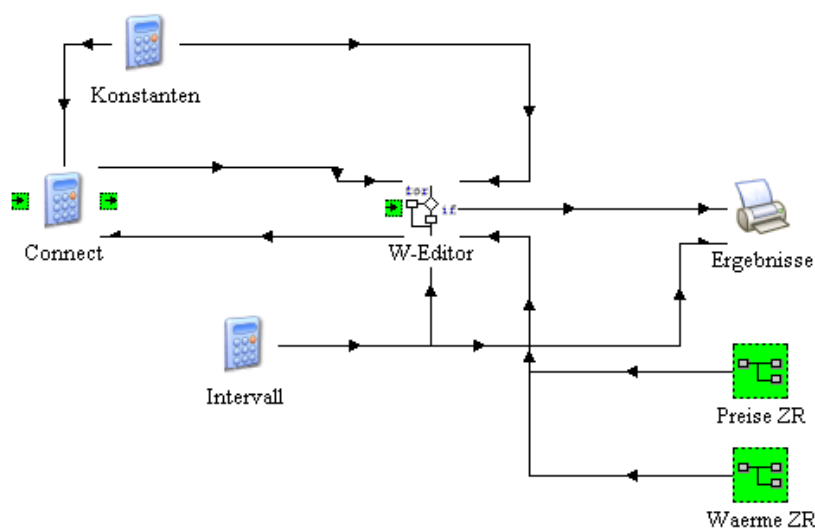


Abbildung 43: Trnsys-Deck des Moduls „M-ZR“

Die Berechnung der Grenzkosten erfolgt mit den Nenndaten für die Leistung und die Wirkungsgrade der KWK-Anlage. Die aktuellen Werte sind von der aktuellen Leistung der Anlage und von der Umgebungstemperatur abhängig und können deshalb an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt werden. Der Eigenstromverbrauch wird als zusätzliche Leistung berechnet, die aus dem Stromnetz bezogen werden muss. Dazu wird ein konstanter Strompreis angenommen. Für die Vermarktung über die EPEX wird geprüft, ob die berechneten Grenzkosten unter dem aktuellen Börsenpreis liegen. Wenn die Differenz aus Börsenpreis und Grenzkosten positiv ist, wird noch geprüft, ob das Ergebnis über einem vorher festgelegten Wert liegt. In diesem Fall wird für den Betrieb der Anlage ein Signal für Vollast definiert. Wenn der Erlös unter dem festgelegten Wert liegt, wird die Anlage nach dem aktuellen Wärmebedarf des Netzes betrieben. Ist der Börsenpreis zu niedrig, wird die KWK-Anlage in diesem Zeitschritt nach EPEX nicht betrieben.

Für die Entscheidung über ein Angebot an Regelleistung werden die technischen Eigenschaften der KWK-Anlage und der Wärmebedarf am Anfang jeder Zeitscheibe geprüft. Die Anlage muss in Betrieb sein, die elektrische Nennleistung muss über der Angebotsleistung liegen und die

Laständerungsgeschwindigkeit muss mindestens der Vorgabe entsprechen, damit Regelleistung angeboten werden kann.

Für die Prüfung des Wärmebedarfs wird die Differenz aus der Summe des Wärmebedarfs für die nächsten vier Stunden und der Summe der Mindestwärmeerzeugung in der KWK-Anlage über vier Stunden gebildet. Wenn das Ergebnis positiv ist, kann die KWK-Anlage in der Zeitscheibe mindestens auf Mindestleistung betrieben werden. Wie die Anlage betrieben wird, hängt von dem Ergebnis der Betriebsprüfung nach den EPEX-Preisen ab.

Wenn die Anlage nach EPEX auf Volllast betrieben wird, wird negative Regelleistung angeboten. Es wird nun berechnet, ob sich ein Angebot von Regelleistung für diese Zeitscheibe lohnt. Dafür wird die Summe der Preise an der EPEX in der Zeitscheibe zu dem angebotenen Leistungspreis addiert und die Summe der Grenzkosten über vier Stunden subtrahiert. Bei einem positiven Ergebnis können im Fall eines Zuschlags nach Leistungspreis die Kosten für den Betrieb der Anlage durch die Preise an der EPEX und den Leistungspreis gedeckt werden. In diesem Fall werden der angebotene und der maximale Leistungspreis der Zeitscheibe verglichen. Wenn der angebotene Preis unter dem maximalen liegt, wird negative Regelleistung bereitgestellt.

Wenn nach dem Preis an der EPEX nicht auf Volllast betrieben wird, erfolgt die Entscheidung für positive oder negative Regelleistung über die durchschnittlich benötigte Leistung in den folgenden vier Stunden. Wie in Abbildung 40 veranschaulicht wurde, wird positive Regelleistung bereitgestellt, wenn die durchschnittliche Leistung des Netzes in der unteren Hälfte zwischen Mindest- und Volllast der KWK-Anlage liegt. Oberhalb dieser Leistung wird negative Regelleistung angeboten. In beiden Fällen wird der Zuschlag nach Leistungspreis geprüft und die Entscheidung für positive oder negative Regelleistung oder für kein Angebot gefällt.

Nach diesen Fallunterscheidungen kann die erforderliche thermische Leistung der KWK-Anlage für jeden Zeitschritt berechnet werden. Wenn positive Regelleistung bereitgestellt wird und die Anlage nach EPEX auf Volllast betrieben wird, muss für den tatsächlichen Betrieb die angebotene Leistung von der Nennleistung subtrahiert werden, damit die Regelenergie auch geliefert werden kann, siehe Abbildung 40. Bei der Berechnung des aktuellen Betriebs müssen die Leistungsgrenzen der KWK-Anlage beachtet werden. Bei dem Betrieb nach Wärmebedarf des Netzes muss ebenfalls sichergestellt werden, dass die angebotene Leistung freigehalten wird. Die verschiedenen Fälle für den Betrieb nach den EPEX Preisen und das Bereitstellen von positiver oder negativer MRL werden in der Berechnung des aktuellen Betriebs durchgespielt. In den Fällen mit Bereitstellung von MRL wird noch je nach angebotenen Arbeitspreis berechnet, ob ein Abruf in diesem Zeitschritt stattfindet. Wenn die Leistung abgerufen wird, wird die erforderliche thermische Leistung der Anlage entsprechend angepasst.

Das Regelsignal für das KWK-Modul wird als Anteil der thermischen Nennleistung berechnet und als Output definiert. Da die Grenzkosten im Voraus nur anhand der Nenndaten der Anlage berechnet werden konnten, werden sie an dieser Stelle noch einmal mit den aktuellen Werten

berechnet. Das KWK-Modul berechnet aus dem thermischen Regelsignal die aktuellen Betriebswerte, und gibt sie an die zentrale Regelung weiter.

In dem in Abbildung 42 gezeigten Deck der zentralen Regelung kommen die Werte der KWK-Anlage noch konstant aus dem Bereich „M-KWK“. Die Verbindung mit dem dynamischen KWK-Modell besteht hier noch nicht. Deshalb wird die aktuelle elektrische Leistung aus der erforderlichen thermischen Leistung multipliziert mit der Stromkennzahl berechnet. Nur im Fall des Betriebs der KWK-Anlage soll der aktuelle Preis der EPEX als erhaltener Preis ausgegeben werden. Am Ende des Codes werden die auszugebenden Größen als Output definiert.

Für die erläuterten Berechnungen werden Daten zu den Preisen der EPEX und der MRL und zum Wärmebedarf des Fernwärmenetzes benötigt, die aus Datendateien eingelesen werden. Dazu wurden die beiden Module „Preise ZR“ und „Waerme ZR“ angelegt.

In dem Modul „Preise ZR“ werden die Preisdaten der EPEX und für MRL eingelesen, siehe Abbildung 44. Die EPEX-Preise werden einmal als aktueller Wert (Stundenwerte) eingelesen und einmal als Summe der Preise über die folgenden vier Stunden. Für diese Vorausberechnung werden in dem Datenleser „Preis EPEX 4h“ die ersten vier Stundenwerte übersprungen, sodass der eingelesene Wert dem Preis vier Stunden nach der Simulationszeit entspricht. Der Integrator „EPEX 4h“ ist so eingestellt, dass die Werte aus dem Datenleser kontinuierlich über vier Stunden aufsummiert werden. Mit dem Bereich „EPEX“ wird der Anfangswert für den ersten Zeitschritt eingestellt und die Summe aus dem Integrator mit dem Zeitschritt multipliziert, sodass alle vier Stunden die Summe der Preise über die letzten vier Stunden des Datenlesers ausgegeben wird. Diese Summe entspricht in der Simulation der Summe der Preise der nächsten vier Stunden.

Bei den Leistungs- und Arbeitspreisen für das Angebot für MRL werden die Daten aktuell eingelesen. Die Berechnungen sind nur für die Festlegung der Werte für den ersten Zeitschritt notwendig, da diese durch die Datenleser nicht ausgegeben werden. Im Fall der Arbeitspreise wird noch abgefragt, ob in diesem Zeitschritt in den Daten ein Abruf vorhanden ist, nur dann wird der Preis weitergegeben.

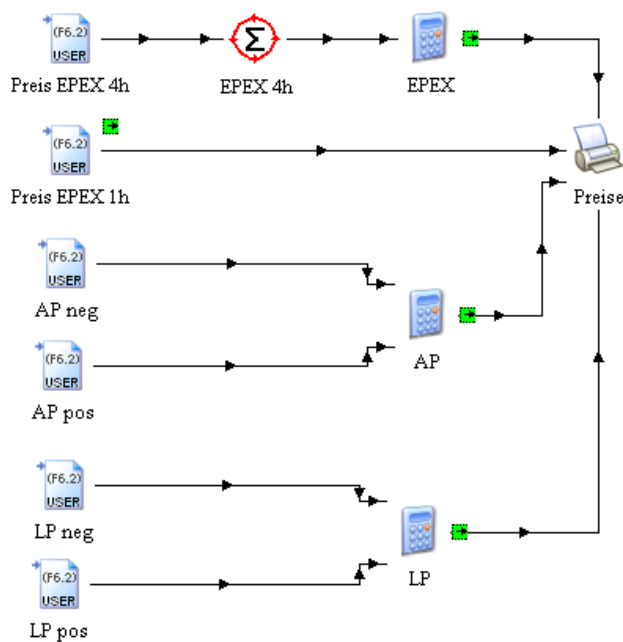


Abbildung 44: Trnsys-Deck für das Einlesen der Preisdaten

Die Vorausberechnung des Wärmebedarfs und die aktuelle Last des Fernwärmenetzes werden in dem Modul „Waerme ZR“ berechnet (siehe Abbildung 45). Aus einer Datei mit Vor- und Rücklauftemperatur und Massenstrom des Netzes wird in dem Bereich „Last akt.“ die aktuelle Last des Netzes berechnet, nach der Formel

$$P_{Last} = \dot{m}_{Last} \cdot c_p \cdot (T_{VL,Last} - T_{RL,Last}) \quad (44)$$

- P_{Last} Thermische Last des Fernwärmenetzes
- \dot{m}_{Last} Massenstrom
- c_p Spezifische Wärmekapazität von Wasser
- $T_{VL, Last}$ Netzvorlauftemperatur
- $T_{RL, Last}$ Netzurücklauftemperatur

Die Vorausberechnung der möglichen Wärmebereitstellung durch die KWK-Anlage in den nächsten vier Stunden setzt sich aus dem Wärmebedarf im Fernwärmenetz, der freien Kapazität des Wärmespeichers und dem Solarertrag zusammen.

Die Datei mit den Daten des Fernwärmenetzes wird zur Berechnung des Wärmebedarfs für die nächsten vier Stunden ebenfalls zeitversetzt eingelesen. Mit dem Integrator „Netzlast“ wird die Leistung über vier Stunden integriert und dadurch in den Wärmebedarf Q_{Last} umgerechnet.

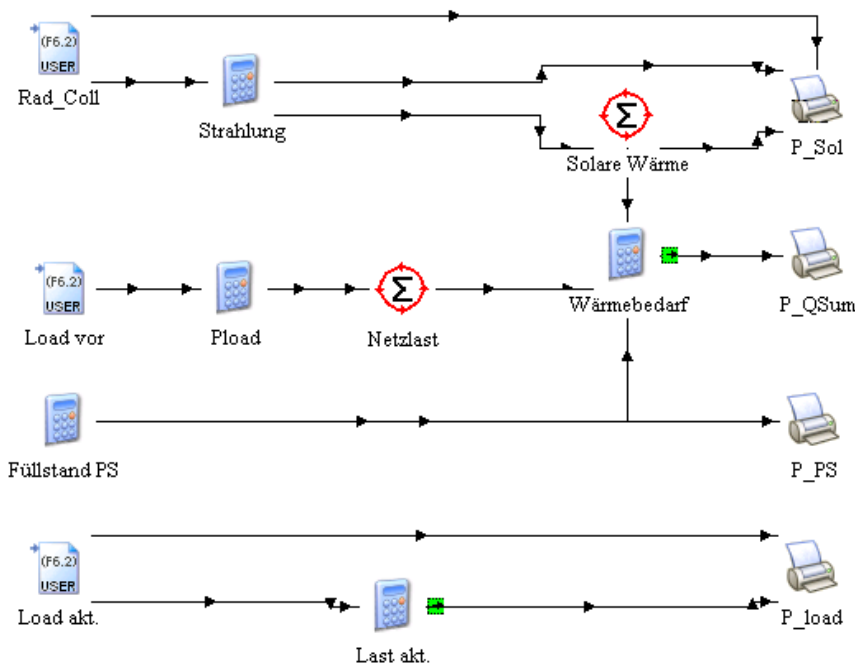


Abbildung 45: Trnsys Deck für die Berechnung des Wärmebedarfs

Die Wärmemenge im Wärmespeicher kann nur zum Zeitpunkt der Berechnung einbezogen werden, da er sich mit jeder Betriebsentscheidung innerhalb der Zeitscheibe verändert. Die vorhandene Speicherkapazität des Wärmespeichers wird mit den Werten von fünf über die Höhe des Speichers gleichmäßig verteilten Temperatursensoren berechnet. Der Speicher wird dadurch in vier Segmente geteilt und für jedes Segment wird die mittlere Wärmemenge bezogen auf eine Referenztemperatur T_{Ref} nach folgender Formel berechnet.

$$Q_{Seg,i} = m_{Seg,i} \cdot c_p \cdot \left(\frac{(T_{i+1} - T_i)}{2} - T_{Ref} \right) \quad (45)$$

- $Q_{Seg,i}$ Wärmemenge des Segments i des Wärmespeichers
- $m_{Seg,i}$ Masse des Segments i
- c_p Spezifische Wärmekapazität von Wasser
- T_{i+1} Temperatur oben
- T_i Temperatur unten
- T_{Ref} Referenztemperatur

Die gesamte gespeicherte Wärmemenge Q_{Sp} berechnet sich aus der Summe der Wärmemengen der einzelnen Segmente.

$$Q_{Sp} = \sum_i Q_{Seg,i} \quad (46)$$

- Q_{Sp} Gesamte gespeicherte Wärmemenge
- $Q_{Seg,i}$ Wärmemenge des Segments i des Wärmespeichers

Die noch vorhandene Kapazität des Wärmespeichers wird aus der maximalen Gesamtkapazität abzüglich der berechneten gespeicherten Wärmemenge berechnet.

$$Q_{Sp, frei} = Q_{Sp, max} - Q_{Sp} \quad (47)$$

$Q_{Sp, frei}$	Freie Kapazität des Wärmespeichers
$Q_{Sp, max}$	Maximale Gesamtkapazität des Wärmespeichers
Q_{Sp}	Gesamte gespeicherte Wärmemenge

4.3. Verbindung der einzelnen Komponentenmodelle zur Modellbildung von SOLAR-KWK-Gesamtsystemen in Trnsys

Die beschriebenen entwickelten Einzelmodelle wurden zu einem Gesamtmodell zusammengefügt (siehe Abbildung 46).

Die KWK-Anlage erzeugt, an den Preisen der Stromvermarktung orientiert, Strom und speist Wärme in das Fernwärmenetz ein. Die Solarthermie stellt tagsüber und vor allem im Sommer ebenfalls Wärme bereit. Der Wärmespeicher gleicht den Verlauf von Wärmeeinspeisung und Wärmeverbrauch aus und gewährleistet so den flexiblen Betrieb der KWK-Anlage.

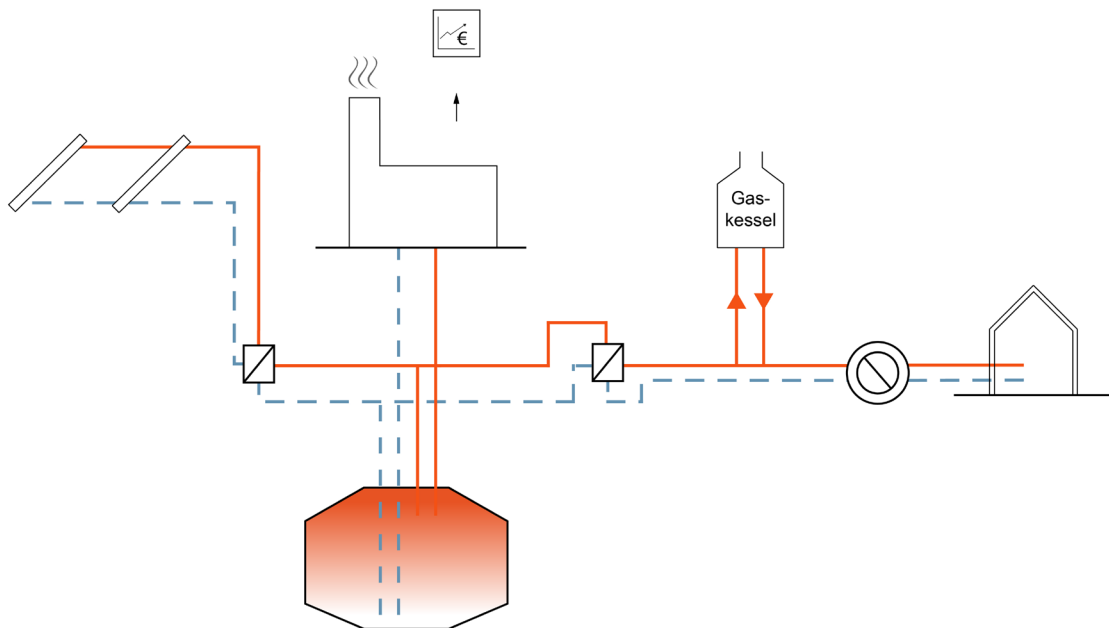


Abbildung 46: Schema eines Solar-KWK Systems

Die zentrale Regelung gibt das Regelsignal zur benötigten thermischen Leistung an das KWK-Modell weiter. Außerdem können von der zentralen Regelung wirtschaftliche Mindeststillstandzeiten oder Mindestbetriebszeiten vorgegeben werden. Die Wärme des KWK-Modells wird oben in den Speicher eingespeist, der Rücklauf kommt vom Grund des Speichers zur KWK-Anlage zurück. Auf diese Weise ist eine Schichtung der Temperaturen im Speicher gewährleistet. Darüber hinaus werden die Temperaturen am untersten Temperatursensor des Speichers und am

obersten Temperatursensor des Speichers an das KWK-Modell ausgegeben. Überschreitet die untere Temperatur einen definierten Grenzwert, so schaltet sich die KWK-Anlage aus, unterschreitet die obere Temperatur einen definierten Grenzwert, so wird die KWK-Anlage wieder eingeschaltet.

Der Solarkreis und die KWK-Anlage sind nicht direkt verbunden, greifen aber auf dasselbe Speichervolumen zu. Die zentrale Regelung bekommt eine Reihe von Informationen aus dem KWK-Modell, zum Beispiel die definierte Nennleistung und den aktuellen Betriebsstatus.

Das Simulationsmodell ist modular aufgebaut und besteht aus zentraler Regelung (M-ZR), KWK-Anlage (M-KWK), Pufferspeicher (M-PS), Kollektorkreis (M-KK) und Lastkreis (M-LK), siehe Abbildung 47.

Die zentrale Regelung regelt den Betrieb der KWK-Anlage, wobei die gewinnbringende Stromvermarktung über die Börse und der Einsatz des Stroms als Minutenreserveleistung beachtet werden.

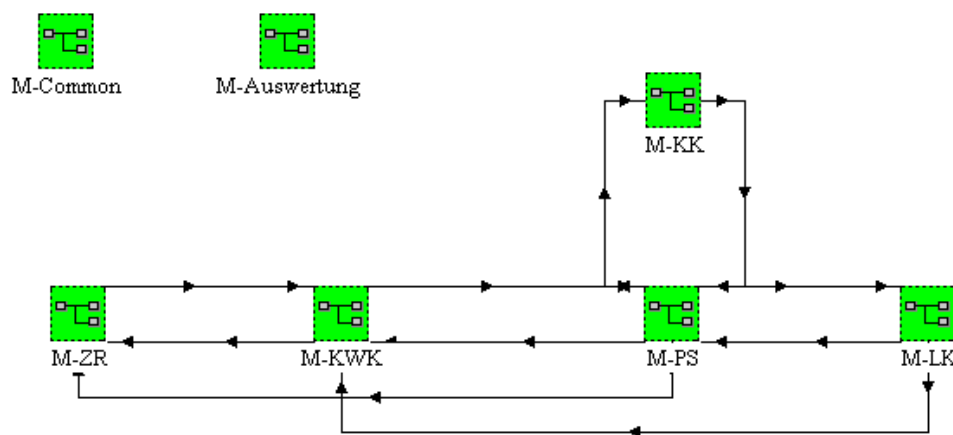


Abbildung 47: Modulares Trnsys-Deck für ein Solar-KWK-System, Übersicht

Mit diesem umfassenden Simulationsmodell können verschiedene Systemvarianten durch die Veränderung der Parameter innerhalb des Modells abgebildet werden. Deshalb war der Aufbau zweier getrennter Modelle für das Referenzsystem und für ein strommarktorientiertes System mit/ohne Solarthermie und mit /ohne großem Wärmespeicher nicht notwendig. Diese Varianten konnten in das umfassende Simulationsmodell integriert werden.

Die Funktion und Plausibilität der einzelnen Teilmodelle und des Gesamtmodells wurden überprüft, in dem einzelne stationäre Systemzustände parametrisiert wurden und die Ausgabeparameter durch Simulationsrechnungen bestimmt. Die **manuelle Nachrechnung** der stationären Systemzustände zeigt mögliche Abweichungen zu den simulierten Werten. Für die Endversion des entwickelten Gesamtmodells sind diese Abweichungen minimal im Rahmen der Simulationsgenauigkeit (+/- 0,05 bis 1 % Abweichung zwischen simuliertem und berechnetem Wert). Größere Abweichungen, die bei ersten Überprüfungen auftraten, zeigten Anhaltspunkte, an de-

nen entweder Ungenauigkeiten in der Programmierung, verbesserungsfähige Verknüpfungen unterschiedlicher Types oder auch kleinere Verknüpfungsfehler behoben werden konnten.

In einem zweiten Schritt wurden die einzelnen Regelbereiche der einzelnen Types und das Zusammenwirken der unterschiedlichen Types im Gesamtsystemmodell überprüft. Hierzu wurden in vielen einzelnen Simulationen **Sprungantworten** betrachtet: Einzelne Eingangsparameter werden durch einen Sprung des Parameterwertes von einem Zeitschritt auf den nächsten verändert. Das aufgrund der fachlichen Zusammenhänge zu erwartende oder auch notwendige Verhalten des Modells – dessen „Antwort“ – wird simuliert und überprüft.

Letztendlich wurden einzelne, aus der Praxis bekannte und belegte **Betriebsverhalten** – vorwiegend von KWK-Systemen – mit dem Verhalten des Gesamtsystemmodells verglichen. Hierzu wurde das Gesamtsystemmodell so parametrisiert, dass es das Verhalten des realen Systems bestmöglich abbilden kann.

5. SIMULATIONSSTUDIE ERSTER SYSTEME ZUR SOLAR UNTERSTÜTZTEN KWK

5.1. Erarbeitung einer Grundparametrisierung des Gesamtmodells

Für jede Komponente des Simulationsmodells wurden die Eingabeparameter zusammengestellt. Die meisten Parameter werden als Konstanten eingegeben oder sind von anderen Größen abhängig. Einige Parameter werden jedoch für die Simulation von verschiedenen Varianten variiert.

Das **Referenzsystem** besteht aus einem wärmegeführten BHKW mit elektrischen Leistungen von 1, 5 und 15 MW ohne Solarthermie. Es ist ein kleiner Pufferspeicher integriert, der die KWK-Wärme von einer Betriebsstunde speichern kann.

Der Jahreswärmebedarf des Fernwärmenetzes wurde anhand der Anlagenleistung skaliert, so dass die elektrische Leistung der KWK-Anlage 30 % der Spitzenlast des Netzwärmebedarfs entspricht. Die thermische Leistung und die Wirkungsgrade der KWK-Anlage sind durch die beschriebenen Kennlinien des KWK-Modells definiert und werden erst in der Simulation berechnet, weshalb für die Skalierung des Netzwärmebedarfs die elektrische Leistung verwendet wird.

Die Daten für Netzwärmebedarf und gelten nicht für ein bestimmtes Jahr, sondern sind allgemeingültig für den Standort Frankfurt.

Die Nachheizung durch einen gasbetriebenen Spitzenlastkessel erfolgt ideal, indem die fehlende Leistung als Leistung des Spitzenlastkessels definiert wird. Durch die Berechnung von Bilanzen wird vermieden, dass z.B. Speicherverluste als Leistung des Spitzenlastkessels definiert werden.

Die Vermarktung des Stroms wird wie bereits beschrieben durch die Preisdaten der Strombörse EPEX und die Preisdaten für Minutenreserveleistung abgebildet. Die Angebote für den Minuten-

reservemarkt werden mit den in Kapitel 0 berechneten durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreisen für das jeweilige Jahr berechnet. Dabei werden immer 5 MW Minutenreserveleistung angeboten.

Ausgehend von dem Referenzsystem für die verschiedenen elektrischen Nennleistungen der KWK-Anlage wurden Varianten mit stromgeführter Regelung, mit verschiedenen Fernwärmenetztemperaturen, Pufferspeichervolumina und Kollektorflächen simuliert.

Das Pufferspeichervolumen wurde näherungsweise abhängig von der Nennleistung der KWK-Anlage für eine Speicherkapazität von 4, 8 oder 20 Stunden der KWK-Wärme dimensioniert.

Für die Varianten mit Solarthermie wurden 4 h Speicherkapazität für die KWK-Wärme und zusätzlich 100 l/m² Kollektorfläche angenommen. Die Kollektorfläche wurde mit einem Ertrag von 400 kWh/m² für solare Deckungsbeiträge von 5, 10 oder 15 % berechnet. In den Varianten mit 15 % solarem Deckungsanteil wurde mit einem zusätzlichen Speichervolumen für die Solarwärme von 200 l/m² anstatt 100 l/m² und mit einem Ertrag von 320 kWh/m² gerechnet.

Die Teilnahme am Minutenreservemarkt wird ab einer elektrischen Nennleistung der KWK-Anlage von 11 MW berechnet, damit die angebotenen 5 MW Leistung erbracht werden können.

5.2. Simulationen der Gesamtmodelle

Erste Systemsimulationen wurden anhand der erläuterten Daten für die Stromvermarktung über die EPEX und die Teilnahme am Minutenreservemarkt für die Jahre 2012, 2013 und 2014 durchgeführt. Mit den Simulationen sollen Einflüsse der stromgeführten Fahrweise, der Einbindung von Solarthermie, der Veränderung der Speichergröße und der Randbedingungen der Stromvermarktung untersucht werden.

5.2.1. Simulationen eines Solar-KWK Systems mit BHKW

Abbildung 48 zeigt einen Vergleich dreier Varianten für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung für das Jahr 2014. Dargestellt sind die monatlichen Wärmemengen der KWK-Anlage und des Spitzenlastkessels, Solarkollektoren sind in diesen Varianten nicht berücksichtigt. Die Höhe der Säulen zeigt den monatlichen Wärmebedarf des Fernwärmenetzes. Variante 7 ist die Referenzvariante mit wärmegeführtem Betrieb des BHKWs und einem Pufferspeicher für die Wärmebedarfsmenge einer Stunde. Variante 16 zeigt, wie stark die Laufzeit des BHKWs durch die stromgeführte Fahrweise bei sonst identischen Parametern reduziert wird. Durch die Orientierung des Betriebs an den Preisen der Strombörse stellt das BHKW in den Monaten Juli und August kaum noch Wärme bereit, die Laufzeit des Spitzenlastkessels steigt insgesamt stark an. In Variante 19 wurde die Bereitstellung von MRL hinzugefügt, die jedoch keinen Effekt zeigt. Wie in der Analyse des Marktes für MRL gezeigt wurde, gab es im Jahr 2014 im Vergleich zu den Vorjahren sehr wenige Abrufe von MRL. In Variante 19 wurde zwar MRL in einigen Zeitscheiben angeboten und bereitgestellt, in diesen Zeitscheiben gab es jedoch keine Abrufe.

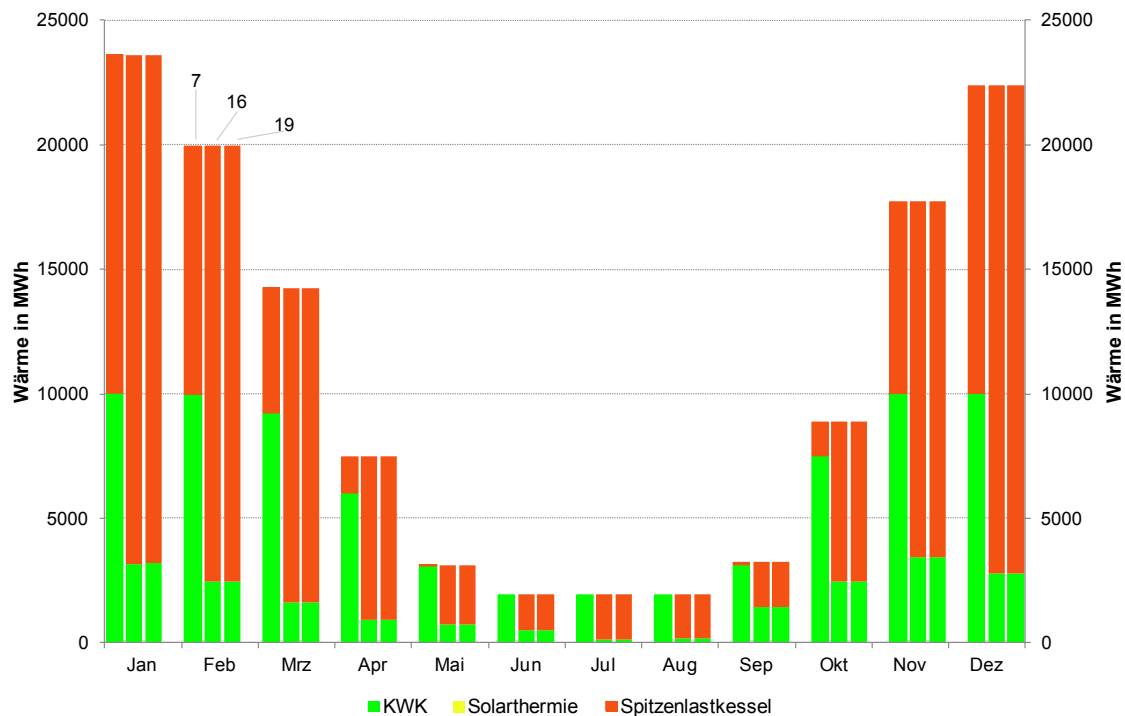


Abbildung 48: Vergleich der Varianten 7, 16 und 19 für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung mit Pufferspeicher, ohne Solaranlage (Jahr 2014)

Tabelle 15: Kennwerte der Varianten 7, 16 und 19 (Jahr 2014) (MRL: Minutenreserveleistung)

Variante	7	16	19
Regelung	wärmegeführt	stromgeführt	stromgeführt, MRL
P _{el} KWK (MW)	15	15	15
Speichervolumen (m ³)	440	440	440
Kollektorfläche (m ²)	0	0	0
Anteil Solar (%)	0	0	0
Anteil KWK (%)	59,2	15,7	15,8
Anteil Kessel (%)	40,8	84,3	84,2
Ertrag Strom (T€)	-193,2	323,7	324,4
Zyklenzahl Speicher	2224	558	559

Die wesentlichen Kennwerte der drei Varianten sind in Tabelle 15 aufgelistet. Der Wert „Ertrag Strom“ wurde aus den kumulierten Erträgen aus der Stromvermarktung abzüglich der kumulierten Stromgestehungskosten der KWK-Anlage berechnet und gibt einen Anhaltspunkt zur Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage. Die vorläufigen Stromgestehungskosten wurden mit ca. 38 €/MWh berechnet. Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems war nicht Inhalt des Vorhabens. Bei wärmegeführtem Betrieb, wie in Variante 7, ist diese Berechnung des Ertrags rein theoretisch. Da die Anlage wärmegeführt betrieben wird, ist eine Vermarktung des

Stroms über die EPEX nicht sinnvoll, was auch an dem negativen Ertrag deutlich wird. Durch die Stromvermarktung über die EPEX werden auch negative Preise bezahlt, da der Betrieb nicht auf die Börsenpreise abgestimmt ist. Der Betreiber würde bei wärmegeführtem Betrieb den üblichen Preis nach dem KWKG vorziehen, anstatt den Strom selbst zu vermarkten. Da der übliche Preis nach KWKG jedoch aus den gehandelten Preisen berechnet wird und deshalb ebenfalls gesunken ist, wird im Jahr 2014 auch mit dem Erhalt des üblichen Preises ein negativer Ertrag von -181,8 T€ erzielt.

In Abbildung 49 werden drei Varianten mit den gleichen Grundparametern wie in Abbildung 48 verglichen. In den drei verschiedenen Varianten wird die Größe des Wärmespeichers von 4 h über 8 h bis 20 h Speicherkapazität variiert. In dem Diagramm ist kaum eine Veränderung der Wärmeproduktion des BHKWs sichtbar.

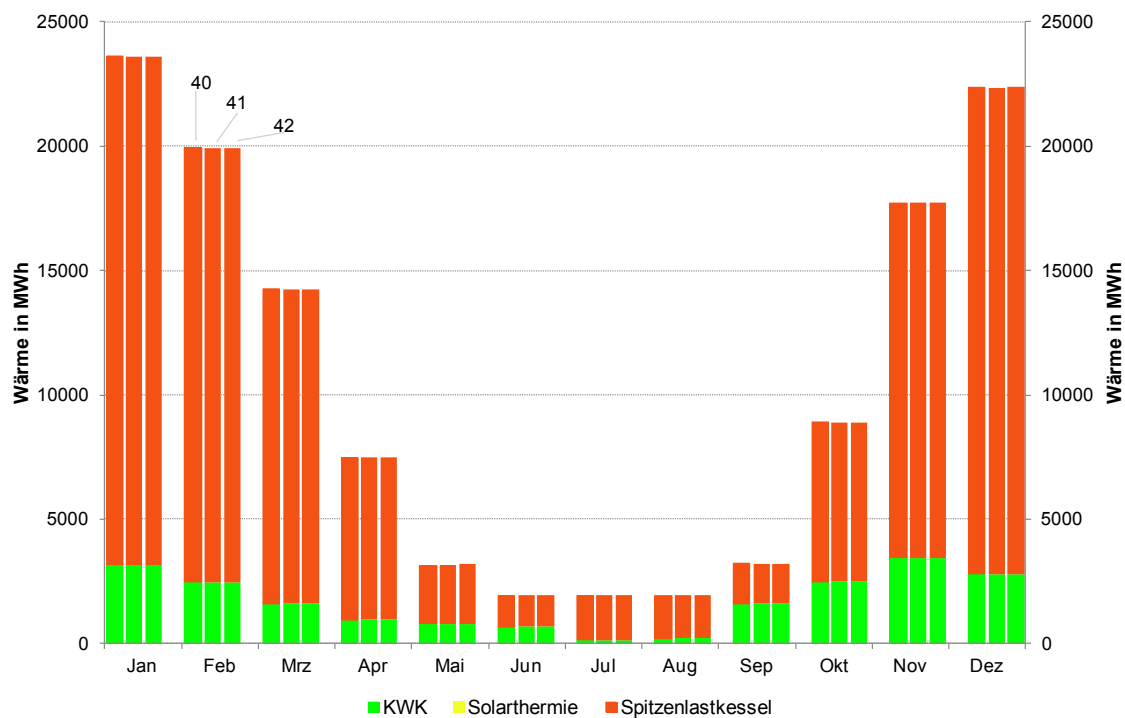


Abbildung 49: Vergleich der Varianten 40, 41 und 42 (Jahr 2014) für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung mit unterschiedlich großen Pufferspeichern, ohne Solaranlage

Tabelle 16: Kennwerte der Varianten 40, 41 und 42 (Jahr 2014)

Variante	40	41	42
Regelung	stromgeführt	stromgeführt	stromgeführt
P _{el} KWK (MW)	15	15	15
Speichervolumen (m ³)	1740	3490	8720
Kollektorfläche (m ²)	0	0	0
Anteil Solar (%)	0	0	0
Anteil KWK (%)	16,1	16,1	16,1
Anteil Kessel (%)	83,9	83,9	83,9
Ertrag Strom (T€)	326,8	327	327
Zyklenzahl Speicher	154	78	33,6

Die wesentlichen Kennwerte der Varianten sind in Tabelle 16 eingetragen. Die Vergrößerung des Speichervolumens hat keinen Einfluss auf die jährliche Wärmeproduktion des BHKWs und nur einen marginalen Einfluss auf den Ertrag durch die Stromvermarktung. Mit dem größeren Speichervolumen sinkt die Zyklenzahl des Speichers, wodurch die Wärmekosten steigen. Eine Vergrößerung des Speichers wäre in diesen Varianten demnach nicht sinnvoll.

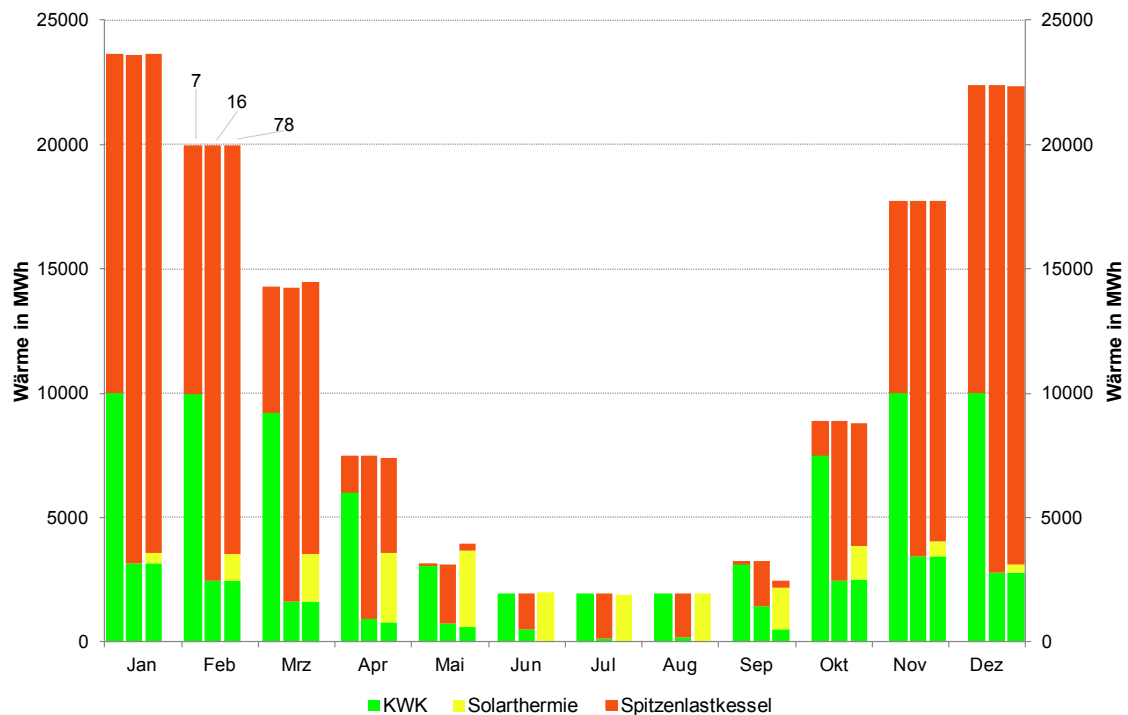


Abbildung 50: Vergleich der Varianten 7, 16 und 78 (Jahr 2014) für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung mit Pufferspeicher und Solaranlage

Ein Vergleich der wärmegeführten Variante 7, der stromgeführten Variante 16 und einer Variante mit Solarthermie (78) wird in Abbildung 50 gezeigt. Die Wärmebereitstellung der Solarkollektoren verdrängt den Spitzenlastkessel in den Sommermonaten Juni, Juli und August vollständig. Die Abweichungen der Säulenhöhe in Variante 78 zu den anderen Varianten zeigen die Nutzung des Wärmespeichers zur Speicherung der Solarwärme.

Der Anteil des BHKWs an der Wärmeerzeugung wird durch die Solarthermie um 1,5 %, der Ertrag aus der Stromvermarktung um ca. 10 T€ verringert (siehe Tabelle 17). Der Vergleich zeigt, dass die Solarthermie eine gute Ergänzung des Gesamtsystems darstellt und die Laufzeit des Spitzenlastkessels verringert, ohne Betrieb und Wirtschaftlichkeit des BHKW wesentlich zu beeinflussen.

Tabelle 17: Kennwerte der Varianten 7, 16 und 78 (Jahr 2014)

Variante	7	16	78
Regelung	wärmegeführt	stromgeführt	stromgeführt
P _{el} KWK (MW)	15	15	15
Speichervolumen (m³)	440	440	13600
Kollektorfläche (m²)	0	0	59300
Anteil Solar (%)	0	0	15,1
Anteil KWK (%)	59,2	15,7	14,2
Anteil Kessel (%)	40,8	84,3	70,9
Ertrag Strom (T€)	-193,2	323,7	313,0
Zyklenzahl Speicher	2224	558	34

Der Einfluss drei verschieden großer Kollektorflächen wird in Abbildung 51 dargestellt. Die Kollektorflächen sind für solare Deckungsgrade von 5, 10 und 15 % ausgelegt, die in der Simulation auch erreicht werden. Die Speichergröße wurde, wie oben beschrieben, an die Kollektorgröße und die Leistung des BHKWs angepasst. Bei größerer Kollektorfläche wird auch die Nutzung des Wärmespeichers deutlich sichtbar, solare Wärme wird über die Sommermonate hinweg verlagert.

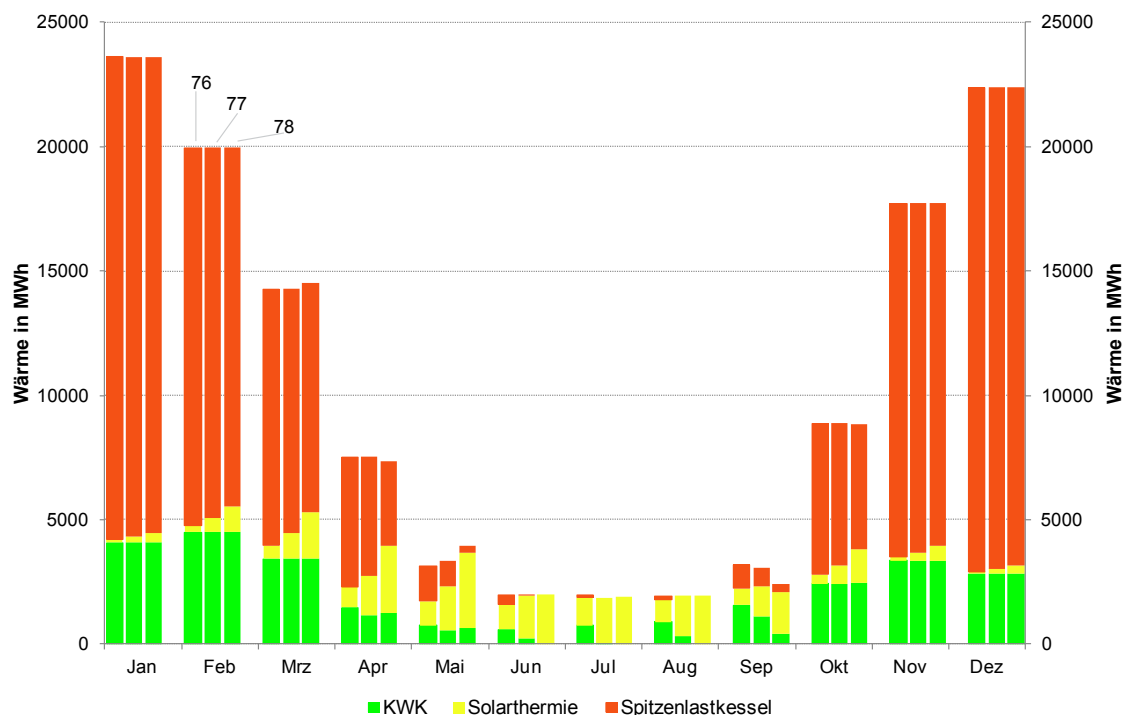


Abbildung 51: Vergleich der Varianten 76, 77 und 78 (Jahr 2014) für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung mit Pufferspeicher und unterschiedlich großer Solaranlage

Die Daten der drei Varianten in Tabelle 18 zeigen, dass die Wärmebereitstellung des Spitzenlastkessels durch größere Kollektorflächen stärker verringert wird, während der Anteil an KWK-Wärme und der Ertrag aus der Stromvermarktung nur leicht sinken.

Tabelle 18: Kennwerte der Varianten 76, 77 und 78 (Jahr 2014)

Variante	76	77	78
Regelung	stromgeführt	stromgeführt	stromgeführt
P_{el} KWK (MW)	15	15	15
Speichervolumen (m ³)	3320	4900	13600
Kollektorfläche (m ²)	15800	31600	59300
Anteil Solar (%)	5,7	10,3	15,1
Anteil KWK (%)	15,8	15,0	14,2
Anteil Kessel (%)	78,5	74,9	70,9
Ertrag Strom (T€)	320,9	315,3	313,0
Zyklenzahl Speicher	108	78	34

Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Randbedingungen der drei untersuchten Jahre 2012, 2013 und 2014 verdeutlicht die Auswirkungen der Stromvermarktung auf die Wärmeherzeugung (siehe Abbildung 52).

Wie schon bei der Analyse der Stromvermarktung gezeigt wurde, sind die Preise an der EPEX und die Vermarktungschancen bei einer Teilnahme am Minutenreservemarkt seit 2012 gesunken. Dadurch wurde die Wärmebereitstellung des BHKW in der Simulation insgesamt und besonders in den Sommermonaten verringert. Dieses Diagramm belegt die These, die zu Beginn des Forschungsvorhabens aufgestellt wurde sowie die Aussagen von KWK-Anlagenbetreibern, dass KWK-Anlagen heute immer häufiger unwirtschaftlich werden.

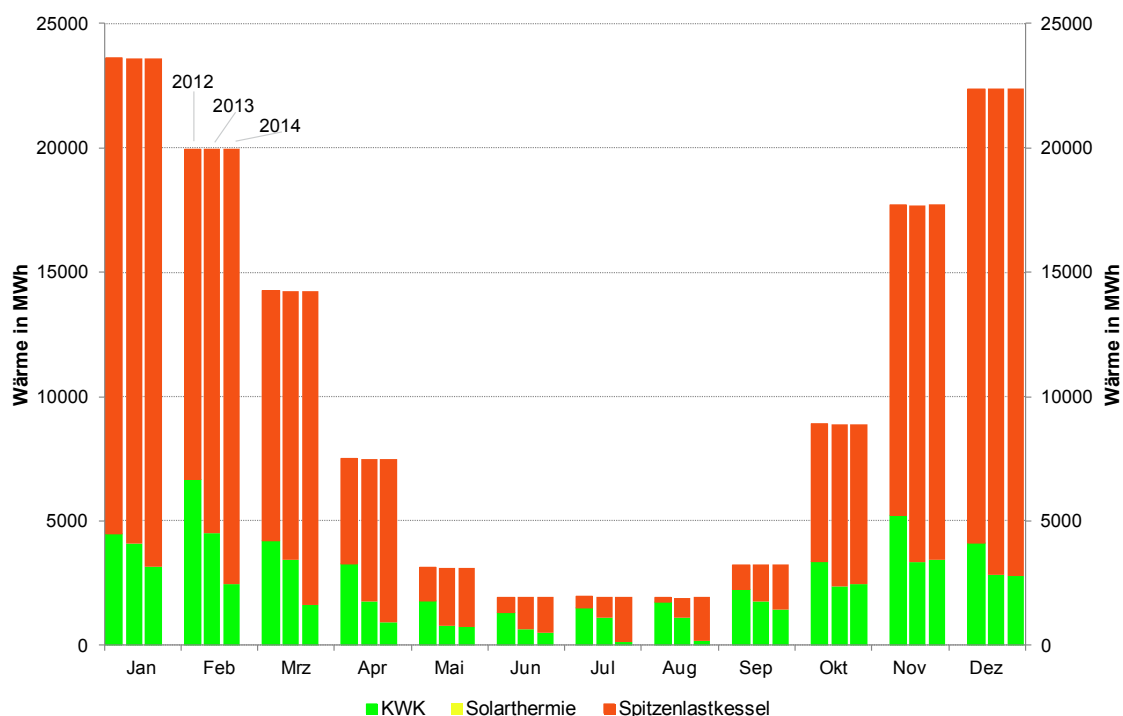


Abbildung 52: Vergleich der Jahre 2012, 2013 und 2014 (Variante 16) für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung mit Pufferspeicher ohne Solaranlage

Tabelle 19: Kennwerte der Jahre 2012, 2013 und 2014 (Variante 16)

Variante 16	2012	2013	2014
Regelung	stromgeführt	stromgeführt	stromgeführt
P_{el} KWK (MW)	15	15	15
Speichervolumen (m ³)	440	440	440
Kollektorfläche (m ²)	0	0	0
Anteil Solar (%)	0	0	0
Anteil KWK (%)	31,6	21,9	15,7
Anteil Kessel (%)	68,4	78,1	84,3
Ertrag Strom (T€)	904,9	639,9	323,7
Zyklenzahl Speicher	1117	776	558

In Tabelle 19 sind die Daten der Variante 16 für die Jahre 2012, 2013 und 2014 eingetragen. Die Wärmebereitstellung durch das BHKW wurde innerhalb der drei Jahre halbiert, der Ertrag aus der Stromvermarktung ist um ca. 65 % gesunken.

Den Vergleich mehrerer Varianten des gleichen Referenzsystems wie in den vorherigen Diagrammen, allerdings für das Jahr 2012, ermöglicht die folgende Abbildung 53. Es sind die jährlichen Wärmemengen aus BHKW, Spitzenlastkessel und Solarthermie und zusätzlich der Ertrag aus der Stromvermarktung dargestellt. Das Diagramm zeigt, dass die Teilnahme am Markt für Minutenreserveleistung im Jahr 2012 einen deutlicheren Einfluss auf die Wärmeerzeugung des BHKWs hatte als im Jahr 2014. Die Vermarktung von Regelleistung verursacht einen sichtbaren Anstieg der KWK-Wärme und des Ertrags aus der Stromvermarktung, der mit Vergrößerung des Wärmespeichers leicht zunimmt. Die Verringerung der Wärmeerzeugung des BHKWs bei der Umstellung von wärme- auf stromgeführten Betrieb fällt weniger deutlich aus als im Jahr 2014.

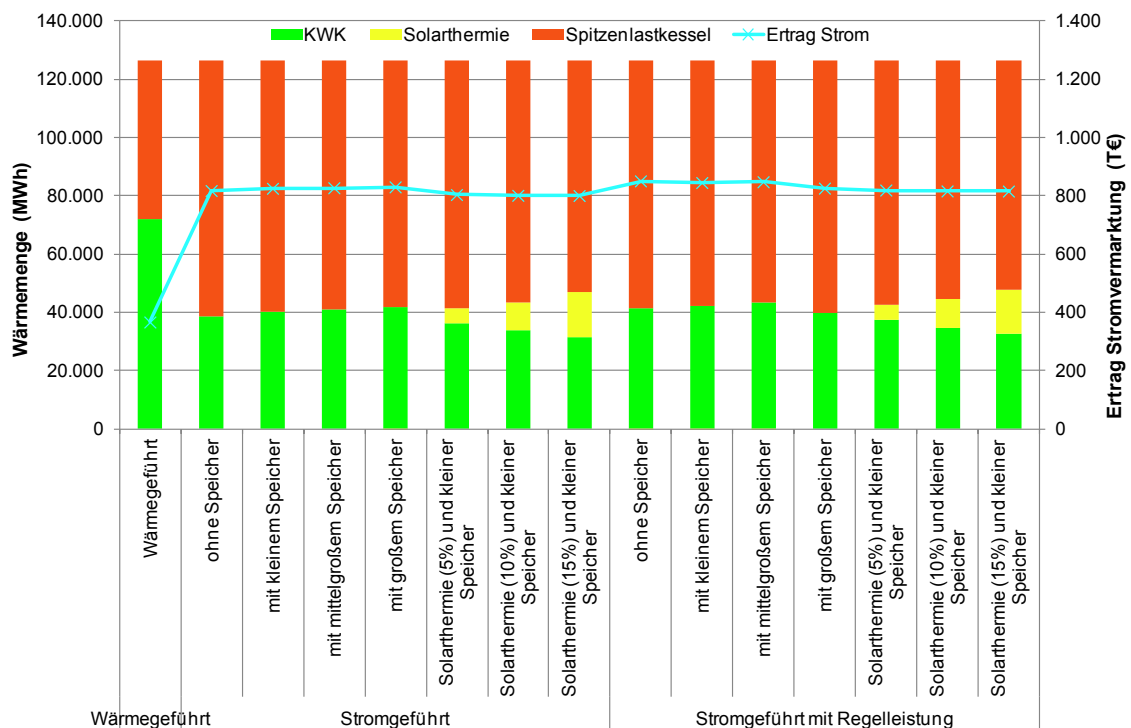


Abbildung 53: Variantenvergleich für ein BHKW mit 15 MW elektrischer Leistung (Jahr 2012)

5.2.2. Simulationen eines Solar-KWK Systems mit GUD-Anlage

Als weiteres Beispiel wurde eine GUD-Anlage mit 100 MW elektrischer Leistung simuliert. Entsprechend der oben erläuterten Auslegung wurden Wärmespeicher und Solarkollektoren an die

Leistung der Anlage angepasst. Der Netzwärmebedarf wurde mit 3160 GWh so ausgelegt, dass die GUD-Anlage den sommerlichen Bedarf deckt und nicht moduliert werden muss.

Zusätzlich wurden abweichend von den Daten des zuvor beschriebenen BHKWs die variablen Betriebskosten mit 10 €/MWh und der Preis für den Eigenstromverbrauch mit 20 €/MWh angesetzt. Da es sich um ein thermisches Kraftwerk handelt, wurden eine Mindestbetriebszeit von 24 h und eine Mindeststillstandszeit von 4 h angenommen.

Mit diesen Parametern wurden die Stromgestehungskosten der GUD-Anlage zu ca. 57 €/MWh berechnet, was weit über den durchschnittlichen Preisen an der EPEX der letzten drei Jahre liegt. Die folgenden Diagramme zeigen, wie sich die spezifischen Eigenschaften der GUD-Anlage auf die Simulationsergebnisse auswirken.

Die Wärmebereitstellung der GUD-Anlage bei stromgeführtem Betrieb ist wesentlich geringer als die des BHKWs und die Veränderung ist dadurch über die drei betrachteten Jahre weniger deutlich (Abbildung 54).

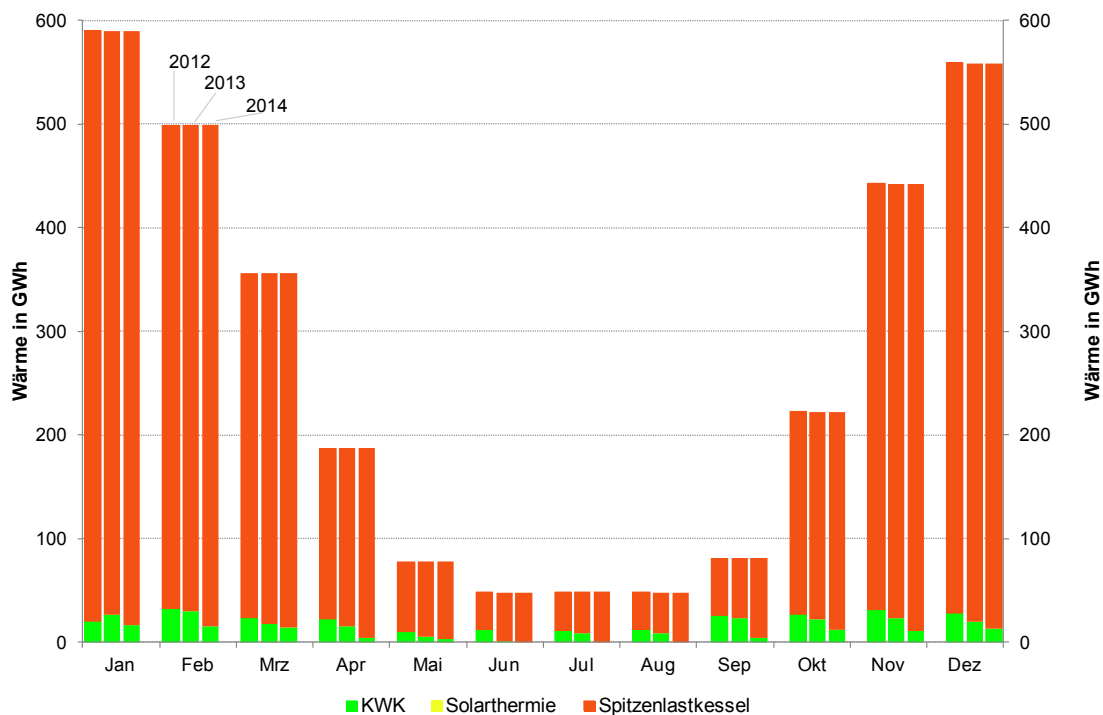


Abbildung 54: Vergleich der Jahre 2012, 2013 und 2014 (Variante 2) für eine GUD-Anlage mit 100 MW elektrischer Leistung mit Wärmespeicher ohne Solaranlage

Tabelle 20: Kennwerte der Jahre 2012, 2013 und 2014 (Variante 2)

Variante 2	2012	2013	2014
Regelung	stromgeführt	stromgeführt	stromgeführt
P_{el} KWK (MW)	100	100	100
Speichervolumen (m ³)	2900	2900	2900
Kollektorfläche (m ²)	0	0	0
Anteil Solar (%)	0	0	0
Anteil KWK (%)	8,2	6,4	3,0
Anteil Kessel (%)	91,8	93,6	97,0
Ertrag Strom (T€)	-1368	-1373	-1312
Zyklenzahl Speicher	1607	1260	510

In den Daten der stromgeführten Simulation der Jahre 2012, 2013 und 2014 wird deutlich, dass die GUD-Anlage in allen drei Jahren negative Erträge aus der Stromvermarktung erwirtschaftet (siehe Tabelle 20). Da eine Mindestbetriebszeit von 24 h gewählt wurde, wird die Anlage in dieser Zeit betrieben, auch wenn sie nur wegen einer Stunde mit einem hohen Strompreis an der EPEX eingeschaltet wurde. Andererseits würde die GUD-Anlage ohne diese Mindestbetriebszeit noch weniger Wärme liefern. Zusätzlich hat die GUD-Anlage eine relativ lange Startdauer von 5 h (Kaltstart) bis 1,5 h (Heißstart), wodurch nur eine geringe Leistung mit dem hohen Strompreis, der Grund für das Einschalten der Anlage war, vergütet wird. Wenn die Anlage dann die angefragte Leistung erreicht hat, ist der Strompreis womöglich wieder stark gesunken.

Der Vergleich des wärmegeführten und stromgeführten Betriebs der GUD-Anlage im Jahr 2014 zeigt eine sehr deutliche Absenkung der KWK-Wärmeerzeugung bei Orientierung an der Stromvermarktung (Abbildung 55). In den Sommermonaten wird die Anlage aufgrund von geringer Wärmelast und niedrigen Strompreisen kaum betrieben. In Variante 3 wurde MRL angeboten, die jedoch wie schon bei der Simulation des BHKWs keinen Einfluss auf die Wärmebereitstellung hat (vergleiche Abbildung 48).

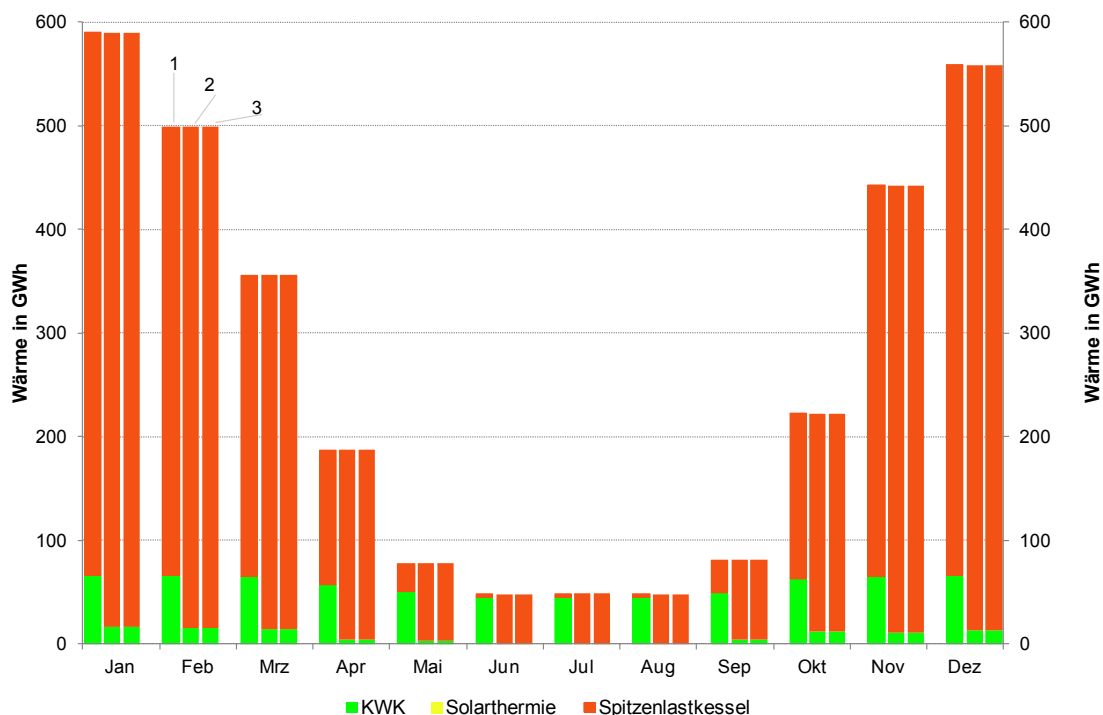


Abbildung 55: Monatsbilanz der Varianten 1, 2 und 3 (Jahr 2014) für eine GUD-Anlage mit 100 MW elektrischer Leistung mit Wärmespeicher ohne Solaranlage

Tabelle 21: Kennwerte der Varianten 1, 2 und 3 (Jahr 2014)

Variante	1	2	3
Regelung	wärmegeführt	stromgeführt	stromgeführt, MRL
P_{el} KWK (MW)	100	100	100
Speichervolumen (m ³)	2900	2900	2900
Kollektorfläche (m ²)	0	0	0
Anteil Solar (%)	0	0	0
Anteil KWK (%)	21,7	3,0	3,0
Anteil Kessel (%)	78,3	97,0	97,0
Ertrag Strom (T€)	-18397	-1312	-1322
Zyklenzahl Speicher	4306	510	512

Die entsprechenden Daten in Tabelle 21 bestätigen, dass der Ertrag durch die Bereitstellung von negativer MRL leicht verringert wurde, es jedoch keinen Abruf gab. Bei dem Betrieb nach Börsenpreis und der Bereitstellung der negativen MRL wird durch die zentrale Regelung volle Leistung angefordert. Wenn der Preis an der EPEX zwischen den Stunden mit angefragter Leistung absinkt, dauert es eine Zeit, bis die Leistung auf die Mindestlast abgesenkt wurde. Deshalb muß in diesen Stunden mit geringen Strompreisen ein hoher Stromertrag produziert werden, der zu hohen Kosten bei geringer Vergütung führt.

Auch ein größerer Wärmespeicher mit 20 h Speicherkapazität der KWK-Wärme hat weder ohne noch mit der Teilnahme am Markt für MRL einen Einfluss auf die Laufzeit der GUD-Anlage (nicht dargestellt).

Wenn die GUD-Anlage um eine Kollektorfläche ergänzt wird, muss diese sehr groß sein, um einen kleinen Beitrag zur Wärmeversorgung zu erreichen (Abbildung 56 und Tabelle 22). Die Laufzeit der GUD-Anlage und der Ertrag aus der Stromvermarktung werden in diesem Fall durch die Solarthermie nicht beeinflusst.

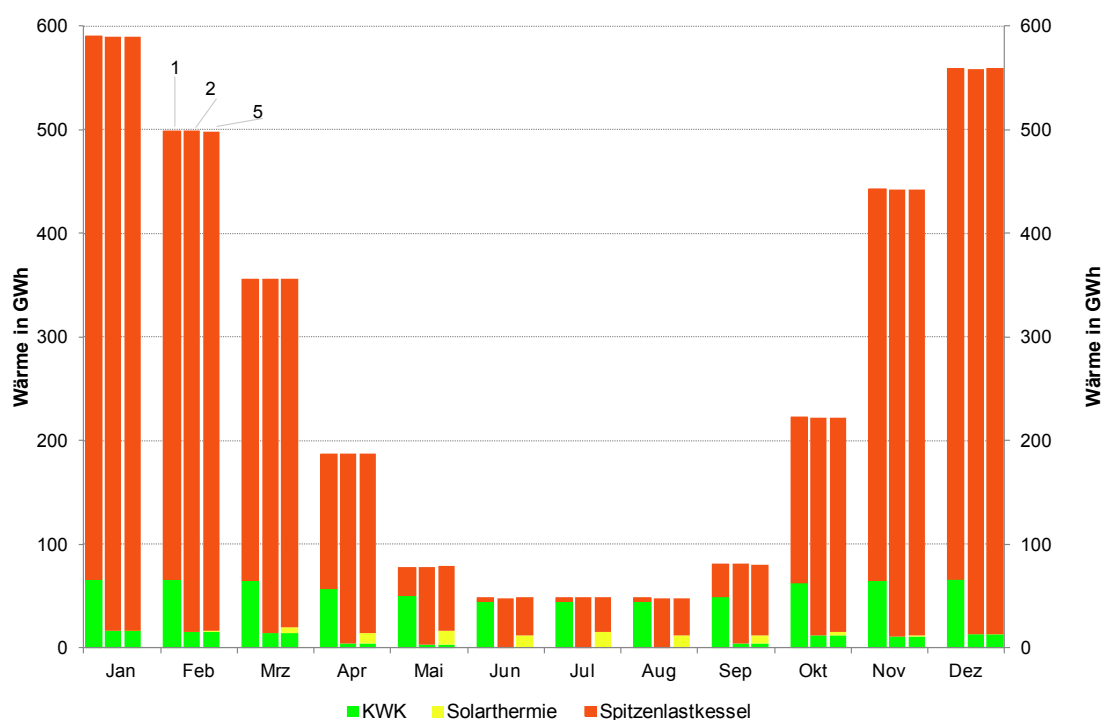


Abbildung 56: Monatsbilanz der Varianten 1, 2 und 5 (Jahr 2014) für eine GUD-Anlage mit 100 MW elektrischer Leistung mit Wärmespeicher mit Solaranlage

Tabelle 22: Kennwerte der Varianten 1, 2 und 5 (Jahr 2014)

Variante	1	2	5
Regelung	wärmegeführt	stromgeführt	stromgeführt
P_{el} KWK (MW)	100	100	100
Speichervolumen (m ³)	2.900	2.900	90.650
Kollektorfläche (m ²)	0	0	395.000
Anteil Solar (%)	0	0	2,7
Anteil KWK (%)	21,7	3,0	3,0
Anteil Kessel (%)	78,3	97,0	94,4
Ertrag Strom (T€)	-18.397	-1.312	-1.312
Zyklenzahl Speicher	4306	510	36

Die in Variante 5 angenommene Kollektorfläche von 395.000 m² liefert trotz ihrer Größe nur rund 2,7 % des jährlichen Wärmebedarfs des zugrunde gelegten Fernwärmenetzes.

5.3. Ergänzende Betrachtung einer Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe ermöglicht die gewinnbringende Erzeugung von Wärme aus Strom (Power-to-Heat), in dem negative Regelleistung bereitgestellt oder bei niedrigen oder negativen Börsenstrompreisen Wärme erzeugt wird. In dieser Betrachtung wird berechnet, welchen Beitrag eine Wärmepumpe in einem Solar-KWK System mit 15 MW BHKW leisten kann, wenn der Strom an der EPEX eingekauft wird.

Die Wärmepumpe ist direkt am Wärmespeicher eingebunden und hebt das Temperaturniveau aus dem unteren Teil des Wärmespeichers an und speist die erzeugte Wärme oben in den Wärmespeicher ein.

Anhand der aufbereiteten Preisdaten für die Stromvermarktung an der EPEX wurden die Einsatzzeiten einer Wärmepumpe in einem Solar-KWK-System beispielhaft berechnet. Dabei wurden die stündlichen Ergebnisdaten für die Wärmeerzeugung von BHKW, Spitzenlastkessel und Solarthermie der Variante 76 im Jahr 2013 als Grundlage für die Berechnungen verwendet.

Anhand der Wärmegestehungskosten des Spitzenlastkessels und der Wärmepumpe wird mit dem aktuellen Strompreis jeder Stunde der günstigere Wärmeerzeuger bestimmt. Da die Wärmepumpe nur im Winter (1. Oktober bis 30. April) und wenn die KWK-Anlage nicht betrieben wird, eingesetzt wird, reduziert die Wärmepumpe den Einsatz des Spitzenlastkessels, jedoch nicht den Einsatz von Solarthermie und KWK. Die Wärme aus der Wärmepumpe ersetzt einen Teil der Wärme aus dem Spitzenlastkessel. Deshalb kann angenommen werden, dass der Wärmespeicher die Wärme aufnehmen kann.

Die Eingangsparameter zur Berechnung des Strompreises, der als Grenzwert zur Einsatzentscheidung der Wärmepumpe dient, sind in Tabelle 23 aufgelistet.

Tabelle 23: Parameter für Spitzenlastkessel und Wärmepumpe [60] [61]

	Spitzenlastkessel	Wärmepumpe
Heizleistung in MW	15	1
Wirkungsgrad in % / COP	88	4,5
Betriebsstunden in h/a	5450 (Simulation)	3000
Erdgaspreis (inkl. EnergieSt) in €/MWh_Hi	50,05	-
Investition in €/kW	75	304,85
Variable Betriebskosten	0,13	0
Fixe Betriebskosten in %/a	3	2

Nach VDI 2067 wurden für beide Anlagen die kapitalgebundenen Kosten für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren und mit einem Zinssatz von 4 % berechnet. Nach Gleichsetzen der Gleichungen für die Wärmekosten aus Spitzenlastkessel und Wärmepumpe und Auflösen nach dem Strompreis ergibt sich ein Grenzwert für den Strompreis von 219 €/MWh. Unterhalb dieses Strompreises ist die Wärmeerzeugung in der Wärmepumpe günstiger als in dem Spitzenlastkessel. Im Jahr 2013 lagen die Preise an der EPEX bei maximal 130 €/MWh, deshalb wird die Wärmepumpe nach dieser Berechnung in jeder Stunde des Winters eingesetzt, wenn der Spitzenlastkessel läuft und die KWK-Anlage nicht betrieben wird.

Der Beitrag der Wärmepumpe zur Monatsbilanz ist in Abbildung 57 dargestellt. Die Wärmepumpe erreicht einen Deckungsgrad des Wärmebedarfs von 2,5 %.

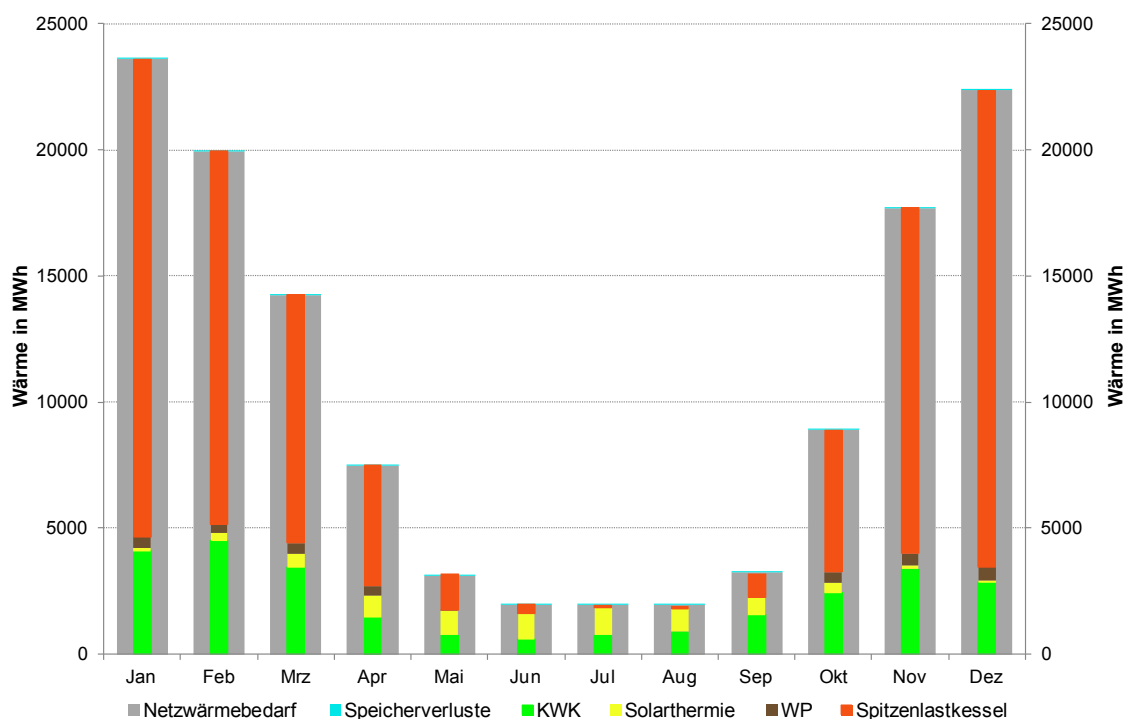


Abbildung 57: Monatsbilanz Variante 76 mit Wärmepumpe (2013)

Der Jahresnutzungsgrad der Wärmepumpe von 4,5 kann von modernen, hocheffizienten Wärmepumpen erreicht werden, wie sie z.B. in der solaren Nahwärme Hirtenwiesen 2 in Crailsheim oder im Smart-District-Heating-System Sunstore 4 in Marstal in Dänemark in Betrieb sind. Der große Kostenvorsprung des Stromkosten-Break-Even-Punktes von 219 €/MWh im Vergleich zum maximalen Strompreis an der EPEX in Jahr 2013 in Höhe von 130 €/MWh zeigt, dass auch wesentlich uneffizientere Wärmepumpen wirtschaftlich interessant sein könnten. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die sonstigen, in die Wirtschaftlichkeitsberechnung eingehenden Parameter zum einen umfangreich sind, zum anderen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer möglichen Wärmepumpe haben.

6. WISSENSTRANSFER IN DIE PRAXIS

Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens wurden umfangreich in Vorträgen, wissenschaftlichen Veröffentlichungen und Artikeln der Praxis zur Verfügung gestellt. Weiterhin ist geplant, die ersten Ergebnisse der Simulationsstudie den Mitgliedsunternehmen des AGFWs zu präsentieren.

Ergänzend zum Wissenstransfer auf dem Gebiet der solarthermisch erweiterbaren KWK-Anlagen wurde in einem zweiten Schwerpunkt der schon durch vorhergehende Vorhaben begonnene und weitergeführte Wissenstransfer durch die Wissensplattform **www.saisonalspeicher.de** fortgeführt. Neben der Erweiterung des dargestellten Wissens umfassten die Arbeiten insbesondere die stetige Aktualisierung der Software für den Webserver und das CMS-System (CMS: Content Management System). Für eine längerfristige Sicherstellung der Verfügbarkeit der Wissensplattform muss davon ausgegangen werden, dass eine dauerhafte Wartung der Software notwendig ist.

Die Nutzung der Wissensplattform wurde stetig über Google Analytics verfolgt und dokumentiert. Aufgrund der beschränkten finanziellen Mittel wurde keine gezielte Werbung oder Informationskampagne für **www.saisonalspeicher.de** durchgeführt. Im Rahmen von Vorträgen, Veröffentlichungen etc. wurde nach Möglichkeit immer auch auf diese Seite hingewiesen. Vor diesem Hintergrund sind die erzielten Nutzungsdaten immer noch beeindruckend positiv! Die folgende Tabelle zeigt einen Vergleich der Nutzungsdaten im Vorhabenzeitraum mit dem gesamten Nutzungszeitraum seit dem Launch der Wissensplattform im November 2009:

Tabelle 24: Nutzungsdaten für **www.saisonalspeicher.de** für den Berichtszeitraum sowie seit Beginn der Wissensplattform (Quelle: Google Analytics)

	1.4.2013 – 27.4.2015	11/2009 bis 27.4.2015
unterschiedliche Nutzer	10.797	27.323
aufgerufene Seiten	46.722	188.501
Durchschnittliche Besuchsdauer	2:41 Minuten	3:53 Minuten
Wiederkehrende Besucher	28 %	31 %
Durchschnittliche Besuchszahl	ca. 19,6 Besuche je Tag	ca. 20,4 Besuche je Tag

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde der **deutsche Arbeitskreis Langzeit-Wärmespeicher** weitergeführt und durch Dirk Mangold geleitet. Dieser soll langfristig weiterbestehen (hierzu besteht insbesondere Interesse seitens der beteiligten Industrieunternehmen) und wurde hierzu beim AGFW e.V. „aufgenommen“, der sich gerne bereit erklärte, jährlich ca. 2 Treffen des Arbeitskreises in seiner Geschäftsstelle in Frankfurt a.M. zu ermöglichen.

Die von Dänemark initiierte und durch Jan Erik Nielsen von Planenergi (Dänemark) geleitete **IEA SHC Task 45** ist in drei Subtasks gegliedert und wurde innerhalb der Vorhabenlaufzeit weitergeführt und zum 31.12.2014 beendet.

Solites führte die Leitung der Subtask B „Storages“ durch, zu Beginn der Task finanziert durch das vorhergehende Forschungsvorhaben Fkz 0325976A und nach kurzer Finanzierungspause durch dieses Vorhaben. Die Arbeiten in der Subtask B waren geprägt durch eine geringe Zahl an aktiven Taskpartnern. Die erstellten Dokumente und Berichte sind über die Internet-Darstellung der IEA Task 45 abrufbar: www.task45.iea-shc.org.

7. AUSBLICK

Mit Abschluss dieses Vorhabens Fkz 0325542A „Solar-KWK“ stehen umfangreiche Modelle zur Verfügung, die eine umfassende Betrachtung der Kombination von Solarthermie, Multifunktions-Wärmespeichern und KWK-Anlagen unter Beachtung der gesetzlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen eines Börsenhandels des erzeugten Stroms und der Teilnahme am Regelenergiemarkt (Minutenreserveleistung) ermöglichen.

Schon allein diese Beschreibung zeigt, dass das hierbei zu betrachtende System sehr umfangreich und komplex ist. Einfache Ableitungen zu empfehlenswerten Gesamtsystemen, wirtschaftlichen Technologieschritten o.ä. sind aufgrund dieser Komplexität nicht möglich.

Vielmehr ist die Multidimensionalität der wichtigsten Parameter des Gesamtsystems so groß, dass nur umfangreiche, projektbezogene Simulationsstudien die Berücksichtigung der vielfältigen Randbedingungen dieser Systeme und eine Absicherung von für die Praxis zu empfehlenden Solar-KWK-Systemen ermöglichen.

Zur Sicherstellung einer effizienten, wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Wärmeversorgung in Deutschland werden auch langfristig Fernwärmesysteme notwendig sein: hierbei sind die bestehenden Netze zu erweitern, deren Effizienz zu verbessern sowie neue Netze zu realisieren. Diese hocheffizienten, meist über KWK-Anlagen versorgten Systeme müssen sich der Energiewende stellen und damit auch die geltenden Betriebsregeln und –weisen insbesondere der KWK-Anlagen an den sich verändernden Strommarkt anpassen. Die hierzu notwendige technisch-wirtschaftlich geprägte Weiterentwicklung der Energieerzeugung in Fernwärmesystemen sowie der Fernwärmenetze selbst kann durch die virtuelle Untersuchung des jeweiligen komplexen Gesamtsystems in Simulationsmodellen erarbeitet werden. Zusätzlich ermöglicht die virtuelle Testumgebung des Simulationsprogramms eine Risikobetrachtung des erarbeiteten Entwicklungsweges, in dem maßgebende Randbedingungen im Simulationsprogramm geändert und die Reaktionen des gewählten technischen Systems hierauf simuliert und bewertet werden können.

Daher ist es nicht nur wünschenswert, sondern notwendig, die mit diesem Vorhaben erarbeiteten Entwicklungen weiterführen zu können – in allgemeingültigen systemischen Untersuchungen sowie im Rahmen von wissenschaftlichen Begleitungen geplanter Pilotanlagen von Solar-KWK-Systemen.

8. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Prognos AG, „Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem,“ Prognos AG, Berlin, 2013.
- [2] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft, 3. Hrsg., Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.
- [3] BAFA, *nach KWK Gesetz geförderte Anlagen*, Excel Tabelle auf Anfrage, 2014.
- [4] KWKG, „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz),“ 31 Juli 2014. [Online]. Available: <https://www.clearingstelle-eeg.de/kwkg2012>. [Zugriff am 19 August 2014].
- [5] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Netztransparenz,“ 22 August 2013. [Online]. Available: <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>. [Zugriff am 13 Dezember 2013].
- [6] K. Langeheinecke, P. Jany und G. Thieleke, Thermodynamik für Ingenieure (Ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Studium), Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2008.
- [7] EPA, „Catalog of CHP Technologies,“ Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, USA, 2008.
- [8] I. Prof. Dr. Kuperjans, *Vorlesungsskript Kraft-Wärme-Kopplung*, Jülich: FH Aachen, 2011.
- [9] C. Ziems, S. Meinke, J. Dr. Nocke, H. Prof. Dr. Weber und E. Prof. Dr. Hassel, „Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen,“ VGB PowerTech/ Universität Rostock, Rostock, 2012.
- [10] RWE Power, *Kraftwerke im Umbruch – Antworten auf die Anforderungen der Energiewende*, Berlin, 2012.
- [11] VDE, „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020 (WEC - Workshop),“ Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, TU Wien, 2012.
- [12] K. 21, „Abschlussbericht: Kraftwerke des 21. Jahrhunderts,“ Land Baden-Württemberg und Freistaat Bayern, 2013.

- [13] N. Krzikalla, S. Achner und S. Brühl, „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien,“ Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Aachen, 2013.
- [14] Energie Agentur NRW, „Flexibilität von Kraftwerken - Für Netzstabilität und Versorgungssicherheit,“ Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW der Energie-Region NRW, Düsseldorf, 2013.
- [15] G. Schaumann und K. W. Schmitz, Kraft - Wärme - Kopplung, Heidelberg: Springer, 2010.
- [16] Wärtsilä, „Gas Power Plants,“ 2013.
- [17] Wärtsilä, „Power Plant Products Catalogue,“ 2012.
- [18] H. I. Onowwiona, V. I. Ugursal und A. S. Fung, „Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications,“ Delhouse University and Ryerson University, Canada, 2006.
- [19] BBR & DWD, „Testreferenzjahre,“ Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Climate & Environment Consulting Potsdam GmbH, Deutscher Wetterdienst (DWD), Deutschland, 2013.
- [20] DWD, „deutscher-wetterdienst.de,“ [Online]. Available: <http://www.deutscher-wetterdienst.de/lexikon/index.htm?ID=D&DAT=Druckhoeohenkurve>. [Zugriff am 25 Juli 2014].
- [21] PIK, „Klimazeitreihen: Luftdruck,“ [Online]. Available: <https://www.pik-potsdam.de/services/klima-wetter-potsdam/klimazeitreihen/luftdruck>. [Zugriff am 18 Juli 2014].
- [22] asue, „BHKW-Kenndaten 2011 (Module, Anbieter, Kosten),“ Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch E.V., Frankfurt am Main, 2011.
- [23] dena, „thema energie,“ 15 Mai 2014. [Online]. Available: <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/blockheizkraftwerke/technologien/technologien.html>. [Zugriff am 02 Juli 2014].
- [24] B.KWK, „Neue Chancen mit "Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie" effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften,“ Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Berlin, 2011.
- [25] P. D. Dielman und D. Kuperjans, „Umweltbundesamt KWK,“ 2009. [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung->

- verbrauch/kraft-waerme-kopplung. [Zugriff am 02 Juli 2014].
- [26] S. Liesner, *Lastflexible Blockheizkraftwerke*, Heek: 2G Energy AG, 2012.
- [27] AGFW, „Pluralistische Wärmeversorgung,“ Frankfurt, 2001.
- [28] M. Kranz, *Ringvorlesung „Energie 2050 – Transformation des Energiesystems“*, Hannover: Stadtwerke Hannover AG, 2012.
- [29] G. Prof. Dr. Krost, J. Dr. Matics und G. Dubielzig, „Adaptiver Energie- und Lastmanager für Gebäude mit Mikro-KWK-Anlagen,“ Universität Duisburg Essen, Gaswärme-Institut e.V. Essen, 2007.
- [30] VDMA, „Fähigkeiten von Stromerzeugungsanlagen im Energiemix - Ein Expertenausblick des VDMA Power Systems,“ Verband des deutschen Maschinen und Anlagenbaus, Frankfurt am Main, 2013.
- [31] Wärtsilä, „Wärtsilä power plants,“ [Online]. Available: <http://www.wartsila.com/en/power-plants/learning-center/combustion-engine-vs-gas-turbine-startup-time>. [Zugriff am 03 Juli 2014].
- [32] *Fernwärme Ulm GmbH*. [Interview]. 23 September 2014.
- [33] *Stadtwerke Flensburg GmbH*. [Interview]. 23 September 2014.
- [34] *Wärtsilä Deutschland GmbH*. [Interview]. 17 Juni 2014.
- [35] Consentec GmbH, „regelleistung.net,“ 27 Februar 2014. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketdesc>. [Zugriff am 22 Juli 2014].
- [36] EPEX SPOT, „EPEX Spot Handelsbedingungen,“ European Power Exchange SE, 24 April 2014. [Online]. Available: <http://www.epexspot.com/de/extras/download-center>. [Zugriff am 21 Mai 2014].
- [37] G. Erdmann und P. Zweifel, *Energieökonomik Theorie und Anwendungen*, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- [38] J. Henkel, *Intensivseminar Kurzfristmärkte*, Berlin: Energy Brainpool GmbH & Co. KG, 2014.
- [39] *Next Kraftwerke GmbH*. [Interview]. 9 September 2014.
- [40] VDN, „Transmission Code,“ Verband der Netzbetreiber- VDN, Berlin, 2007.

- [41] EEX, „Auktion,“ European Energy Exchange AG, 2014. [Online]. Available: <http://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/auktion#!/2014/04/04>. [Zugriff am 26 Juni 2014].
- [42] P.-F. Bach, „Paul-Frederik Bach,“ 14 März 2015. [Online]. Available: <http://pfbach.dk/>. [Zugriff am 19 März 2015].
- [43] Amprion, 50Hertz, TenneT und TransnetBW, „regelleistung.net,“ 2014. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ip/action/index>. [Zugriff am 15 Mai 2014].
- [44] *Stadtwerke Schwäbisch Hall*. [Interview]. 6 August 2014.
- [45] *Danske Commodities Deutschland GmbH*. [Interview]. 12 August 2014.
- [46] *Stadtwerke Flensburg GmbH*. [Interview]. 17 September 2014.
- [47] EEX -1, „KWK Index - Download,“ European Energy Exchange AG, 2014. [Online]. Available: <http://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/kwk-index/kwk-index-download>. [Zugriff am 24 Februar 2014].
- [48] EnergieStG, „Energiesteuer Gesetz (EnergieStG),“ Juris - Das Rechtsportal, 15 Juli 2006. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/_53a.html. [Zugriff am 16 Juli 2014].
- [49] StromNEV, „StromNEV - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ Juris - Das Rechtsportal, 25 Juli 2005. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html#BJNR222500005BJNG000100000>. [Zugriff am 4 August 2014].
- [50] TEHG, „Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG),“ Juris - Das Rechtsportal, 21 Juli 2011. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/tehg_2011/anhang_1_43.html. [Zugriff am 10 Juli 2014].
- [51] DEHSt, „Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen für stationäre Anlagen in der 3. Handelsperiode,“ Umweltbundesamt, Berlin, 2013.
- [52] H. Drück, „Muiltport Store – Model for TRNSYS,“ ITW Universität Stuttgart, Stuttgart, 2000.
- [53] Transsolar, „Entwicklung und Support für TRNSYS,“ Curierstraße 2, 70563 Stuttgart.
- [54] H. Drück, Interviewee, *Persönliche Information*. [Interview]. 2013.

- [55] EINSTEIN, „Effective Integration of seasonal thermal energy storage systems in existing buildings, EU FP7, grant agreement 284932,“ FP7-2011-NMP-ENV-ENERGY-ICT-EeB/ 284932/ EINSTEIN, 1.1.2012 - 31.12.2015.
- [56] P. u. M. F. a. Solites, „Sunstore 4 Deliverable D4.3 "Report on operation experiences and monitoring results after two years",“ ENER/FP7/249800/"Sunstore 4", 2014.
- [57] 2g, *Technische Spezifikationen*, 2g Kraft-Wärme-Kopplung, 2013.
- [58] Kuntschar & Schlüter, *Technische Daten GTK*, Kuntschar u. Schlüter GmbH Ein Unternehmen der WOLF Gruppe, 2013.
- [59] *Stadtwerke Crailsheim GmbH*. [Interview]. 05 Juni 2014.
- [60] W. Keilholz, P. Sette und E.-H. Soussi, „The W programming language - User & Reference Manual,“ 2010.
- [61] Solites, *Interne Informationen*, 2014.
- [62] E. Sperber und P. Viebahn, „Techno-ökonomische Perspektive - Systeminnovationen am Beispiel des Strom-Wärme-Systems,“ In FVEE-Themen 2013, Freiburg, 2014.
- [63] BDEW, „KWK-G Umsetzungshilfen BDEW,“ 2009. [Online]. Available: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_KWK-G-Umsetzungshilfen. [Zugriff am 15 Januar 2013].
- [64] EEG, „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG),“ 17 August 2012. [Online]. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71804. [Zugriff am 15 Juli 2014].