



Montanuniversität Leoben

Fahrweisen- und Einsatzoptimierung eines Fernheizkraftwerks im deregulierten Strommarkt

Masterarbeit

von

Wolfgang Kurzböck, BSc, m0535254

Erstellt für:



VTU Energy GmbH

Eingereicht am:

Lehrstuhl für Thermoprosesstechnik

Leoben, am 03. November 2011

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

I declare in lieu of oath, that i wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Leoben, im November 2011



.....
Kurzböck Wolfgang, BSc

Danksagung

Ich möchte mich besonders bei folgenden Personen für ihre Zusammenarbeit und Unterstützung bedanken:

Betreuung der Masterarbeit durch die VTU Energy GmbH:

Pechtl, Peter, Dipl.-Ing. Dr.techn., Geschäftsführer

Petek, Josef, Dipl.-Ing. Dr.techn., Prokurist

Pözl, Martin, Dipl.-Ing.

Betreuung der Masterarbeit im Fernheizkraftwerk Wels der Wels Strom GmbH:

Nedomlel, Helmut, Dipl.-Ing., Betriebsleiter

Rumersdorfer, Josef, Ing., Betriebsleiter Stellvertreter

Betreuung der Masterarbeit an der Montanuniversität Leoben:

Rauppenstrauch, Harald, Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn., Studiengangsbeauftragter

Dank gebührt schließlich auch allen weiteren Mitarbeitern des Fernheizkraftwerks Wels sowie der VTU Energy GmbH, welche mir immer sehr freundlich und hilfsbereit gegenüberstanden.

Abstract

The management of the district heating power station of Wels is responsible to establish a schedule of operation which accounts for the generation of the required district heat in the most profitable way. By generating the annual plan they determine the long-term amounts and prices for electricity, gas and heat. With the daily day-ahead schedule they adapt the annual values to the expected conditions of the next day.

This planning process includes uncertainties, mainly caused by the variability of the energy prices and the possibility of equipment failures. In order to tackle these uncertainties most effectively despite of the great variety of possible scenarios, an all-embracing software tool would be a helpful device.

In 2010 VTU Energy GmbH developed such a tool for the Wels district heat power plant. Based on a detailed thermodynamic model, the planning tool calculates the economic results for different operating modes at current conditions. The operators of the power station can use this information to decide on changing controllable parameters of the plant. A potential new tool which is currently under consideration should enable the plant staff to expand such calculations to time periods in order to facilitate iterative planning cycles.

So far the annual plan was calculated with approximations. With an accurate thermodynamic model it should be possible to reduce risks of bidding into the energy market by producing more precise forecasts. Furthermore, with a consistent model for annual, weekly and daily planning a consistent source of information would be created.

As a current practice, there is a weekly meeting of the power station management to discuss the status and strategy for the following days. Primary target is the management of the heat storage which is connected to the power station. The new model will contain this process. With a better heat storage management, the operation could be better adapted to unexpected conditions, such as electricity price variability.

Based on the heat requirement for every quarter of an hour of the next day, a day-ahead schedule is required to reach the economic maximum. The same calculations are required by the operators to change the day's schedule, if something unexpected occurs. Therefore, the new software tool should also account for 'ad-hoc' optimization including the management of the heat storage for the remainder of the day.

To develop a comprehensive background for the new model, all the technical, operational and commercial boundary conditions were observed. With this information, the potential of an optimization model for the district heating power station of Wels has been analyzed and evaluated.

Kurzfassung

Der Betriebsleitung des Fernheizkraftwerks Wels obliegt es, einen Fahrweisenplan zu erstellen, welcher mit einem wirtschaftlich optimalen Betrieb die Deckung des Wärmebedarfs der Fernwärme Wels sicherstellt. Mit Hilfe der Jahresplanung werden längerfristige Vertragsmengen und -preise von Strom, Gas und Wärme bestimmt, und die Tagesplanung passt den Jahresplan auf die voraussichtlichen Verhältnisse des jeweils nächsten Tages an.

Neben der Möglichkeit von Störfällen sind diese Planungen vor allem durch die Schwankungen der Energiepreise aufwendig und mit Unsicherheiten verbunden. Um stets alle Szenarien beachten und bestmöglich einschätzen zu können, wäre ein umfassendes Modell für den Anlagenbetrieb ein wesentliches Hilfsmittel.

Die VTU Energy GmbH entwickelte im Herbst 2010 ein Planungsmodell, welches auf einem thermodynamischen Abbild der Anlage basiert und die wirtschaftlich optimale Betriebsweise unter den augenblicklichen Bedingungen berechnet. Dadurch kann ein - vor allem für die Ausführung des Tagesplans in der Warte - wichtiger Anhaltspunkt für die Betriebswartenführer erzeugt werden.

Mit Hilfe eines weiteren, neuartigen Modells soll nun auch der komplette Planungszyklus abgedeckt werden. Für den Jahresplan galt eine thermodynamisch exakte Berechnung bisher als zu zeitaufwendig und nicht unbedingt notwendig, da man ohnehin noch von Abweichungen der Annahmen ausging. Bei Verwendung eines gleichwohl genauso genauen wie schnellen Berechnungsmodells sind jedoch Verbesserungen in der Jahresplanung durch die genauere Abbildung der Anlage unter den geplanten Bedingungen zu erwarten. Weiters kann davon ausgegangen werden, dass ein konsistentes Modell für die Tages-, die Wochen- und die Jahresplanung des Anlagenbetriebs Diskrepanzen in der Planung vermeidet und damit das Risiko für den Stromhandel verringert.

Im FHKW findet wöchentlich eine Besprechung zur Lage der folgenden Tage statt. Dies ist vor allem zur Planung des Wärmespeichers nötig, welcher üblicherweise einen Wochenzyklus durchläuft. Dieser Schritt ist auch für das neue Modell wesentlich. Neben der Wärmespeichernutzung wird der Jahresplan dabei vor allem auch auf eine neue Umgebungs-, Wärmebedarfs-, Energiepreis- und Anlagensituation angepasst.

Bei der Tagesplanung werden dann auf Basis einer voraussichtlichen Wärmebedarfskurve im viertelstündlichen Takt die thermodynamischen und wirtschaftlich optimalen Betriebszustände über den ganzen folgenden Tag berechnet. Und diese Berechnung kann dann auch in der Warte verwendet werden, um bei Abweichungen von den Planwerten einen neuen Fahrplan für den Rest des Tages zu berechnen.

Um eine umfassende Entwicklungsgrundlage für das neue Anlagenmodell zu schaffen, wurden alle technischen, betrieblichen und kommerziellen Randbedingungen der Fahrweisen- und Einsatzoptimierung zusammengefasst. Auf Basis dieser Information wurde das Potential eines modellgesteuerten Optimierungssystems für das FHK Wels in den verschiedenen betrieblichen Abläufen untersucht und kritisch bewertet.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	iii
Abstract	iv
Kurzfassung	v
Inhaltsverzeichnis	vi
Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xii
Abkürzungsverzeichnis.....	xiii
1 Zielsetzung	1
2 Grundlagen	2
2.1 Stromhandel im liberalisierten Strommarkt.....	2
2.1.1 Regel- und Ausgleichsenergie	3
2.1.2 Strombörsen	5
2.2 Kombinationskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung	9
2.2.1 Dampfkraftanlagen.....	9
2.2.2 Gasturbinenkraftwerke	13
2.2.3 Kombinationskraftwerke.....	15
2.2.4 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	18
3 Das Fernheizkraftwerk Wels	20
3.1 Beschreibung der Anlage Wels	21
3.2 Kunden, Lieferanten und Partner der Wels Strom GmbH und des FHKWs	24
3.3 Limitierungen und Randbedingungen.....	26
3.3.1 Lastverteilung im FHKW.....	26
3.3.2 Gasturbinen-Abgastemperaturcharakteristik.....	27
3.3.3 Zusatzfeuerung	28
3.3.4 Kondensationsanteil.....	28
3.3.5 Gasbezug	29
3.3.6 Betriebsweisen und Anlagenverhalten bei Laständerungsvorgängen	29
3.3.7 Wärmenetz und –Speicher	38
3.3.8 Emissionen	39
3.3.9 Revisionen	41
3.3.10 Redundanz.....	41

3.3.11 Kesselkonservierung	42
3.3.12 Behördliche Auflagen (ergänzend zu den Emissionen)	42
3.4 Aspekte zur Erstellung der Fahrpläne	43
3.4.1 Näherungsweise Berechnungen des Kraftwerks	44
3.4.2 Abdeckung des Wärmebedarfs	45
3.4.3 Möglichkeiten zur Anpassung der erforderlichen Wärmeerzeugung	46
3.4.4 Möglichkeiten zur Anpassung der Stromkennzahl	50
3.4.5 Entkoppelung der Stromerzeugung vom Wärmebedarf	53
3.4.6 Hohe Anlagenleistung bei hohen Strompreisen	57
3.4.7 Einfluss des Ausgleichsenergiepreises auf die Fahrweise	58
3.4.8 CO- Grenzwerteinhaltung	59
3.4.9 Sommerbetrieb	60
3.4.10 Kosten und Erträge	60
3.5 Jahresplanung	64
3.5.1 Erstellung des Jahresfahrplans	64
3.5.2 Berechnung des jährlichen Rohertrages	66
3.5.3 Absicherung der Strompreise und des Gaspreises	66
3.5.4 Datenauswertung	68
3.6 Aktuelle Tagesplanung	73
3.6.1 Übermittlung der Wärmebedarfskurve vom E-Werk an das FHKW	73
3.6.2 Erstellung des Fahrplans durch ein Softwaresystem	74
3.6.3 Anpassung des Fahrplans per Hand	77
3.6.4 Übermittlung an die Energie AG zur Abwicklung des Stromhandels	78
3.6.5 Datenauswertung der Tagesberichte	78
3.7 Fahrweisenanpassung	80
3.7.1 Störfälle	80
3.7.2 Abweichungen von Temperatur- und Wärmebedarfsvorhersagen	80
3.7.3 Ausgleichsenergie	81
3.7.4 Erreichen des maximalen laufenden Gasbezugs	81
3.8 Aussichten, Modifikationsideen, Erwartungen, Probleme	82
4 Planungsmodell Wels	83
4.1 Systembeschreibung	83
4.2 Funktionalität	84
4.2.1 Eingabe	84
4.2.2 Betriebscharakteristik	85

4.2.3	Verbesserungsvorschläge.....	87
5	Potential modellgestützter Optimierungssysteme	88
5.1	Berechnungsschema.....	89
5.1.1	Fahrweisenmöglichkeiten.....	89
5.1.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung	91
5.2	Erstellung des Jahresfahrplans.....	93
5.2.1	Vorgabe des Außentemperaturverlaufs für das Jahr	94
5.2.2	Vorgabe der benötigten Wärmeerzeugung für das Jahr	94
5.2.3	Berechnung des Jahresfahrplans	95
5.2.4	Anzeige und Möglichkeit der Anpassung	100
5.2.5	Sommerbetrieb.....	100
5.2.6	CO ₂ - Problematik.....	100
5.2.7	Anwendung der Jahresplanung.....	101
5.3	Wochenplanung.....	102
5.3.1	Temperatur- und Wärmebedarfsprognose	103
5.3.2	Wärmespeicherstand und Wärmepuffersicherheit	103
5.3.3	Verfügbarkeit AVE	104
5.3.4	Betriebszustand.....	104
5.3.5	Bestimmung der Strompreisverläufe	105
5.3.6	Berechnung des Wochenplans.....	105
5.3.7	Wärmespeicherstand.....	105
5.3.8	Anwendung	106
5.4	Erstellung des Tagesfahrplans	106
5.4.1	Wärmebedarf- und Temperaturverlauf, Wärmespeicherplanung.....	107
5.4.2	Strompreise.....	107
5.4.3	Vorgabe von Grenz-Ausgleichsenergiepreisen	108
5.5	Fahrweisenanpassung (während der Ausführung des Tagesplans)	109
5.6	Anwendung des Modells in anderen Kraftwerken	110
6	Schlussfolgerung und Ausblick.....	111
	Literaturverzeichnis	113
	Anhang A	a
	Anhang B	b

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzregionen des ENTSO-E- Netzes.....	3
Abbildung 2: Unterteilung der Regelleistungen	4
Abbildung 3: Ermittlung des MCPs.....	7
Abbildung 4: Standardisierte Blockprodukte am Spotmarkt der EEX	7
Abbildung 5: Stromprodukte des EXAA-Spotmarktes	8
Abbildung 6: Carnot-Prozess im p,v- und im T,s-Diagramm.....	9
Abbildung 7: Einfacher Dampfkraftprozess	9
Abbildung 8: Clausius-Rankine-Prozess im T,s-Diagramm	10
Abbildung 9: Verbesserung des Frischdampfzustandes (T,s)	11
Abbildung 10: Dampfkraftprozess mit Zwischenüberhitzung (T,s).....	11
Abbildung 11: Dampfkreislauf mit zweistufiger Speisewasservorwärmung und Zwischenüberhitzung	12
Abbildung 12: T,s-Diagramm der Anlage von Abbildung 11.....	13
Abbildung 13: Schaltschema des offenen Gasturbinenprozesses	13
Abbildung 14: T,s-Diagramm des Joule-Prozesses	14
Abbildung 15: Schaltschema eines Kombinationsprozesses.....	15
Abbildung 16: T,Q-Diagramm eines Eindruck-Dampfprozess	16
Abbildung 17: Schema eines Mehrdruck-Dampfprozesses.....	17
Abbildung 18: T,Q-Diagramm eines Dreidruck-Dampfprozess mit Zusatzfeuerung zwischen HD und MD	17
Abbildung 19: Darstellung eines abkoppelbaren Kondensationsturbinen-Niederdruckteils..	18
Abbildung 20: Entnahme-DT mit Auspeisung von Wärme auf drei unterschiedlichen Druckniveaus	19
Abbildung 21.: FHKW Wels.....	20
Abbildung 22.: Vereinfachtes Schema Anlagenkonfiguration	23
Abbildung 23: Eingliederung der FHK Wels	24
Abbildung 24: Strommix der Wels Strom GmbH 2009	25
Abbildung 25: Gasturbinencharakteristik in Abhängigkeit der Außentemperatur	27
Abbildung 26: Frischdampftemperaturen bei 2°C Außentemperatur	28
Abbildung 27: Tagesbetrachtung ,13.01.2011	30
Abbildung 28: Anfahren GT2, 13.01.2011	30
Abbildung 29: Anfahren GT1 im warmen Zustand, 04.04.2011.....	31
Abbildung 30: Anfahren GT1 im kalten Zustand, 08.04.2011	32
Abbildung 31: Abstellen GT1 und DT, 09.04.2011	33
Abbildung 32: Abstellen und Anfahren AVE Wärme	34
Abbildung 33: Tagesbetrachtung 01.03.2011	35
Abbildung 34: Leistungsschwankung AVE Wärme, Tagesbetrachtung 02.03.2011	36
Abbildung 35: Leistungsschwankung AVE Wärme	36
Abbildung 36.: Schema Fernwärmesystem.....	38

Abbildung 37: Vorlauftemperatur des Fernheiznetz Wels bei verschiedenen Außentemperaturen	38
Abbildung 38: CO-Werte einiger GT-Betriebspunkte mit unterschiedlicher Zusatzfeuerleistung	40
Abbildung 39: Zugehörige Temperaturen der Betriebspunkte in Abbildung 38.....	41
Abbildung 40: Wärmeerzeugung der GTs und ZFs.....	45
Abbildung 41: Gewinn bei Reduktion der AVE Leistung	49
Abbildung 42: Gewinn Erhöhung Anlagenleistung durch erhöhten Kondensationsanteil, Modellberechnung.....	51
Abbildung 43: Gewinn unterschiedlicher Strompreise bei Reduktion der GT-Leistung und Erh. der ZF	53
Abbildung 44: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 55 €/MWh.....	55
Abbildung 45: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 40 €/MWh.....	55
Abbildung 46: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 65 €/MWh.....	56
Abbildung 47: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 90 €/MWh.....	57
Abbildung 48: Geplanter (Jahresplanung) Strombedarf der Wels Strom, 2. Märzwoche 201158	
Abbildung 49: Geplanter Strombedarf der Wels Strom, Mo, 07.03.2011	58
Abbildung 50: Verlauf des Ausgleichsenergiepreises im Dez. 2010	59
Abbildung 51: Erhöhte Auflösung einer Arbeitswoche (Mo. bis Mi.), im Dez. 2010	59
Abbildung 52: Erhöhte Auflösung eines Wochenendes (Fr. – Mo.), im Dez. 2010	59
Abbildung 53: Jahresplanung von Jänner bis März 2011	65
Abbildung 54: Jahresplanung, 2. Woche 2011	65
Abbildung 55: Jahresplanung, Di, 11.01.2011	66
Abbildung 56: Phelix Baseload Month Futures (Nov-11), am 20.06.2011	67
Abbildung 57: Phelix Baseload Month Futures (Dec-11), am 20.06.2011	67
Abbildung 58: Phelix Baseload Month Futures (Jul-11), am 20.06.2011	68
Abbildung 59: Jahresenergiebericht FHK 2010.....	69
Abbildung 60: Detailansicht Jahresenergiebericht FHK 2010.....	69
Abbildung 61: Jährliche Strompreisentwicklung am Spotmarkt, 2010-2011	71
Abbildung 62: Monatliche Strompreisentwicklung am Spotmarkt, April 2011	71
Abbildung 63: Strompreisentwicklung eines Arbeitstag-„Intradays“ am Spotmarkt, Dienstag, 03.05.2011	72
Abbildung 64: Strompreisentwicklung eines Samstag-„Intradays“ am Spotmarkt, Samstag, 07.05.2011.....	72
Abbildung 65: Strompreisentwicklung eines Sonntag-„Intradays“ am Spotmarkt, Sonntag, 08.05.2011.....	72
Abbildung 66: Temperaturverlauf und Wärmebedarfskurven (Tagesplanung März 2011).....	73
Abbildung 67: Vergleich repräsentativer Wochentage, 12.-14. März 2011	74
Abbildung 68: Fahrplan von "Ketek", Teil 1 (Spalten A bis O).....	75
Abbildung 69: Fahrplan von "Ketek", Teil 2 (Spalten P bis AE).....	75
Abbildung 70: Fahrplan KETEK bei vorgegebenem Wärmebedarf.....	76
Abbildung 71: Zusammenfassung Tagesberichte, März 2011 bis inkl. 13.....	78
Abbildung 72: Warte des FHKW.....	80

Abbildung 73: Systemstruktur Optimierungsmodell.....	83
Abbildung 74: Interface Planungsmodell Wels.....	84
Abbildung 75: Graph der Betriebscharakteristik Planungsmodell Wels	85
Abbildung 76: Handlungsszenarien in Abhängigkeit von der Strompreistendenz	90
Abbildung 77: Prozess der Erhöhung der GT-Leistung	90
Abbildung 78: Prozess der Reduktion der GT-Leistung.....	90
Abbildung 79: Legende für die graphischen Beschreibungen der Struktur für ein neues Modell	92
Abbildung 80: Eingabeparameter zur Erstellung des Jahresplans.....	93
Abbildung 81: Maximale Erzeugung zu den Peakzeiten mit Anpassungen gemäß dem Strompreisverlauf (Spotmarkt)	97
Abbildung 82: Anpassung der Maximalleistung an die Tagestemperatur	97
Abbildung 83: Berechnung der zusätzlich benötigten Wärmeerzeugung	98
Abbildung 84: Verkürzung der Stromerzeugung zu Peakzeiten.....	98
Abbildung 85: Reduktion der Stromerzeugung zu Peakzeiten	98
Abbildung 86: Anzeige (Beispiel) des geplanten Stromhandels an der Börse und an den Handel der Wels Strom	101
Abbildung 87: Eingabeoberfläche zur Erstellung des Wochenplans.....	102
Abbildung 88: Eingabeoberfläche zur Erstellung des Tagesplans	106
Abbildung 89: Eingabeoberfläche zum Abgleich des Tagesplans in der Warte.....	109

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energieerzeugung und Wärmeentnahme.....	26
Tabelle 2: Lastpunkte zur Darstellung der Abgastemperatur	28
Tabelle 3: Lastpunkte 13.01.2011	31
Tabelle 4: Lastpunkte 04.04.2011	32
Tabelle 5: Lastpunkte 08.04.2011	33
Tabelle 6: Lastpunkte 09.04.2011	34
Tabelle 7: Lastpunkte 01.03.2011	35
Tabelle 8: Lastpunkte 02.03.2011	37
Tabelle 9: Ausgangsszenario für Kosten- und Ertragsbetrachtung.....	43
Tabelle 10: Betriebspunkte für Darstellung der Wärmeerzeugung von GTs und ZFs, Modellberechnung.....	46
Tabelle 11: Betriebspunkte bei Reduktion des Wärmebezugs von der AVE, Modellberechnung.....	48
Tabelle 12: Erhöhung von Anlagenleistung und Kondensationsanteil, Modellberechnung...	51
Tabelle 13: Betriebspunkte für Zusatzfeuerung bei tiefen Strompreisen, Modellberechnung	52
Tabelle 14: Möglichkeiten zur Anpassung der Stromerzeugung	54
Tabelle 15: Betriebscharakteristik Planungsmodell Wels.....	86
Tabelle 16: Vorlauftemperaturen für Wärmenetz.....	a

Abkürzungsverzeichnis

AHK	Abhitzeessel
DENOX	Verfahren zur Abtrennung von Stickoxiden NO _x aus Rauchgas
DPF	Data Processing Framework – Schnittstelle des Planungsmodell Wels
DT	Dampfturbine
E-Werk	Elektrizitätswerk
ECO	Economizer, Wärmetauscher vor der Verdampferstufe
El.	elektrisch
EIWOG	Elektrizitäts- Wirtschafts- und Organisationsgesetz
FHKW	Fernheizkraftwerk
FHK	Fernheizkraft
FWN	Fernwärmenetz
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf (Eingetragene Bezeichnung für Kombinationskraftwerke der Fa. Siemens)
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
i. d. g. F.	in der geltenden Fassung
KWK	Kraft – Wärme – Kopplung
SE	Societas Europaea (Europäische Aktiengesellschaft)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
AVE	Unternehmensbezeichnung der Müllverbrennungsanlage Wels
VTU	Unternehmensbezeichnung VTU Energy GmbH

1 Zielsetzung

Die VTU Energy GmbH formulierte die Zielsetzung wie folgt:

Ziel der Masterarbeit ist es, das Verbesserungspotential der modellgestützten Optimierung der Fahrweise und des Einsatzes eines Fernheizkraftwerks, gegenüber den derzeitigen betrieblichen Prozessen, zu erheben und kritisch zu bewerten. Unter Fahrweisenoptimierung wird die Auswahl der kommerziell günstigsten Einstellungen der regelbaren Kraftwerkparameter an einem Betriebspunkt verstanden, die innerhalb der technischen Grenzen des Kraftwerkbetriebs liegen und alle Anforderungen an die Strom- und Wärmeproduktion erfüllen. Die Einsatzoptimierung umfasst die Bestimmung des Fahrplans des Kraftwerks über einen Zeitraum (Tages-, Wochen- und Jahresplanung), der das kommerzielle Optimum unter Berücksichtigung zusätzlicher zeitabhängiger Randbedingungen (wie z.B. Laständerungsgeschwindigkeiten, An- und Abfahrzeiten oder den Betrieb des Fernwärmespeichers) erzielt.

Die Arbeit gliedert sich dabei in mehrere Teilschritte:

1. Aufnahme der derzeitigen Prozesse (Einsatzplanung, Stromhandel, Betrieb)
2. Ermittlung aller für die Optimierung bestimmenden Limitierungen und Randbedingungen (technisch, kommerziell, andere)
3. Analyse der bestehenden Prozesse und Verbesserungsvorschläge dazu
4. Ermittlung des Potentials modellgestützter Optimierungssysteme für diese Aufgabenstellung
5. Kritische Bewertung der Einsatzmöglichkeiten modellgestützter Optimierungssysteme

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden nur die zum Verständnis dieser Arbeit relevante Grundlagen zusammengefasst. Unter den einzelnen Punkten finden sich daher keine vollständigen Ausarbeitungen der jeweiligen Themen.

2.1 Stromhandel im liberalisierten Strommarkt

Im Dezember 1996 wurde Österreich durch die EU-Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität 96/92/EG dazu verpflichtet, der Liberalisierung der Märkte von leitungsgebundenen Energien in der Europäischen Union zu folgen. Innerhalb von zwei Jahren mussten alle Mitgliedsstaaten die Richtlinie in nationales Recht umsetzen.¹ Österreich nutzte dabei die Möglichkeit einer schrittweisen Umsetzung, 2001 wurde diese allerdings beschleunigt.

Die Umsetzung erfolgte durch das EIWOG, das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz. Seit dem Inkrafttreten dieses Gesetzes wurde es noch um folgende EU-Richtlinien erweitert²:

- 2004: KWK-Richtlinie
- 2006: Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen
- 2008: Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- 2009: Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (Aufhebung von 2003/54/EG)
- 2009: Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Aufhebung von 2003/1228/EG)

Die EU-Richtlinie verlangte auch die Einführung eines Regulierungsorgans (Regulator) und eines unabhängigen Systemoperators. Für die Rolle des Regulators wurde 2001 die Energie-Control GmbH (E-Control) gegründet.

Aufgabe der E-Control ist es, den Wettbewerb zu stärken, und sicherzustellen, dass dieser unter Berücksichtigung der Vorgaben der Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit funktionieren kann. Um dies zu gewährleisten obliegt es der E-Control für die Marktteilnehmer Regeln aufzustellen und das Einhalten dieser auch zu kontrollieren. Um im Interesse aller Marktteilnehmer handeln zu können, muss der Regulator politisch und finanziell unabhängig sein. Seit März 2011 ist die E-Control eine Anstalt öffentlichen Rechts und ihre Zuständigkeiten und Aufgaben sind im Energie-Control-Gesetz festgelegt.³

Gemäß § 73 Abs. 6 Z 1 EIWOG ist die E-Control berechtigt von den Betreibern der Höchstspannungsnetze, sowie von den Regelzonenführern des Erdgasmarktes (§ 6 Z 43 GWG) ein die Kosten ihrer Tätigkeit deckendes Finanzierungsentgelt in Rechnung zu stellen.

Die Systemoperatoren werden Regelzonenführer genannt und sind für den Ausgleich von Spannungs- und Frequenzschwankungen zuständig. In Österreich wird diese Aufgabe fast

¹ Vgl. Panos K. (2006), S. 37

² Vgl. 110. Bundesgesetz (2010)

³ Vgl. E-Control

ausschließlich von der Austrian Power Grid AG (APG) übernommen, welche im Jänner 2011 das Tiroler Übertragungsnetz „TIWAG“ übernommen hat. Nur Vorarlberg hat noch eine eigene Regelzone, welche durch die VKW- Netz AG betrieben wird. Aufgrund der geografischen Größe und Lage wurde allerdings für eine der Kernaufgaben, die Ausschreibung von Primärregelleistung (siehe Punkt 2.1.1), die benachbarten EnBW Transportnetze AG (EnBW TNG) beauftragt.⁴

2.1.1 Regel- und Ausgleichsenergie

Das europäische Stromnetz ENTSO-E (vormals UCTE) wurde mit der Liberalisierung in fünf Netzregionen eingeteilt:

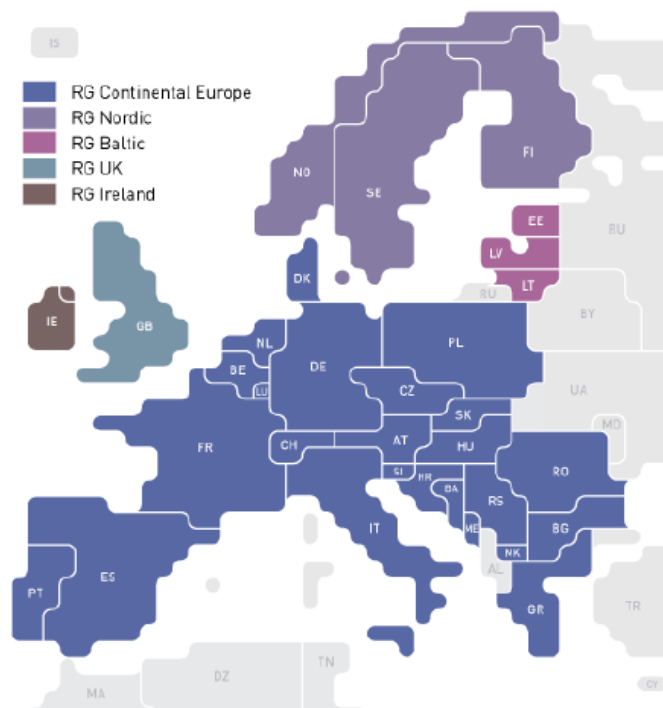


Abbildung 1: Netzregionen des ENTSO-E- Netzes⁵

Österreich liegt inmitten der größten Zone, der kontinentaleuropäischen. Für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs wurden Regelzonen innerhalb dieser Netze eingeführt. Wie im letzten Punkt bereits erwähnt, sind in Österreich seit 2011 noch 2 Regelzonen vorhanden, weil jene von Vorarlberg in die süd-westdeutsche EnBW TNG eingebunden wurde.

Innerhalb dieser Regelzonen werden Bilanzgruppen unterteilt. Bilanzgruppe können z. B. Stadtwerke sein. In diesen können sowohl Erzeuger als auch Verbraucher existieren. Der Bilanzgruppenverantwortliche (in diesem Fall die Stadtwerke) ist für die Verrechnung der Energie zwischen diesen Parteien verantwortlich.

Da sich die Mengen von Erzeugung und Verbrauch üblicherweise nicht ausgleichen, besteht eine wesentliche Aufgabe auch in der Planung des Zu- oder Verkaufs dieser Differenz. Die Planung findet zu Viertelstundenwerten statt.

⁴ Quelle: APG

⁵ Quelle: Entso-e

Diese Planwerte weichen allerdings üblicherweise von den dann tatsächlich gelieferten oder bezogenen Werten ab.⁶ Gleiche Abweichungen von Erzeugung und Bedarf innerhalb einer Bilanzgruppe gleichen sich aus, einseitige oder gegensätzliche bewirken aber eine Abweichung von dem geplanten Zu- oder Verkauf. Diese Abweichung wird über **Ausgleichsenergie** gedeckt.

Die Abrechnung der Ausgleichsenergie geschieht über den Bilanzgruppenkoordinator. In der APG- Regelzone ist dies die APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) und im Westen Österreichs die A&B – Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG.

Entspricht in einer Regelzone die in Summe erzeugte Ausgleichsenergie nicht der in Summe bezogenen, muss diese Differenz über andere Regelzonen ausgeglichen werden. Entspricht weiters auch die Summe der erzeugten Ausgleichsenergie aller Regelzonen, sprich des kontinentaleuropäischen Netzes, nicht der Summe der bezogenen Leistung im Netz, entstehen Schwankungen der Netzfrequenz.

Zum Ausgleich dieser Netzfrequenzschwankung wird **Regelleistung** benötigt, welche aufgrund der Aktivierungszeit und Einsatzdauer in drei Arten unterteilt wird:

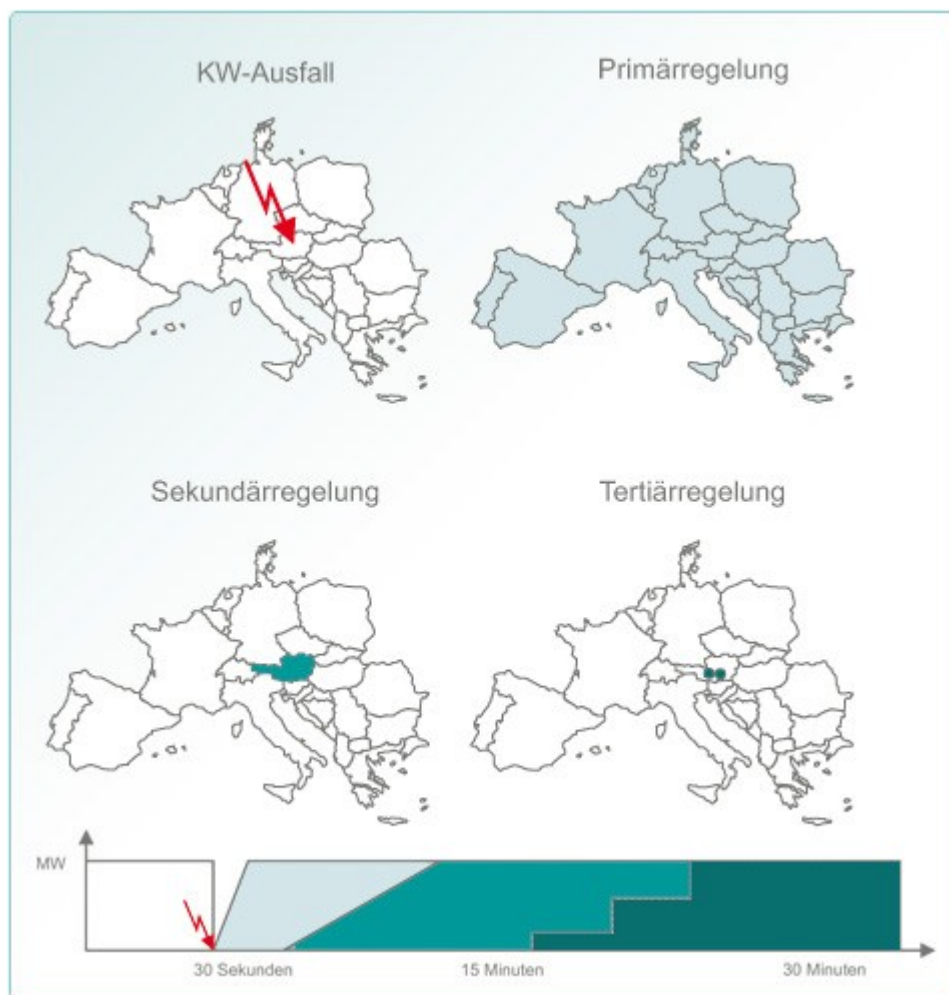


Abbildung 2: Unterteilung der Regelleistungen⁷

⁶ Vgl. Tretter H., Pauritsch G. (2010), S. 27 ff.

⁷ Quelle: E-Control Regelleistung

Die **Primärregelleistung** muss innerhalb von dreißig Sekunden zur Verfügung stehen, wenn es z. B. durch einen Großkraftwerksausfall im Netz zu Frequenzschwankungen kommt. Dies wird erreicht, indem in Kraftwerken Kapazitäten frei gehalten werden, welche durch einen automatischen Regler bei Veränderung der Netzfrequenz im ganzen kontinentaleuropäischen Netz in Anspruch genommen werden.

Die Menge, welche an Primärregelleistung zur Verfügung stehen muss, wird jedem Regelzonenführer von ENTSO-E je nach Gesamtverbrauch vorgeschrieben. Die Abdeckung erfolgt durch wöchentliche Ausschreibungen, bei welchen jedes Kraftwerk Regelleistungskapazitäten zur Verfügung stellen kann und bei Zuschlag dementsprechend dafür entlohnt wird. Voraussetzung für einen Antrag ist das bestandene Präqualifikationsverfahren und die entsprechenden Regeleinrichtungen. Verläuft die Ausschreibung nicht erfolgreich, werden vom Regelzonenführer Kraftwerke zur Verfügung bestimmt. Die Kosten für Primärregelleistung werden auf Erzeuger über 5 MW Engpassleistung aufgeteilt.⁸

Die **sekundäre Regelleistung** wird in Österreich derzeit noch nur durch die Verbund AG (hauptsächlich Pumpspeicherkraftwerke) zur Verfügung gestellt. Innerhalb weniger Minuten muss durch Sekundärregelleistung der Regelzone, welche für die Abweichung verantwortlich ist, die Primärregelleistung ersetzt werden können. Die Sekundärregelleistung wird wie die Primärregelleistung automatisch gestartet. Verrechnet wird sie der Bilanzgruppe, welche für die Abweichung verantwortlich war. 78 % der Kosten werden aber über das Systemdienstleistungsentgelt von Erzeugern mit einer Engpassleistung größer 5 MW eingehoben⁹

Ab 2012 muss die Vorhaltung der Sekundärregelleistung ebenfalls öffentlich ausgeschrieben werden.

Für längerfristige Sollwertabweichungen muss in einem dritten Schritt die **Minutenreserve (tertiäre Regelleistung)** innerhalb von maximal fünfzehn Minuten ihren Beitrag leisten und die Sekundärregelleistung entlastet. APCS betreibt dazu eine „Day Ahead Market“-Ausschreibung, an welcher Erzeuger täglich (Werkstage) Minutenreserve anbieten können. Ab 2012 muss diese Ausschreibung von der APG durchgeführt werden

2.1.2 Strombörsen

Die Liberalisierung des Strommarktes sollte folgende Auswirkungen zum Ziel haben:

- Freier Markt
- Nichtdiskriminierung
- Effizienzsteigerung zur Senkung der Strompreise.

Das mächtigste Werkzeug zum Erreichen dieser Ziele war die Entflechtung großer vertikal integrierter Energieunternehmen durch Trennung in separate Unternehmen für die Bereiche Erzeugung, Verteilung und Handel.

Durch die Schaffung eines liberalisierten Marktes wurde der Grundstein für den Börsenhandel gelegt.

⁸ Quelle: Regelleistung.at

⁹ Vgl. Tretter H., Pauritsch G. (2010), S. 32 ff.

2.1.2.1 EEX

Nach eigenen Angaben positioniert sich die European Energy Exchange AG (EEX- Börse) mit Sitz in Leipzig als führender Handelsplatz im europäischen Energiehandel. Es werden für Strom ein Termin(Futures und Options)-, Spot(day-ahead-market)- und Intraday-Markt angeboten, dabei wird der zeitliche Abstand des Handels zur Lieferperiode unterschieden.

2.1.2.1.1 Terminmarkt

Der Terminmarkt dient zur langfristigen Absicherung der Strompreise. Es können dabei die folgenden sechs Kalenderjahre, elf Quartale, neun Monate oder vier Wochen gehandelt werden. Üblicherweise sind für die am spätesten möglichen Perioden aber noch keine Gebote verfügbar.

Die Produkte, welche dabei angeboten werden, werden als Lasttypen bezeichnet und werden am Terminmarkt in Base-, Peak- oder Off-Peakload unterschieden. Unter Baseload versteht man ein Band konstanter elektrischer Leistung, welches von Montag bis Sonntag von 00:00 bis 24:00 Uhr bezogen oder geliefert wird. Für Peakload gilt das gleiche von Montag bis Freitag (auch an Feiertagen) von 08:00 bis 20:00 Uhr und Off-Peak entspricht der restlichen Zeit des Tages.¹⁰

Will ein Erzeuger Strom am Terminmarkt verkaufen, muss das Produkt zu einem Preis im Orderbuch angeboten werden. Findet sich ein Käufer, wird das Geschäft fixiert. Es werden dabei zwei Varianten unterschieden. Bei einem Handel mit physischer Erfüllung (German-Futures) wird der Stromhandel auch vollzogen. Bei einem Handel mit finanzieller Erfüllung (Phelix-Futures) wird die Differenz des ausgehandelten Strompreises zum zukünftigen Marktpreis für eine Stromlieferung mit bestimmtem zukünftigen Lieferzeitraum, bestimmter Menge, Lastprofil und Lieferort durch Zahlungen ausgeglichen (Variation Margin).¹¹

Die EEX garantiert für alle Transaktionen. Um sich deshalb gegen eine Zahlungs- oder Lieferungsunfähigkeit eines Teilnehmers zu sichern, müssen Sicherheitseinlagen zu einer bestimmten Höhe (Additional Margins) geleistet werden, um am Handel einer Börse teilnehmen zu können.

2.1.2.1.2 Spotmarkt

Der Spotmarkt der EEX wird von der Epex Spot SE geführt, welche handelsgerichtlich in Frankreich eingetragen ist. Die EEX ist mit 50 % am Unternehmen der Epex beteiligt.¹²

Für den Spotmarkt (an der EEX) wird zwischen dem kontinuierlichen und dem Auktionshandel unterschieden. Beim kontinuierlichen Handel werden wie beim Terminhandel die Angebote in ein Orderbuch eingetragen, und wenn sich ein Käufer findet, wird das Geschäft fixiert. Beim Auktionshandel müssen alle Verkaufs- und Kaufgebote vor 12 Uhr mittags abgegeben werden. Nach diesem Zeitpunkt werden die Gebote nach Menge und Preis sortiert, wodurch sich die Angebots- und Nachfragekurve

¹⁰ Quelle: EEX

¹¹ Vgl. EEX Produktbroschüre Strom (2011), S. 6

¹² Quelle: EpexSpot

ergeben. Der Schnittpunkt dieser beiden Kurven wird als Gleichgewichtspreis (market-clearing-price MCP) bezeichnet.¹³

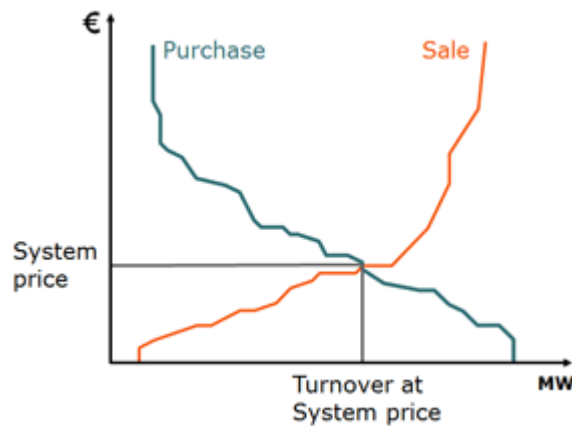


Abbildung 3: Ermittlung des MCPs¹⁴

Verkaufsgebote mit einem Preis über dem MCP, sowie Kaufgebote mit einem darunter werden nicht ausgeführt. Die anderen Angebote werden alle zum MCP ausgeführt. Wollen die Händler die nicht ausgeführten Gebote dennoch die Leistung erzeugen oder zukaufen, haben sie noch die Möglichkeit am Intraday-Markt des laufenden Tages ihre Produkte zu handeln oder sie zum Ausgleichsenergiepreis (siehe Punkt 2.1.1) ohne Vertrag ins Netz zu speisen bzw. davon zu beziehen.

Am Intraday-Markt ist eine Ausführung üblicherweise aber noch schwieriger, da weniger Volumen gehandelt wird und die Händler zu einem für sie schlechteren Preis anbieten (Erzeuger niedriger, Verbraucher höher) um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen ausgeführt zu werden. Und am Ausgleichsenergiemarkt steigt das Verlustrisiko, da er noch höheren Volatilitäten unterliegt, als der Termin- und Spotmarkt.

Der Intraday-Markt wird ebenfalls über die Epex Spot SE gehandelt.

Neben den Lasttypen Base und Peak des Terminhandels können am Spotmarkt der EEX (Epex) folgende weitere standardisierte Produkte gehandelt werden:

Block Baseload	für die Stunden 1 bis 24	Block Evening	für die Stunden 19 bis 24
Block Peakload	für die Stunden 9 bis 20	Block Rush Hour	für die Stunden 17 bis 20
Block Night	für die Stunden 1 bis 6	Block Off-Peak 1	für die Stunden 1 bis 8
Block Morning	für die Stunden 7 bis 10	Block Off-Peak	für die Stunden 21 bis 24
Block High Noon	für die Stunden 11 bis 14	Block Business	für die Stunden 9 bis 16
Block Afternoon	für die Stunden 15 bis 18		

Abbildung 4: Standardisierte Blockprodukte am Spotmarkt der EEX¹⁵

¹³ Vgl. Panos K. (2006), S. 44

¹⁴ Quelle: Nordpool

¹⁵ Quelle: EEX

2.1.2.1.3 OTC bzw. bilateraler Handel

Teilnehmer am liberalisierten Strommarkt sind nicht verpflichtet ihre Produkte über Börsen zu handeln. Mittels bilateralen Verträgen kann ein Käufer auch direkt den Strom eines Erzeugers beziehen. Es ergibt sich zwar eine dritte Partei, da für die Verbindung ein Stromnetz benötigt wird. Nach der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von 1996 hat der Stromnetzbetreiber allerdings keinen Einfluss auf diesen Handel.

Die Erzeuger- und Verbraucherparteien eines bilateralen Handels gehen aber das Risiko ein, dass der Vertragspartner den Handel nicht durchführen kann. An der Börse werden deshalb auch so genannte OTC-Geschäfte (over-the-counter) angeboten. Bei diesen wird ein Geschäft zwar bilateral zwischen Erzeuger und Käufer vereinbart, die vertragliche Regelung und Absicherung übernimmt allerdings eine Clearing-Gesellschaft. Im Falle der EEX ist dies die European Commodity Clearing AG (ECC), welche großteils der EEX angehört und auch das Clearing der Termin- und Spotmarkttransaktionen der EEX (Epex) übernimmt.¹⁶

2.1.2.2 EXAA

In Österreich entwickelte sich die Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA- Börse). Die EXAA betreibt neben einem CO₂-Emissionshandel einen Stromspotmarkt. An diesem Spotmarkt können alle einzelnen Stunden des folgenden Tages sowie Stundenpakete, entsprechend Abbildung 5, gehandelt werden.¹⁷

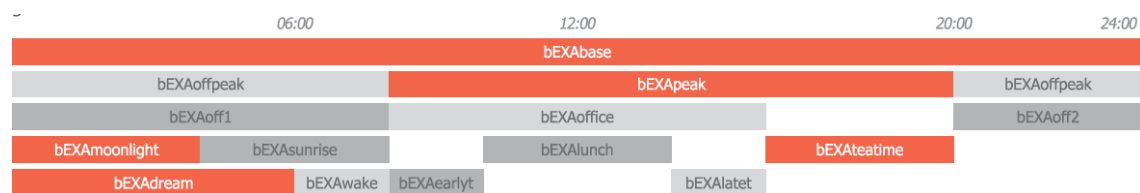


Abbildung 5: Stromprodukte des EXAA-Spotmarktes¹⁸

Der Ablauf des Spotmarkts ist dem der EEX entsprechend. Ein wesentlicher Unterschied ergibt sich allerdings durch den Zeitpunkt der Schlussauktion. An der EXAA findet diese bereits um 10:15 Uhr statt. Dadurch ergibt sich ein Vorteil für Kunden der EXAA, welche auch an Börsen mit späteren Auktionszeitpunkten handeln (z. B. an der EEX, 12:00 Uhr). An der EXAA kann dann ein Gebot mit einem, für den Teilnehmer guten Preis abgegeben werden. Wird das Gebot nicht ausgeführt, kann an der anderen Börse immer noch ein Gebot zu einem schlechteren Preis gestellt werden.

Die EXAA wirbt daher damit, dass bei der Preisbildung ihrer Börse nur sehr wenige Angebote ohne Preislimit (es wird zu jedem Preis gehandelt) eingehen. Dadurch wird die tatsächliche Markteinschätzung der Teilnehmer besser gespiegelt, es entsteht eine höhere Korrelation zu OTC- Transaktionen und die Volatilität sinkt.¹⁹

¹⁶ Quelle: ECC

¹⁷ Quelle: EXAA

¹⁸ Quelle: EXAA

¹⁹ Quelle: EXAA Folder Power (2011), S. 4 f.

2.2 Kombinationskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung

2.2.1 Dampfkraftanlagen

Elektrizitätserzeugung im großindustriellen Ausmaß ist nur durch mechanische Antriebsleistung möglich. Mittels Dampfkraftanlagen wandelt man deshalb durch die im Uhrzeigersinn durchfahrenen Kreisprozesse einer Kraftmaschine thermische in mechanische Energie um. Die theoretische Aneinanderreihung von thermodynamischen Zustandsänderungen, welche in einem Kraftmaschinenprozess den höchsten Wirkungsgrad ergeben stellt der Carnot-Prozess dar (siehe Abbildung 6). In der Praxis sind allerdings keine verlustfreien Prozesse möglich und dadurch ist der Carnot-Prozess nicht erreichbar.

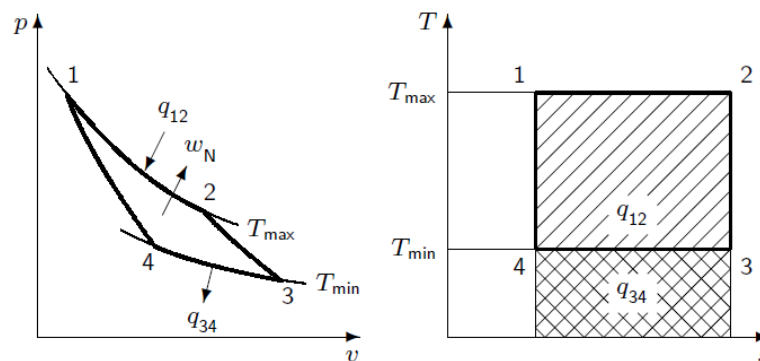


Abbildung 6: Carnot-Prozess im p,v- und im T,s-Diagramm²⁰

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten für einen Kraftmaschinenprozess mit Kolben- und Strömungsmaschinen. Der Clausius-Rankine-Prozess ist der Vergleichsprozess des Dampfkraftprozesses, welcher sich in der Kraftwerkstechnik etabliert hat. Er besteht im Wesentlichen aus vier Komponenten:

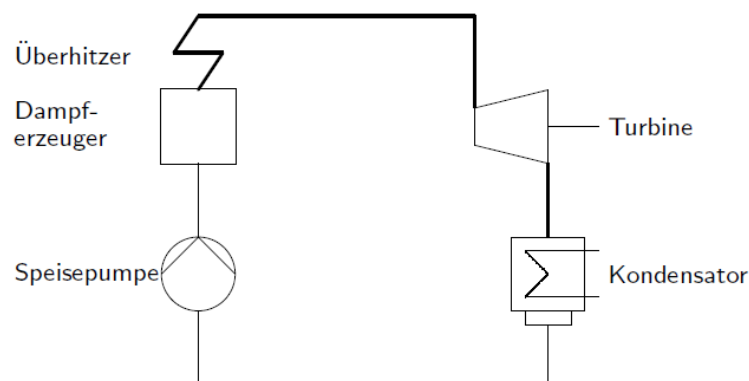


Abbildung 7: Einfacher Dampfkraftprozess²¹

²⁰ Quelle: Strauß K. (2006)

²¹ Quelle: Strauß K. (2006)

1. Speiswasserpumpe: Isentrope Verdichtung
2. Dampferzeuger und Überhitzung: Isobare Wärmezufuhr
3. Dampfturbine: Isentrope Expansion mit Gewinnung der mechanischen Arbeit
4. Kondensator: Isobare Wärmeabfuhr

Dadurch ergibt sich das in Abbildung 8 gezeigte T,s-Diagramm.

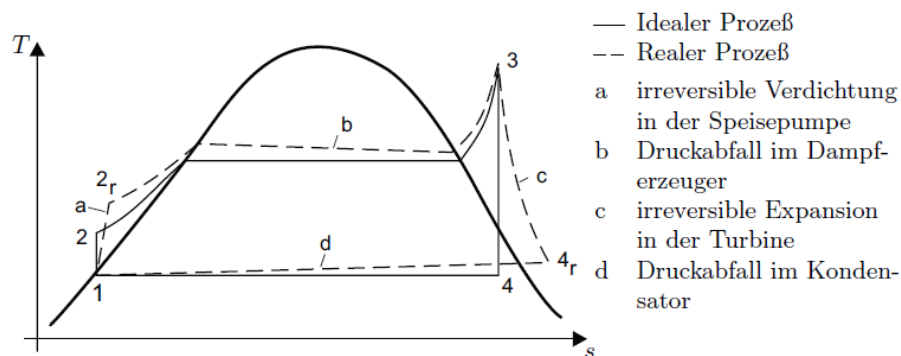


Abbildung 8: Clausius-Rankine-Prozess im T,s-Diagramm²²

Das Diagramm wird von dem Phasenübergang des Arbeitsmittels Wasser geprägt. Im Nassdampfbereich, welcher von der Siede- und der Taulinie eingeschlossen wird, überlagern sich die Isothermen mit den Isobaren. D. h. der Druck bestimmt die Siedetemperatur, bei welcher das Wasser verdampft werden kann. Zur Beschreibung des Zustandes in diesem Bereich ist auch der Dampfanteil nötig.

Im Gegensatz zum thermodynamisch optimalen Carnot-Prozess findet der Wärmeübergang jeweils isobar und nicht isotherm statt. Dadurch ist der Wirkungsgrad niedriger als beim Carnot-Prozess und da der Clausius-Rankine-Prozess die theoretisch optimale Lösung darstellt, ergeben sich in Realität noch weitere Verluste wie in Abbildung 8 bereits dargestellt.

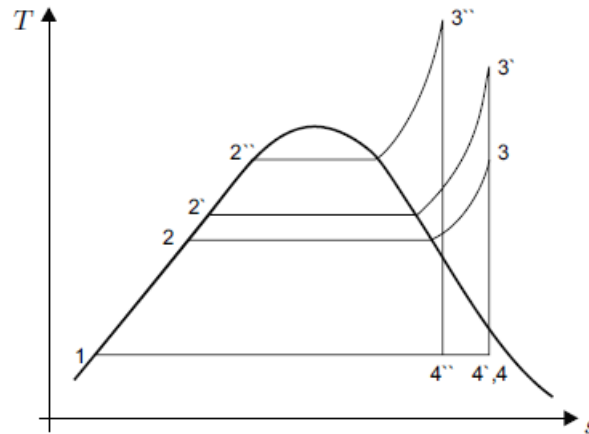
Die Energie, welche in Kraftmaschinen mechanisch gewonnen wird, entspricht der Fläche innerhalb des Kreisprozesses im T,s-Diagramm. Man spricht dabei auch von Exergie, als der Teil der Energie, welcher im Gegensatz zur Anergie (innere Energie bei Umgebungsbedingungen) mechanische Arbeit verrichten kann. Der Wirkungsgrad kann erhöht werden, wenn die Fläche vergrößert wird. Dementsprechend haben sich vier Maßnahmen entwickelt um dies zu ermöglichen:

2.2.1.1 Verbesserung des Frischdampfzustandes

Sowohl eine Erhöhung der Spitztemperatur als auch der mittleren Temperatur, zu welcher die Wärme in das System eingebracht wird, erhöht den Wirkungsgrad. Diese Temperaturen sind aber durch die Materialeigenschaften der Anlagenkomponenten begrenzt. Nach Strauß²³ sind derzeit Drücke bis zu 250 bar und Temperaturen bis zu 650 °C im Einsatz.

²² Quelle: Strauß K. (2006)

²³ Vgl. Strauß K. (2006), S. 75.

Abbildung 9: Verbesserung des Frischdampfzustandes (T,s)²⁴

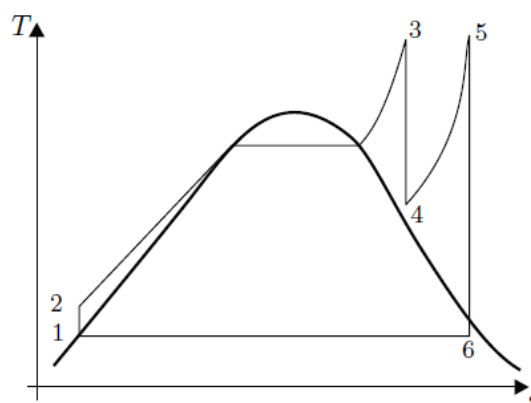
Wie in Abbildung 9 erkennbar ergibt sich bei dieser Maßnahme ein weiteres Problem. Wird der Dampf von einem höheren Druck entspannt, gelangt er am Ende der Turbine weiter in den Nassdampfbereich. Durch Tröpfchenbildung kann es dabei zur Beschädigung der Endstufen kommen. Deshalb sollte die Endnässe den Wert $x = 0,9$ nicht unterschreiten.

2.2.1.2 Senken des Kondensationsdruckes

Durch Senken des Kondensationsdruckes wird die eingeschlossene Fläche im T,s-Diagramm nach unten vergrößert. Beschränkt wird diese Möglichkeit durch die Wärmesenke an welche die Kondensationswärme abgeführt werden muss. Deshalb sind für Kraftwerke Standorte an Gewässern von Vorteil. Durch Nasskühltürme werden üblicherweise bis etwa 0,05 bar erreicht.

2.2.1.3 Zwischenüberhitzung

Nach rechts wird das T,s-Diagramm nicht von einer maximalen Entropie beschränkt, sondern von dem Eingangszustand, ab welchen der Frischdampf in der Turbine entspannt wird (siehe auch Abbildung 9). Durch Zwischenerhitzung wurde eine Maßnahme entwickelt um diese Grenze zu erweitern.

Abbildung 10: Dampfkraftprozess mit Zwischenüberhitzung (T,s)²⁵

²⁴ Quelle: Strauß K. (2006)

Die Erhöhung des Wirkungsgrades ist bei dieser Maßnahme allerdings nur ein positiver Nebeneffekt, Hauptzweck ist nämlich das Verringern des Feuchtigkeitsanteils am Ende der Turbine.

Ermöglicht wird Zwischenüberhitzung durch eine Unterteilung der Dampfturbine in unterschiedliche Druckstufen (HD, MD, ND). Die Druckstufen sind baulich einfach zu unterscheiden, da mit Sinken des Druckes der Durchmesser der Schaufelräder steigt. Außerdem steigt der Volumenstrom deshalb werden sie mehrflutig konstruiert, d. h. der Volumenstrom wird auf mehrere gleichartige Teile aufgeteilt. Zwischen den Stufen wird der Dampf der Turbine entnommen und in einem eigenen Teil des Überhitzers wieder erwärmt.

2.2.1.4 Regenerative Speisewasservorwärmung

Bei dieser Maßnahme wird der Turbine zu verschiedenen (in der Praxis 5-10) Druckniveaus Dampf entnommen und mit dem Speisewasser zusammengeführt. Dadurch sinkt zwar die mechanische Leistung, es sinkt aber auch über dieses Verhältnis hinaus der Brennstoffeinsatz.

Die Zusammenführung kann durch Mischvorwärmer geschehen, welche thermodynamische Vorteile gegenüber Oberflächenwärmetauscher aufweisen (kein Temperaturunterschied). Da die Mischvorwärmer allerdings zusätzliche Pumpen benötigen werden üblicherweise die Wärmetauscher verwendet. Der entnommene Dampf wird dann kaskadenweise über die verschiedenen Druckstufen der Speisewasservorwärmung in den Kondensator geleitet.

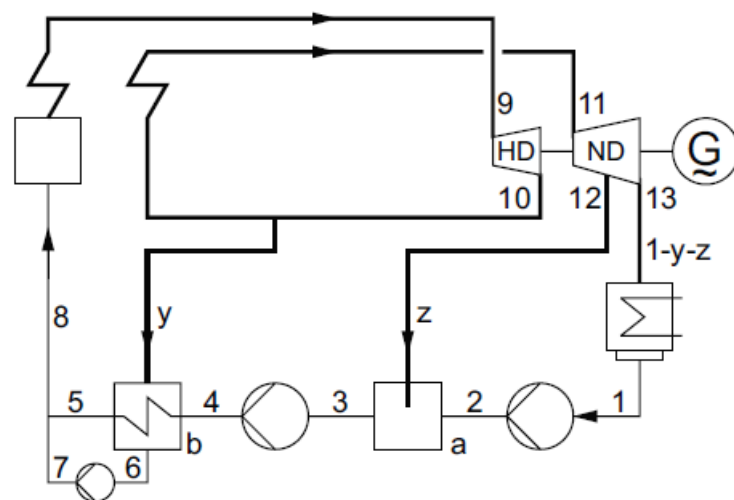


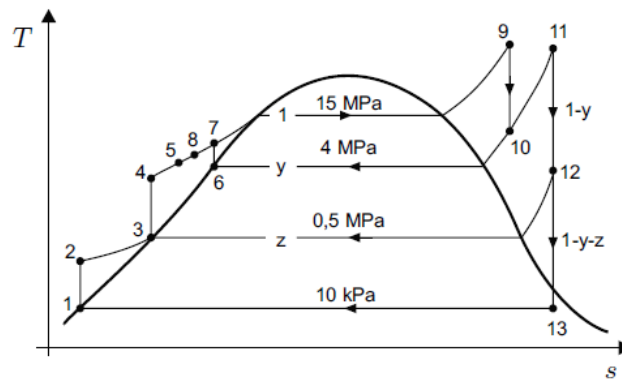
Abbildung 11: Dampfkreislauf mit zweistufiger Speisewasservorwärmung und Zwischenüberhitzung²⁶

In der Ausführung von Abbildung 11 wird zuerst ein Mischvorwärmer und für die zweite Stufe ein Wärmetauscher mit anschließender Zusammenführung in den Verdampfer verwendet. Die zusätzliche Pumpe (6-7) ist nötig da der entnommene Dampf (10) bereits einen geringeren Druck aufweist als im Verdampfer vorliegt.

Für diese Anordnung ergibt sich das in Abbildung 12 dargestellt T,s -Diagramm

²⁵ Quelle: Strauß K. (2006)

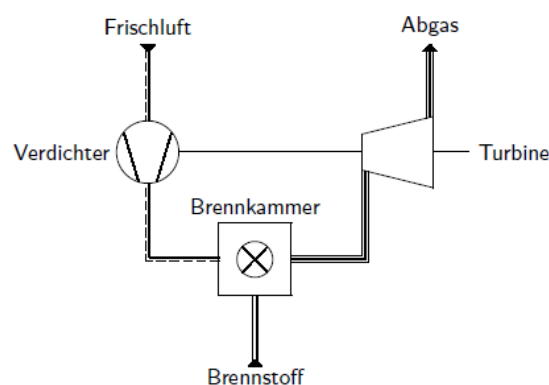
²⁶ Quelle: Strauß K. (2006)

Abbildung 12: T,s-Diagramm der Anlage von Abbildung 11²⁷

2.2.2 Gasturbinenkraftwerke

Der Wirkungsgrad der Energieumwandlung von Gasturbinen liegt etwas über 30 %. Dies ergibt sich durch ein Eintritts-Austritts-Temperaturverhältnis von ca. 1050:600 °C²⁸. Durch Verbesserung der Schaufelkühlung, vor allem der thermisch hoch belasteten ersten Schaufelräder, konnte die obere Prozesstemperatur (OPT) bereits auf über 1200 °C gesteigert werden. Die Vorteile der Gasturbinenkraftwerke sind²⁹:

- weltweite Verfügbarkeit von Gas bei gleichzeitig noch vergleichbar wirtschaftlichen Preisen gegenüber anderen Energieträgern,
- reduzierte Emissionen von NO_x, SO₂, aber auch CO₂ und anderen Treibhausgasen,
- schnelle Errichtungs- und Amortisationszeiten,
- universeller Einsatz für Spitzen-, Mittel- und Grundlast durch die hohe Flexibilität und geringeren Personalbedarf,
- geringere spezifische Investitionskosten im Vergleich zu anderen Kraftwerkstechnologien.

Abbildung 13: Schaltschema des offenen Gasturbinenprozesses³⁰

²⁷ Quelle: Strauß K. (2006)

²⁸ Vgl. Strauß K. (2006), S. 348

²⁹ Vgl. Lechner C.; Seume J. (2010), S. 56

³⁰ Quelle: Strauß K. (2006)

Abbildung 13 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Gasturbinenprozesses mit den drei wesentlichen Prozesskomponenten.

Ähnlich wie beim Clausius-Rankine-Prozess wird das Arbeitsmittel im Verdichter isentrop verdichtet. Das Arbeitsmittel ist dabei allerdings gasförmige kompressible Frischluft. In einer Brennkammer wird durch Verfeuerung von Brennstoff Wärme in den Prozess eingebracht. Das Abgas erhöht isobar die Temperatur und den Volumenstrom. In der Turbine wird schließlich die Abgas-Luft-Mischung isentrop entspannt, wodurch die mechanische Leistung gewonnen wird. Ein großer Teil dieser Leistung (etwa zwei Drittel) muss allerdings für den Verdichter aufgebracht werden.

Dementsprechend ist der Vergleichsprozess für Gasturbinen, der Joule-Prozess, dem Clausius-Rankine-Prozess sehr ähnlich, allerdings ohne das Nassdampfgebiet der Verdampfung (siehe Abbildung 14).

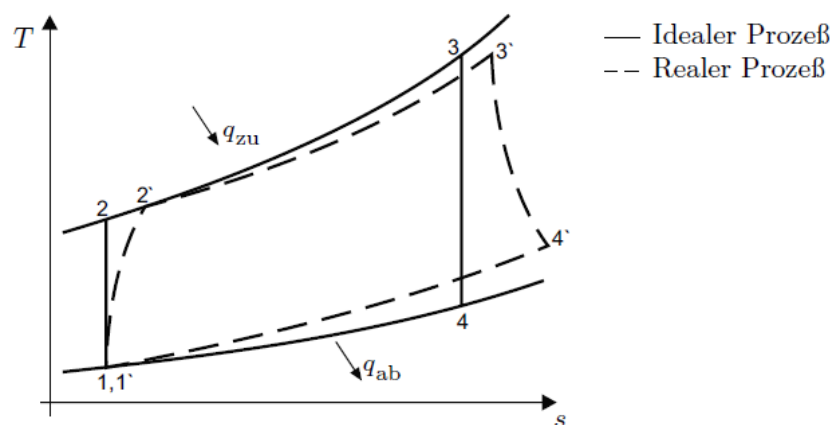


Abbildung 14: T,s-Diagramm des Joule-Prozesses³¹

Der Wirkungsgrad des Gasturbinenprozesses hängt von der Turbineneintrittstemperatur (maximale Prozessstemperatur), dem Verdichtungsverhältnis, den Wirkungsgraden der Anlagenkomponenten sowie dem Zustand der angesaugten Umgebungsluft für den Verdichter ab.

Dadurch ergeben sich zur Erhöhung des Wirkungsgrads zum einen:

- Werkstofftechnische Maßnahmen, vor allem für die thermisch hoch beanspruchten ersten Turbinenschaufelräder
- Konstruktive Maßnahmen zur Schaufelgeometrie des Verdichters, für Einrichtungen zum Kühlen der Brennkammer (durch Druckluft wird ein Schutzfilm an der Innenseite erzeugt) und Turbinenschaufeln (durchströmt) sowie zur Optimierung der Wärmeeinbringung (Ringkammerbrenner)

Zum anderen kann der Wirkungsgrad durch Anpassung des Prozesses mit einem Rekuperator, Verdichterszwischenkühlung, Zwischenverbrennung oder Dampfeindüsung erhöht werden. Diese Möglichkeiten sind für Kombinationskraftwerke aber nicht relevant und werden deshalb nicht näher erläutert.

³¹ Quelle: Strauß K. (2006)

2.2.3 Kombinationskraftwerke

Durch den Gasturbinenprozess entstehen Abgastemperaturen zwischen 400 und 600 °C und der Dampfkraftprozess kann in diesem Temperaturbereich bereits stattfinden. Dementsprechend liegt es nahe diese beiden Prozesse miteinander zu verbinden. In diesen häufig als Kombi- oder GuD (Gas- und Dampfkraftanlage, eingetragenes Warenzeichen der Siemens AG) bezeichneten Anlagen werden Wirkungsgrade von bis zu 60 % erreicht³².

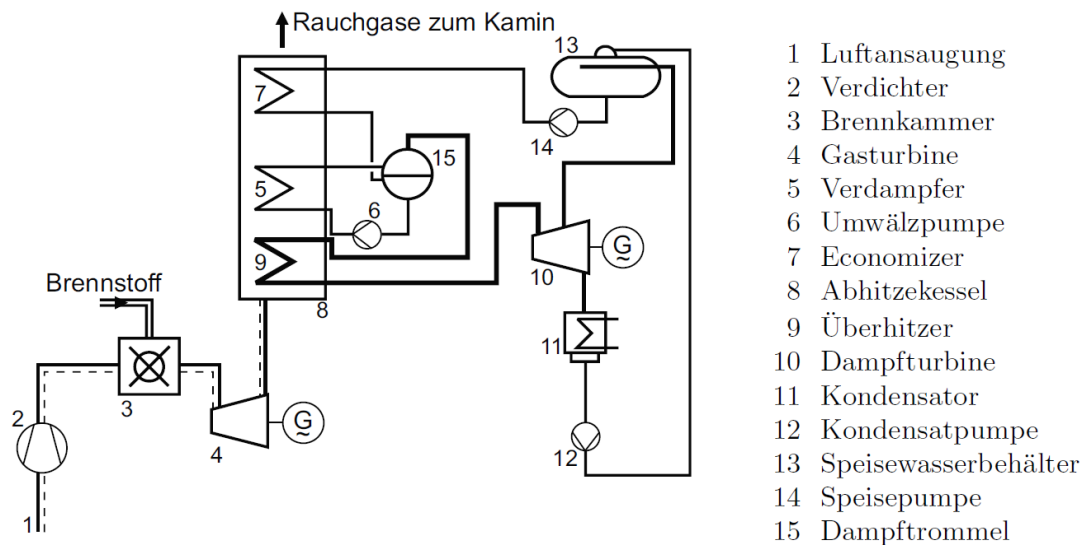


Abbildung 15: Schaltschema eines Kombinationsprozesses³³

Zur Erhöhung der Abgastemperatur (mit Erhöhung der Leistung) oder auch zur unmittelbaren Leistungserhöhung, wird häufig eine Zusatzheizung am heißen Ende (4-8) des Abhitzekessels installiert

Abbildung 15 zeigt die einfachste Ausführung eines Kombinationskraftwerks mit einem Eindruck-Dampfprozess. Unter Punkt 2.2.1 wurde angeführt wie der Wirkungsgrad dieses Prozesses angehoben werden kann. Inwiefern diese Maßnahmen angewendet werden, hängt aber von den Gegebenheiten ab.

Z. B wurde im, mit einer Auslegungsleistung von ca. 45 MW elektrisch, eher kleinen Fernheizkraftwerk Wels, weder eine Zwischenüberhitzung noch eine Speisewasservorwärmung konzipiert. Die Dampfturbine ist geteilt in einen Hoch- und einen Niederdruckteil, zwischen welchen Dampf für eine Kraft-Wärme-Kopplung (siehe 2.2.4) entnommen werden kann.

Von der VTU Energy GmbH wird in einem konventionellen Beispiel (für eine Kohlestaubfeuerung) mit einer Ausgangsleistung von etwa 150 MW elektrisch, eine dreistufige Dampfturbine vorgeschlagen. Zwischen dem Hoch- und Mitteldruckteil findet eine Zwischenüberhitzung statt. Zusätzlich wird bei diesen beiden Teilen aus zwei bis drei Dampfenntnahmestellen das Speisewasser nach dem Speisewasserkessel auf ca. 250 °C vorgewärmt. Im Niederdruckteil sind vier bis fünf solcher Entnahmestellen und erwärmen das Speisewasser auf ca. 130 °C für den Speisewasserkessel (Korrosionsprävention).

³² Vgl. Zahoransky R. (2007), S. 133

³³ Quelle: Strauß. K (2006)

Durch die im Vergleich mit einem Feuerungskessel niedrigen Temperaturen des Gasturbinenabhitzekeessels kann der Dampfkraftkreislauf zwar noch betrieben werden, es ergeben sich aber schon Nachteile durch den geringeren Temperaturhub:

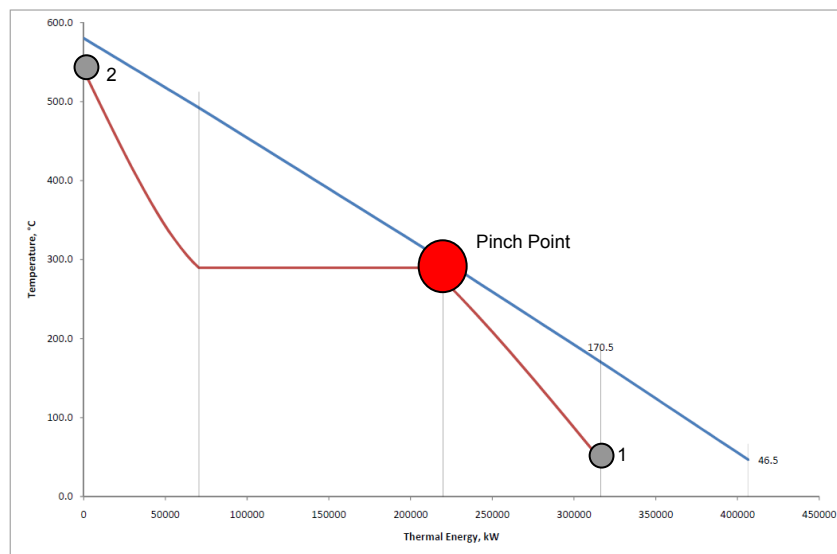


Abbildung 16: T,Q-Diagramm eines Eindruck-Dampfprozesses

Abbildung 16 zeigt den oben dargestellten Eindruck-Dampfprozess in einem T,Q-Diagramm. Blau ist der Temperaturverlauf des Abgases und rot jener der Komponenten des Dampfkreislaufs im Abhitzekeessels (Vorwärmer, Verdampfer, Überhitzer). Auf der Abszissenachse ist die Wärmeabgabe des Abgases.

Der „Pinch Point“ ist der Punkt der geringsten Abweichung von Dampfkreislauf zu Abgastemperatur (Grädigkeit) und ist der limitierende Faktor für die maximal produzierbare Dampfmenge. Je höher bzw. weiter links er am Abgasverlauf liegt (kann durch die Auslegung bestimmt werden), desto weniger Wärmemenge steht im Abgas für die Verdampfung und Überhitzung zur Verfügung (bezieht sich nur auf den Eindruck-Dampfprozess), d. h. die Dampfmenge muss reduziert werden. Liegt er hingegen tiefer ist nicht genügend Wärme vorhanden um das Speisewasser für die Verdampfung vorzuwärmen. Eindruck-Dampfprozesse werden daher so ausgelegt, dass er zentral liegt.

Dadurch ergibt sich allerdings ein Problem am kalten Ende des Abhitzekeessels. Bei einer Auslegung die einen Verlauf wie in Abbildung 16 erzeugt, tritt das Abgas mit einer sehr hohen Temperatur (ca. 170 °C) am Kamin aus.

Die Dampfmenge (entspricht auch der Speisewassermenge) bestimmt die Steigung von Vorwärmer- und Überhitzerverlauf. Je höher der Durchfluss desto flacher ist der Verlauf (rot). Würde man daher den Durchfluss erhöhen, würde sich Punkt 1 nach rechts verschieben, wodurch die Abgastemperatur sinkt. Gleichzeitig würde sich aber Punkt 2 von der Abgaskennlinie distanzieren, weil für die erhöhte Durchflussmenge zu wenig Wärme für die Vorwärmung und Verdampfung vorhanden ist.

Wäre die Abgastemperatur (Feuerungsanlagen) höher, wäre auch der Abgasverlauf steiler. Dadurch würden sich die Kennlinien aneinander annähern. Es könnte etwas mehr Dampf erzeugt werden und die Abgastemperatur am kalten Ende würde sinken. Die Folgerung ist, dass bei Eindruck-Dampfprozessen durch die niedrigen Temperaturen von Kombiprozessen sehr hohe Abgasverluste entstehen.

Die Industrie löste das Problem durch die Entwicklung von Mehrdruckprozessen:

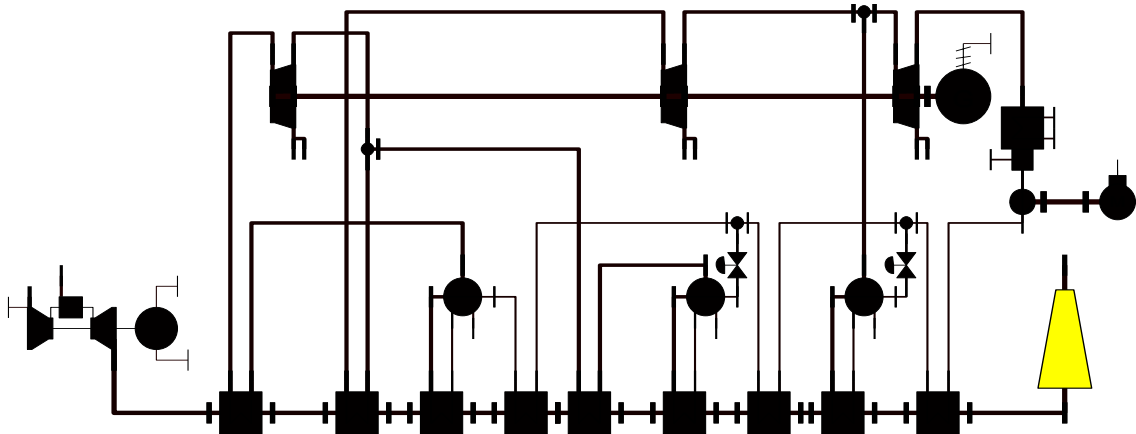


Abbildung 17: Schema eines Mehrdruck-Dampfprozesses

Abbildung 17 zeigt den Aufbau eines solchen Mehrdruck-Dampfprozesses. In diesem Fall, welcher konventionell auch durchaus anwendbar ist, wird der Abhitzekegel in drei Druckbereiche geteilt. Für jeden Bereich gibt es zumindest einen Vorwärmer und einen Verdampfer mit einer eigenen Dampftrommel, sofern der Kessel nicht als Zwangsdurchlauf konzipiert ist.

Mit den unterschiedlichen Druckstufen des Abhitzekegels werden die entsprechenden Dampfturbinenabschnitte zusätzlich gespeist. In diesem Beispiel wurde auch eine Zwischenüberhitzung zwischen dem Hoch- und Niederdruckteil eingebracht. Im T,Q-Diagramm bewirkt die Zwischenüberhitzung einen Sägezahn im oberen Bereich und die Druckstufen eine Abstufung im unteren Bereich (siehe Abbildung 18). Das Ergebnis entspricht einer Erhöhung der Gasturbinenabgastemperatur

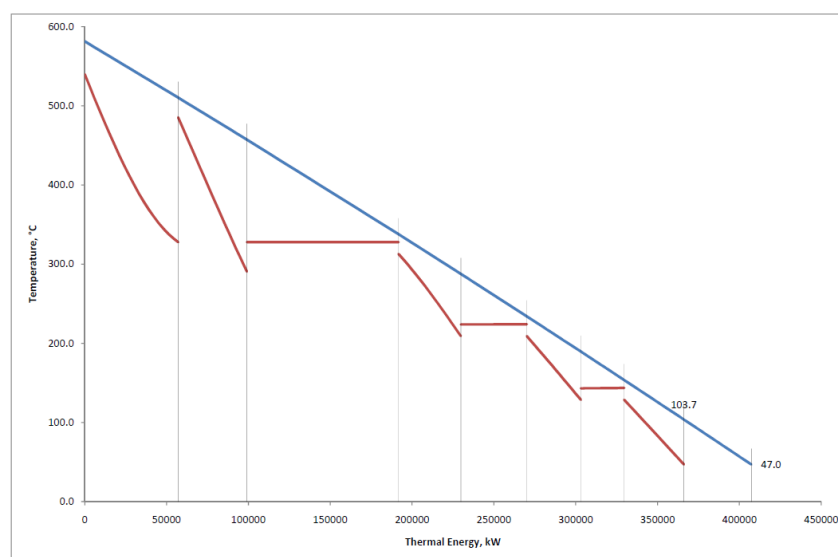


Abbildung 18: T,Q-Diagramm eines Dreidruck-Dampfprozess mit Zusatzfeuerung zwischen HD und MD

2.2.4 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die Energieversorgung wird hauptsächlich mit zwei Energieformen, Elektrizität und Wärme, bewerkstelligt. Elektrizität wird mit dem elektrischen Netz verteilt, Wärme mit Heißwasser oder Dampf. Nachdem große Kraftwerke, wie oben ausgeführt, normalerweise immer über einen Wasser/Dampfkreislauf verfügen, liegt die Kombination der Versorgung mit Elektrizität und Wärme aus einem Kraftwerk nahe. Daraus ergibt sich gegenüber der Erzeugung dieser Energieformen in separaten Einzelanlagen eine wesentliche Steigerung des Brennstoffnutzungsgrades. Diese kombinierten Erzeugungsanlagen werden mit dem Begriff Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnet. Der verbesserte Brennstoffnutzungsgrad ergibt sich im Wesentlichen aus der Tatsache, dass die Wärme auf dem der Nutzung entsprechenden Temperaturniveau aus dem Kraftwerksprozess ausgekoppelt werden kann. Prozesswärmeströme mit höheren Temperaturniveaus werden in einem KWK-Prozess effektiv zur Stromgewinnung genutzt.

Für die Ausführung von KWKs werden je nach Verhältnis der Wärme zu Elektrizitätsmenge zwei unterschiedliche Bauformen von Dampfturbinen unterschieden. Bei der **Gegendruckdampfturbine** wird nicht das ganze Stromerzeugungspotential der Dampfturbine genutzt, sondern der Dampf bei einem höheren Druck entnommen, als dem niedrigsten möglichen Kondensationsenddruck. Der Druck wird dabei so gewählt, dass seine Kondensationstemperatur dem erforderlichen Temperaturniveau des Wärmeverbrauchers entspricht.

Sehr häufig kommt es dabei vor, dass die Wärme nur saisonal benötigt wird (Winter). Für diesen Fall werden Dampfturbinen, wie in Abbildung 19 dargestellt, mit abkoppelbaren Niederdruckteil angeboten.

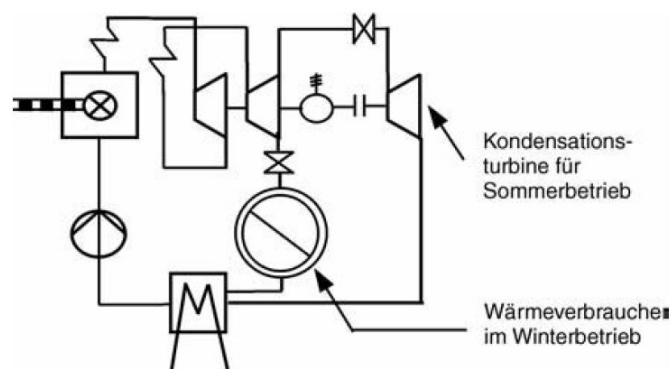


Abbildung 19: Darstellung eines abkoppelbaren Kondensationsturbinen-Niederdruckteils³⁴

Die zweite Möglichkeit zur Wärmeentnahme bieten **Entnahme/Kondensationsturbinen**.

Abbildung 20 zeigt eine derartige Dampfturbine, welche durch eine Reihe von Dampfentnahmestellen gekennzeichnet ist. Das ermöglicht Dampf auf unterschiedlichen Druckniveaus zu entnehmen und damit einen Wärmeträger mit unterschiedlichen Temperaturen zur Verfügung zu stellen. Diese werden in einem Fernwärmenetz z. B. für die Beheizung von Grundlast und Spitzenlastheizern benutzt.

³⁴ Quelle: Zahoransky R. (2007)

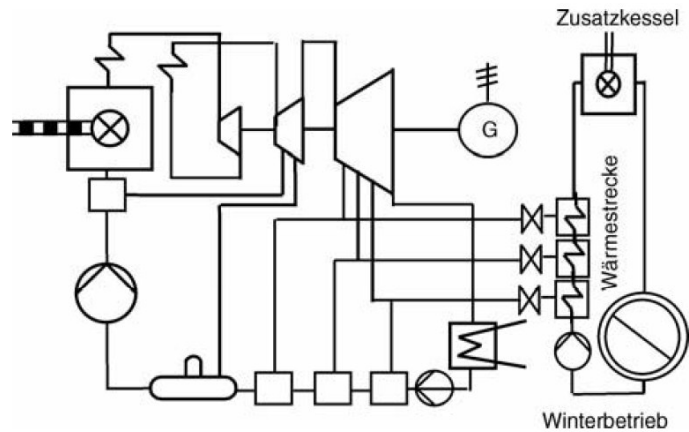


Abbildung 20: Entnahme-DT mit Ausspeisung von Wärme auf drei unterschiedlichen Druckniveaus³⁵

Während Abbildung 20 die Entnahme/Kondensationsturbine eines konventionellen Dampfkreislaufes (mit einer Feuerung) darstellt, lässt sich leicht erkennen, dass sich eine Mehrdruckdampfturbine eines Gasturbinen Kombikraftwerks (siehe Punkt 2.2.3) durch die mehrgliedrige Bauweise ebenfalls gut für die Wärmeentnahme einer KWK Anwendung eignet.

In Mellach soll Ende 2011 nach Betreiberangaben das modernste und effizienteste Gas- und Dampfkraftwerk mit einer Leistung von 830 MW elektrisch und einer Fernwärmeenkoppelung von bis zu 400 MW in Betrieb gehen. Der Wirkungsgrad soll laut Berechnungen bis zu 80 % erreichen.³⁶

³⁵ Quelle: Zahoransky R. (2007)

³⁶ Quelle: Verbund Mellach

3 Das Fernheizkraftwerk Wels



Abbildung 21.: FHKW Wels³⁷

Ein mehrtätiger Aufenthalt im FHKW hat die benötigte Daten und Informationen zum Verfassen dieser Arbeit geliefert. Es wurde dabei versucht, folgende Themen zu erörtern:

- Fahrweisenplanung (lang- und kurzfristig)
- Grenzwerte (technisch, kommerziell, behördlich)
- Welche Einflussgrößen bestimmen Abweichungen vom Fahrplan?
- Wie wird diesen entgegengewirkt, wenn möglich?
- Wie zufriedenstellend ist die Planung? Wie groß sind die Abweichungen (Soll-Ist)?
- Inwiefern ist die derzeit vorhandene Planungssoftware in Verwendung?
- Besteht Verbesserungspotenzial dazu?
- Welche Verbesserungen wären dadurch möglich?
- Wirtschaftlichkeit im Sommerbetrieb?
- Welche Problemstellungen werden in naher und weiterer Zukunft erwartet?

³⁷ Quelle: FHKW

- Welches Potential besteht für die nahe und fernere Zukunft?
- Gibt es Erweiterungspläne/-ideen (Technologie, Markt, Politik,...)?
- Ideen oder Vorschläge sämtlicher Mitarbeiter

Die Erkenntnisse zu diesen Fragestellungen werden in den folgenden Abschnitten dieses Kapitels dargestellt. Nach einer kurzen Zusammenfassung zur Anlage und Unternehmenssituation wird unterschieden zwischen den technischen Limitierungen und Randbedingungen (siehe Punkt 3.3) und den fahrweisenbestimmenden Aspekten (siehe Punkt 3.3). Anschließend werden die Planungs- und Durchführungsprozesse bestmöglich wiedergegeben.

3.1 Beschreibung der Anlage Wels

Die KWK-Anlage besteht aus zwei Gasturbinen mit nachgeschalteten Abhitzekeesseln und einer Entnahme/Kondensationssturbine. Der Kondensator wird mit Kühlwasser betrieben, welches bis zu einer behördlichen Grenzmenge, aus dem nahen Mühlbach entnommen wird und darüber hinaus bzw. bei starker Verschmutzung des Bachs in einem zweiteiligen Hybridkühlturm rückgekühlt wird. Die Anlage verfügt über einen Wärmespeicher mit einer Kapazität von 5000 m³ Wasser. Mit diesem Speicher lässt sich die Wärme- und Stromerzeugung bis zu einem bestimmten Grad entkoppeln.

Darüber hinaus bezieht das Kraftwerk Wärme vom WAV-Recyclingpark Wels, der Welser Müllverbrennungsanlage der AVE Österreich GmbH, (im Folgenden mit AVE bezeichnet).

Die Gasturbinen werden ausschließlich mit Erdgas betrieben. Die Anlage kann einen Brennstoffnutzungsgrad von maximal 84% erzielen. Es werden die Grenzwerte des Luftreinhaltegesetzes ohne Verwendung eines Katalysators, Filters oder einer DENOX-Anlage eingehalten.³⁸

Das Kraftwerk fährt wärmegeführt und deckt den Bedarf des Welser Fernwärmenetzes mit Eigenproduktion und Wärme von der AVE.

Die dabei erzeugte elektrische Leistung wird an den Handel der Wels Strom GmbH verkauft bzw. über die Energie AG am Strommarkt gehandelt. Aufgrund der derzeitigen wirtschaftlichen Situation und fehlender Wärmeabnahme, ist der Betrieb der Anlage in den Sommermonaten eingestellt. Für diese Zeit bzw. bei Ausfällen stehen Sattdampfzeuger zur Verfügung, welche die benötigte Wärmeleistung während des Anlagenstillstandes abdecken.

Anlage:

- 2 Gasturbinen der Firma SOLAR (Type TITAN 130) mit einer elektrischen Leistung von je ca. 13 MW.
- 1 Entnahme/Kondensationssturbine BLOHM & VOSS mit einer el. Leistung von ca. 17 MW.

³⁸ Vgl. FHKW

- 2 Abhitzeessel der Firma Mannesmann (Lizenz Deltak) mit einem max. Dampfdurchsatz von je 38 t/h bei einem Druck von 60 bar und 500 °C.
- 1 Warmwasserspeicher mit einer Speicherkapazität von ca. 250 MWh (5000 m³).
- 1 Hybridkühlturm mit 2 getrennten Zellen (Luft / Wasser) für einen max. Dampf-/Kondensat-Rückkühlstrom von 33 t/h.
- 3 Sattdampferzeuger, zur Wärmeversorgung bis ca. 45 MW als Redundanz.
- 1 Wasseraufbereitungsanlage, zur Herstellung von demineralisiertem Wasser für den Dampfkreislauf des FHKW und das Fernwärmenetz.
- 2 Tiefenbrunnen mit Ölabscheider, zur Versorgung des Kühlturms mit Kühlwasser.
- Leitsystem der Firma SIEMENS.
- Fernwärmezentrale für 2 Heiznetze mit 4 Umwälzpumpen zu 240 kW.
- Überwachung und Steuerzentrale für die Wasserkraftwerke:
 - Kraftwerk Traunleiten
 - Kraftwerk Breitenbach (Traunturbine und Dotierturbine)
 - Kraftwerk Noitzmühle
 - Wehranlage Welser Traunwehr

Abbildung 22 zeigt das Anlagenschema in einem vereinfachten Modell der thermodynamischen Berechnungssoftware EBSILON.

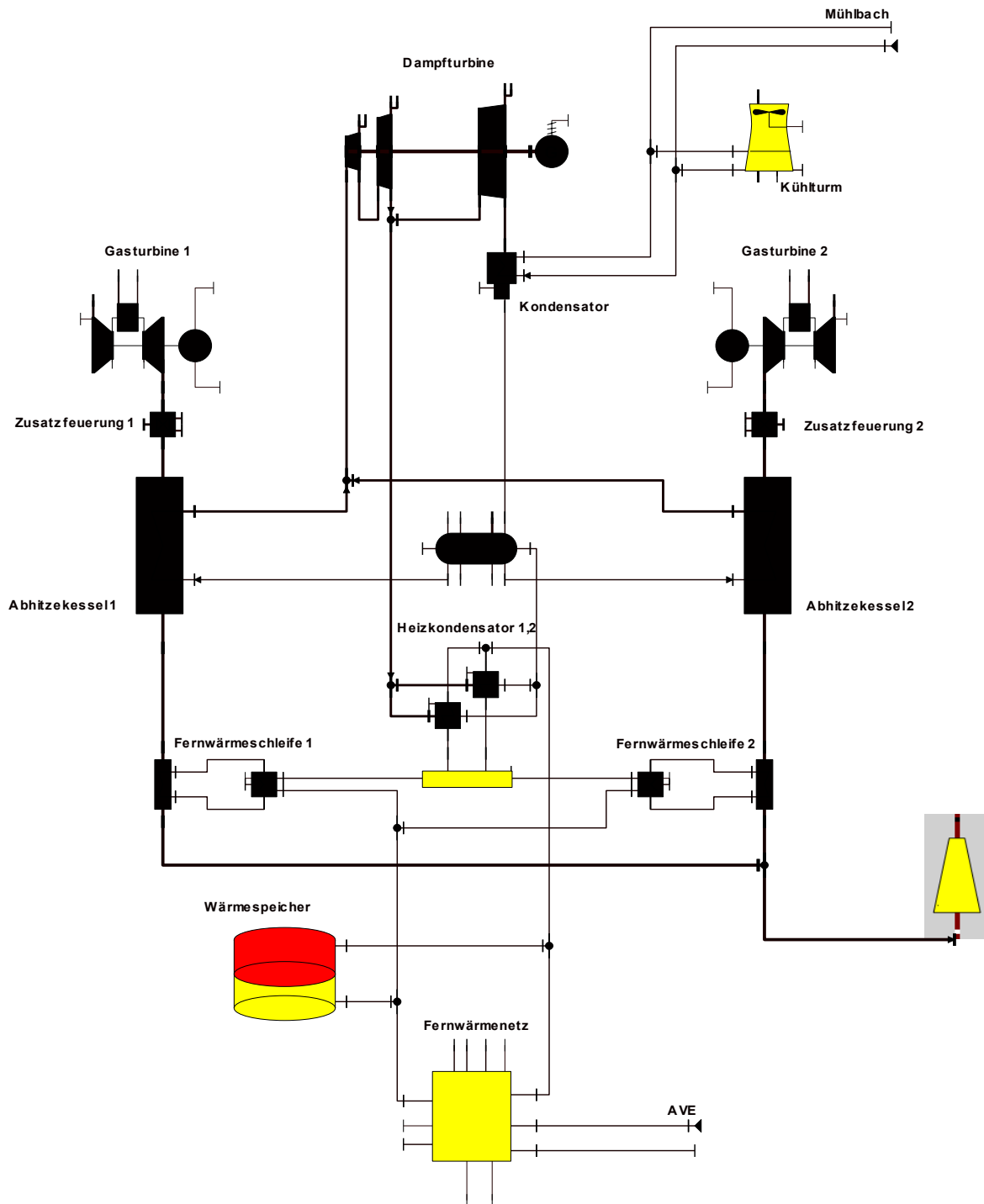


Abbildung 22.: Vereinfachtes Schema Anlagenkonfiguration

Anm.: Die Abgaswärmetauscher der Fernwärmeschleifen sind Bestandteil des jeweiligen Abhitzekessels.

3.2 Kunden, Lieferanten und Partner der Wels Strom GmbH und des FHKWs

Abbildung 23 stellt die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Vernetzung der Wels Strom GmbH mit seinen Kunden, Lieferanten und Partnern. Aufgrund des Gesetzes zur Verwaltungstrennung von Stromerzeugung und Vertrieb (Handel) im liberalisierten Strommarkt, wurde die Wels Strom GmbH, vormals im Besitz der Elektrizitätswerk Wels AG (E-Werk), als separate Gesellschaft gegründet. Das E-Werk hält 51 %, die restlichen 49 % befinden sich im Besitz der Energie AG Oberösterreich. Das FHKW ist Teil der Wels Strom GmbH.

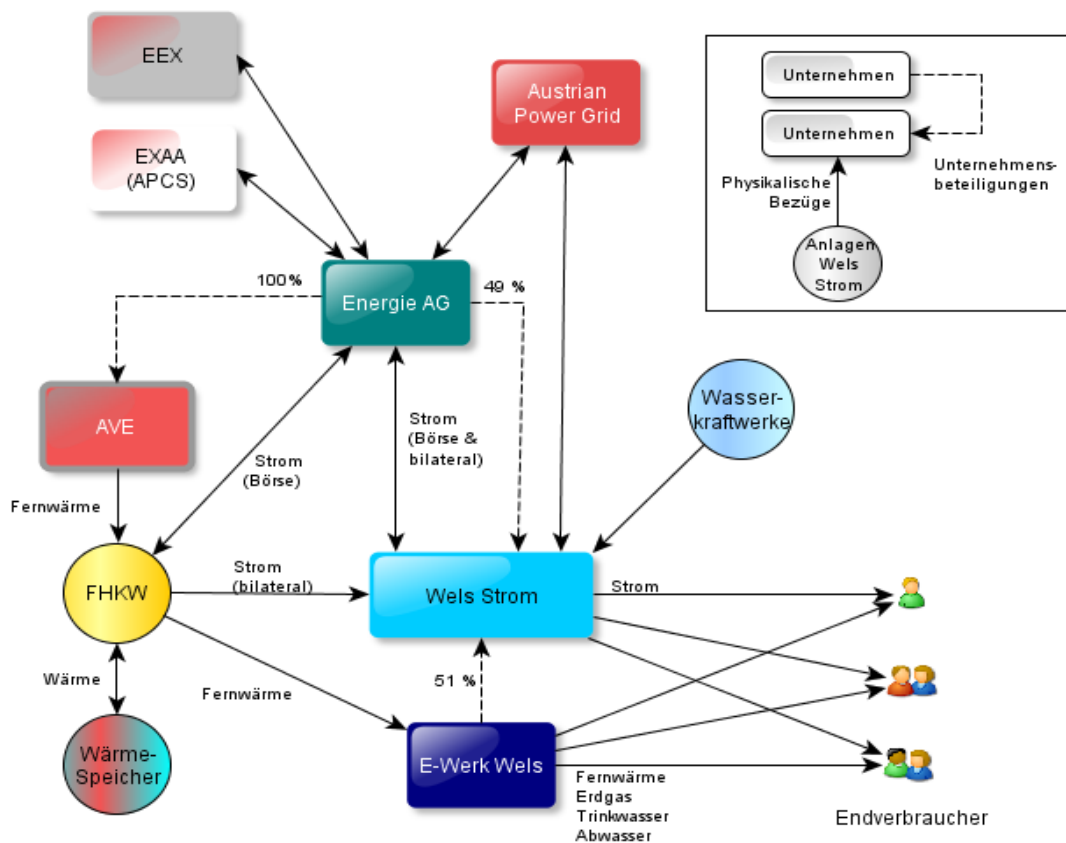


Abbildung 23: Eingliederung der FHK Wels

Die Wels Strom GmbH wird weiters in Erzeugung und Handel unterteilt. So verkauft das FHKW einen Teil des erzeugten Stroms an den Handel der Wels Strom. Planungsabweichungen der Erzeugung muss das FHKW und Planungsabweichungen der Verbraucherseite müssen vom Handel an der Börse ausgeglichen werden.

Die Wels Strom GmbH besitzt neben dem FHKW noch fünf Wasserkraftwerke, welche von der Warte im FHKW überwacht und teilweise auch gesteuert werden. Da die Eigenproduktion durch diese Kraftwerke für die Kunden von Wels Strom nicht ausreichend ist, wird noch zusätzlich Strom von der Energie AG bezogen (bilateraler Strombezug), wodurch ein Strommix wie in Abbildung 24 entsteht.

39 % der nach diesem Diagramm im Jahr 2009 aufgebrauchten Energie wurden nicht von Wels Strom selbst erzeugt sondern zugekauft. Im Jahr 2010 stieg der Fremdbezuganteil

noch weiter auf ca. 62 %. Auf eine Diskussion der Energiebereitstellung im europäischen Netz und somit der Aussagekraft dieses Diagramms wird an dieser Stelle verzichtet.

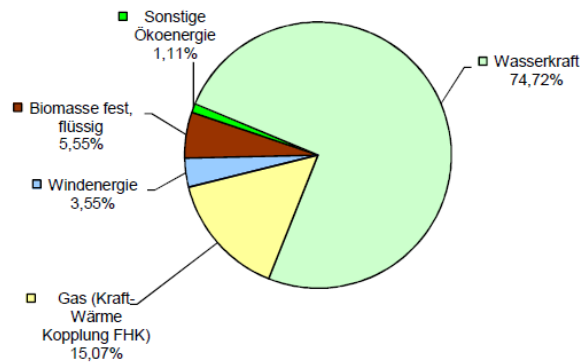


Abbildung 24: Strommix der Wels Strom GmbH 2009³⁹

Vertragliche Rahmenbedingungen:

Das FHKW ist wärmegeführt ausgelegt. Das Kraftwerk muss die vom Fernwärmenetz geforderte Wärmemenge zur Verfügung stellen und erhält dafür einen Fixbetrag vom E-Werk (in €/MWh), welcher bei der Jahresplanung verhandelt wird.

Bis zu ca. 30 MW der Wärme können allerdings auch von der AVE bezogen werden. Der Preis für die AVE-Wärme wird monatlich auf Basis der Schlussabrechnung EEX Phelix Month Futures Base bestimmt.

Über die KWK wird neben der Wärmeerzeugung elektrische Leistung generiert und diese wird als monatliche Base- und Peakbänder an der Börse und der Rest, mittels bilateralen Vertrags, an den Handel verkauft. Der Strompreis für den Handel wird nach Bestimmung der Menge über das Tagesprofil, ebenfalls für jeweils ein ganzes Jahr (in €/MWh) fixiert.

Die Aufteilung des Stromverkaufs an den Handel und an der Börse wird an dieser Stelle nicht näher erläutert, da dies für die Optimierung des Kraftwerkbetriebs nicht von Bedeutung ist.

Der Preis für den Verkauf an der Börse steht zum Zeitpunkt der Jahresplanung noch nicht fest und wird erst durch den Verkauf von Monats- oder auch Wochenprodukten am Terminmarkt ein erstes Mal abgesichert. Üblicherweise findet der Verkauf dieser Produkte ein bis sechs Monate vor der Lieferung statt.

In der Tagesplanung kommt es dann üblicherweise zu einer Abweichung von der Jahresplanmenge und diese Abweichung wird, am EPEX Spotmarkt der European Energy Exchange AG (EEX), zu- oder verkauft. In weiterer Folge findet auch eine Abweichung vom Tagesfahrplan zum tatsächlichen Ist-Wert statt, welcher über Ausgleichsenergie ausgeglichen wird. Diese beiden Anpassungen vom Plan- auf den Ist-Wert müssen sowohl vom FHKW als auch vom E-Werk geplant und gehandelt werden. Da ein eigener Börsenhandelsplatz mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden ist, geschieht dies über die Energie AG.

Regelzonenführer und somit die Verbindung zum europäischen Stromnetz ist die Austrian Power Grid (APG) AG.

³⁹ Quelle: Strommix Wels Strom

3.3 Limitierungen und Randbedingungen

Die technischen Randbedingungen sind für die Jahres- und Tagesplanung, sowie für die tatsächliche Fahrweise die gleichen, sofern zwischen diesen Schritten keine Anpassungen an der Anlage vorgenommen werden. Die kommerziellen unterliegen allerdings Volatilitäten, welche vor allem den Strommarkt betreffen, deshalb wird der Strompreis in den jeweiligen Kapiteln (3.5, 3.6, 3.7) individuell beschrieben.

3.3.1 Lastverteilung im FHKW

Strom und Wärme werden in unterschiedlichen Anlageteilen erzeugt. In Tabelle 1 sind diese Abschnitte aufgelistet.

Tabelle 1: Energieerzeugung und Wärmeentnahme

	Max. Wärmeleistung	Max. Stromleistung
Erzeugung	MW	MW
2 Gasturbinen, je	25	14
2 Zusatzfeuerungen, je	16	-
1 Dampfturbine	-	14
Erzeugung gesamt	82	42

	Leistung	Dampfmenge
Max. Wärmeentnahme	MW	t/h
AVE	30	
2 AHK Fernwärmeschleifen, je	4	
1 Dampfturbine	50	72
Max. Wärmebezug	88	

Pufferkapazität	MWh
Wärmespeicher	250

Die angegebenen Werte sind Richtwerte der Auslegung. Die Wärmeleistung der DT und der Fernwärmeschleifen wird in den GTs und den Zusatzbrennern erzeugt, die Differenz von Erzeugung und Nutzung geht als Abwärme über den Kamin oder die Rückkühlung verloren.

Die Dampfturbine ist etwas überdimensioniert, sie könnte mehr Dampf durchsetzen, als von den Abhitzeesseln erzeugt wird. Laut Hersteller wäre eine maximal Leistung von ca. 17 MW am Generator der Dampfturbine und eine Dampfentnahme von 79 t/h möglich.

Die Wärmeleistung der Fernwärmeschleifen wird aus Abgaswärmetauschern am kalten Ende der Abhitzeessel gewonnen. Im Gegensatz zum restlichen Teil der AHKs werden diese nicht in den Dampfkreislauf miteingebunden, sondern zur Vorwärmung des Fernwärmeverlaufs verwendet. Dies ist üblich für wärmegeführte Kraftwerke, da dadurch die Abwärme noch besser genutzt werden kann.

Wäre die Anlage auf einen stromgeführter Betrieb mit erhöhten Kondensationsanteil (siehe Punkt 3.4.4.1) ausgelegt, würde ein größeres Verhältnis von erzeugter Strom- zu erzeugter Wärmemenge erreicht werden. Dies würde bei hohen Strompreisen und geringem Wärmebedarf zu wirtschaftlichen Vorteilen führen.

Durch die Anlagenauslegung ergibt sich je nach Wärmebedarf, Umgebungsbedingungen und Anlagenstatus (Verschmutzung, Teilnichtverfügbarkeit,...) ein thermodynamisch optimaler Betriebspunkt. Im Kapitel der fahrweisenbestimmenden Aspekte (3.4) wird darauf eingegangen, wann und warum von diesem thermodynamischen Optimum abgewichen wird.

3.3.2 Gasturbinen-Abgastemperaturcharakteristik

Die Gasturbinencharakteristik in Abbildung 25 zeigt fallende Abgastemperaturen bei Annäherung an den Volllastpunkt.

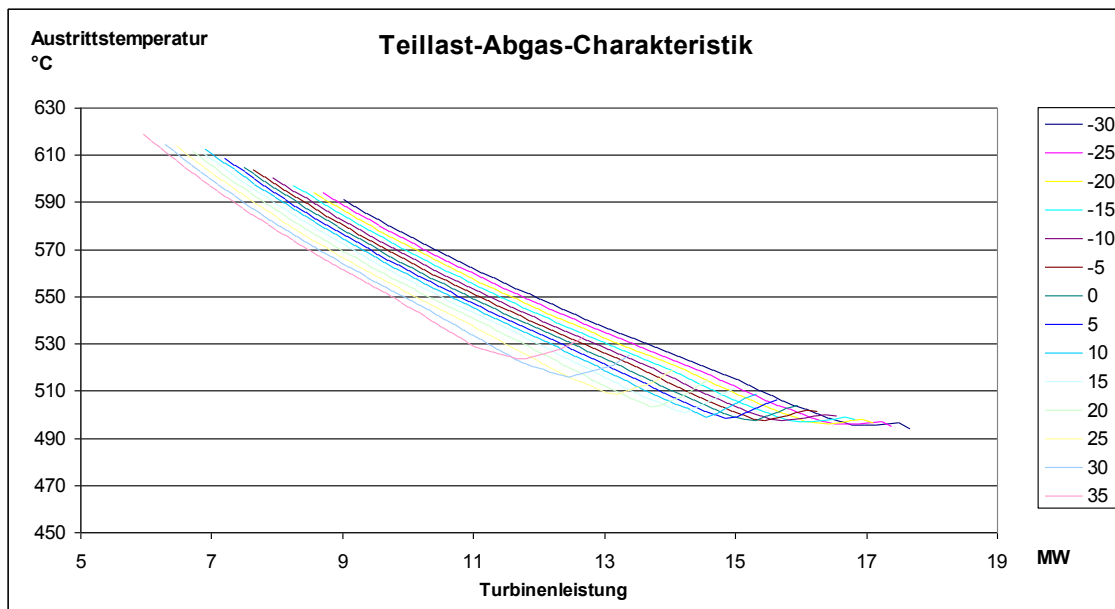


Abbildung 25: Gasturbinencharakteristik in Abhängigkeit der Außentemperatur

Die Dampfturbine ist auf eine Hochdruckdampf-Temperatur von ca. 500 °C ausgelegt. Nach Abbildung 25 wird diese Temperatur von den Gasturbinen noch in fast allen Betriebspunkten erreicht. Durch die Auslegung der Abhitzeessel (Temperaturspreizung der Überhitzer) erreicht der Dampf allerdings diese Temperatur nicht. In der Praxis ergibt sich zum Beispiel bei einer Außentemperatur von ca. 2 °C folgende Kennlinie:

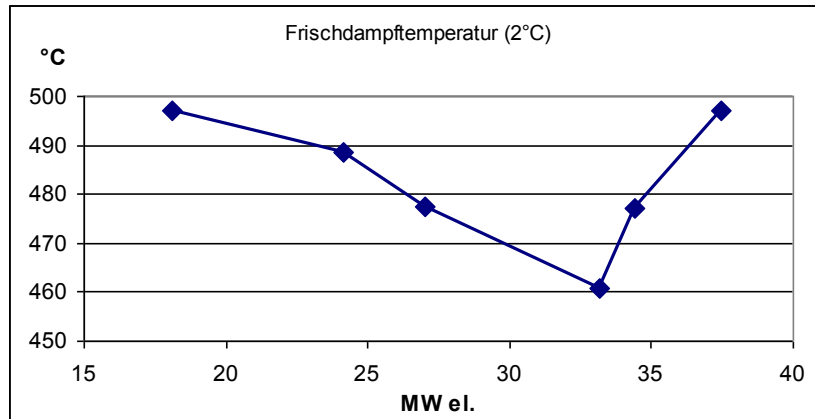


Abbildung 26: Frischdampftemperaturen bei 2°C Außentemperatur

Die Lastpunkte entsprechen dabei folgenden Betriebspunkten:

Tabelle 2: Lastpunkte zur Darstellung der Abgastemperatur

GT-Leistung	Auslastung	50 %	70 %	80 %	100 %	100 %	100 %
Zusatzfeuerung	Nm ³ /h	0	0	0	0	230	750

Bei Volllast ohne Zusatzfeuerung ist die Abgastemperatur wesentlich niedriger als der Sollwert der DT. Die DT kann mit dieser Temperatur zwar noch betrieben werden, wird dabei allerdings durch Tröpfchenbildung am kalten Ende zunehmend beansprucht. Durch Zusatzfeuerung kann die Dampfeintrittstemperatur erhöht werden, dabei ist allerdings auf die CO-Entstehung zu achten (siehe den nächsten Punkt) und die Wirtschaftlichkeit sinkt (siehe Punkt 3.4.10).

3.3.3 Zusatzfeuerung

Die Zusatzbrenner benötigen eine Mindestbrennstoffmenge von 180 Nm³/h für eine stabile Flamme. Die maximale Leistung wird bei etwa 1650 Nm³/h erreicht.

Laut vorigem Punkt muss bei hohen GT-Leistungen mit Hilfe der Zusatzfeuerung die Abgastemperatur erhöht werden. Entsprechend Punkt 3.3.8 steigt bei Erhöhung der Zusatzfeuerung bis zu einem Wert zwischen 800 und 1000 Nm³/h auch die CO-Bildung. Danach fällt sie wieder. Um den durchschnittlichen Jahresgrenzwert für CO nicht zu überschreiten, wird deshalb in der Planung primär ein Betrieb mit einer Zusatzfeuerung um ca. 250 Nm³/h oder über 1500 Nm³/h gewählt.

3.3.4 Kondensationsanteil

Der Niederdruckteil der Dampfturbine benötigt zur Gewährleistung der ausreichenden Kühlung der Turbinenschaufeln einen Mindestdampfdurchsatz (entspricht dem Kondensationsanteil oder auch dem Kondensatstrom) von ca. 3 t/h, der restliche Dampf kann zwischen Nieder- und Mitteldruckteil entnommen werden. Möglich ist die Rückkühlung eines Kondensatstroms in den Mühlbach von bis zu 12 t/h, je nach Umgebungsbedingungen, und darüber hinaus bis zu insgesamt etwa 38 t/h mithilfe des Kühlturms.

Die rückgekühlte Wärme erzielt allerdings keinen Ertrag, wodurch eine Fahrweise mit erhöhtem Kondensationsanteil die zusätzlichen Kosten nur durch den Ertrag des zusätzlichen Stroms übertreffen muss, um sich zu rentieren.

Bei der Jahresplanung wird bei der derzeitigen Energiepreissituation eine Erhöhung des Kondensationsanteils nicht beachtet. Bei der Annahme von außergewöhnlich hohen Spotmarktpreisen in der Tagesplanung oder bei hohen Ausgleichsenergiepreisen (Abschätzung über Computersoftware, siehe Punkt 3.7.3) können aber dennoch Fahrweisen mit höherem Kondensationsanteil von Interesse sein.

3.3.5 Gasbezug

Der laufende Gasbezug des E-Werks ist mit 20.400 Nm³/h limitiert. 11.000 Nm³/h davon sind für das FHKW bestimmt. Da der Handel des E-Werks den Verbrauch seiner Kunden nicht beeinflussen kann, ist das FHKW für die Einhaltung des Gesamtbezugs verantwortlich. Wird demzufolge von den Kunden des E-Werk Handels mehr bezogen als üblich, muss das Kraftwerk die Produktion zurücknehmen, wenn der Gesamtgrenzwert überschritten wird. Da dies weder oft noch über einen langen Zeitraum vorkommt, kann der Wärmebedarf in solchen Fällen üblicherweise über den Wärmespeicher gedeckt werden.

Durch die Bündelung des Gasbezugs kann das FHKW aber andererseits auch bis zu 12.300 Nm³/h beziehen (max. Leistungserzeugung mit max. Zusatzfeuerung), wenn die Gesamtmenge von 20.400 Nm³/h nicht überschritten wird. Die Richtwerte (11.000 bzw. 9.400 Nm³/h) dienen dem Zweck der Abrechnung bei Überschreitungen. Die maximale Leistungserzeugung wird nur in Ausnahmesituation in Erwägung gezogen.

Der aktuelle Gasbezug von E-Werk und FHKW wird laufend in der Warte angezeigt.

3.3.6 Betriebsweisen und Anlagenverhalten bei Laständerungsvorgängen

Zur Analyse von Laständerungsvorgängen im Kraftwerk, wurden dem Leitsystem Betriebsdaten im zweiminütigen Abstand entnommen und aufbereitet. Zu jeder der folgenden Tagesdarstellungen werden in einer Tabelle, für alle erreichten Betriebszustände (jeweils der ganzen Tage), die Leistungen der GTs, die Zusatzfeuerung, die Laständerungsgeschwindigkeiten und die CO-Erzeugung angegeben.

Es wird auf wesentliche Ereignisse der jeweiligen Verläufe eingegangen. Das Ziel der Darstellung ist die Ermittlung von Laständerungsgeschwindigkeiten und CO-Werten. Teilweise werden auch die Verläufe der gesamten Tage dargestellt um zusätzliche Informationen zum Anlagenbetrieb zu erhalten.

Zusätzlich in den Tabellen angegebene Werte, welche durch ein „P“ gekennzeichnet sind, sind durch Laständerungen erzeugte Spitzenwerte (Peaks), welche unmittelbar nach dem Erreichen auf den angegebenen Wert zurückfallen. Und bei nicht explizit angegebenen Laständerungsgeschwindigkeiten, wurden die Laständerungen in weniger als zehn Minuten erreicht.

Die Angaben werden jeweils für einen Abhitzeessel angegeben. Sind beide GTs in Betrieb, ergibt sich der Abgaswert durch das Mittel der beiden.

3.3.6.1 Anfahren der zweiten Gasturbine bei laufender DT

Am 13.01.2011 wurden die beiden GT's gewechselt. Die GT2 benötigte dabei achtzehn Minuten (siehe Tabelle 3) für den Anlauf aus dem kalten Zustand, allerdings bei laufender Dampfturbine. Dadurch entstand ein CO-Spitzwert von 126 mg/Nm³, weitere Peaks entstanden durch Starten der Zusatzfeuerung. Weit wesentlicher für die Planung ist allerdings der zu hohe CO-Wert (42-46 mg/Nm³) bei Außentemperaturen von 3-9 °C und einer GT-Leistung von 10-14 MW_{el}, wenn mit knapp unter 300 Nm³/h zugefeuert wird (siehe Abbildung 27, ca. 00:00 bis 19:00 Uhr). Auch zu Beginn des Tages bei 3°C, 12,1 MW_{el} und 255 Nm³/h werden 48 mg/Nm³ erzeugt. Mit der zweiten GT wurde der Grenzwert bei maximalen 14 MW_{el} und 200 Nm³/h eingehalten.

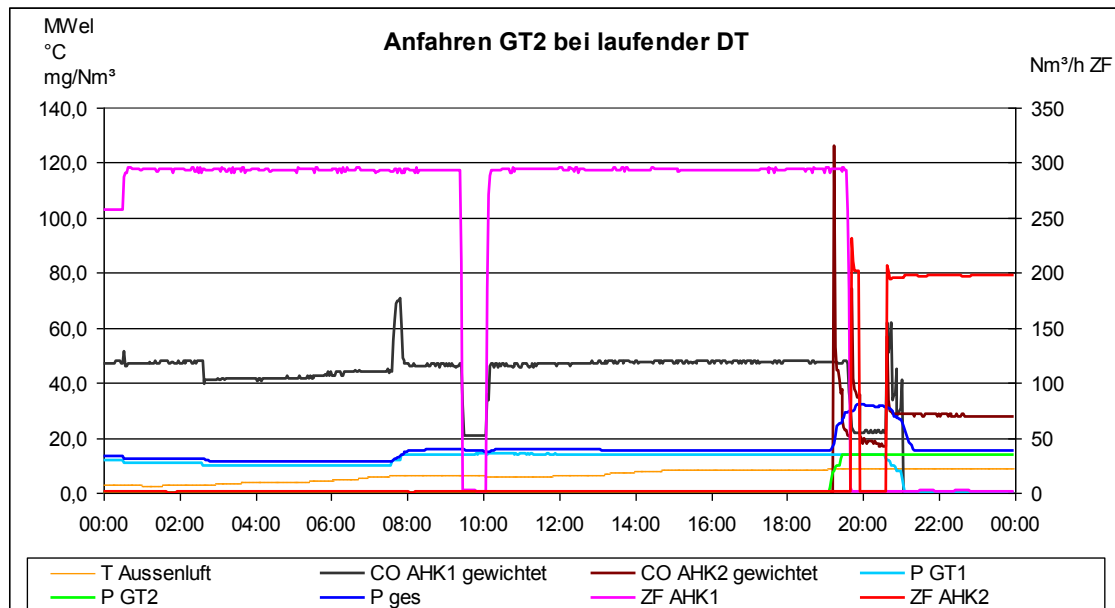


Abbildung 27: Tagesbetrachtung ,13.01.2011

Abbildung 28 zeigt den Abschnitt des Tages mit dem Turbinenwechsel höher aufgelöst.

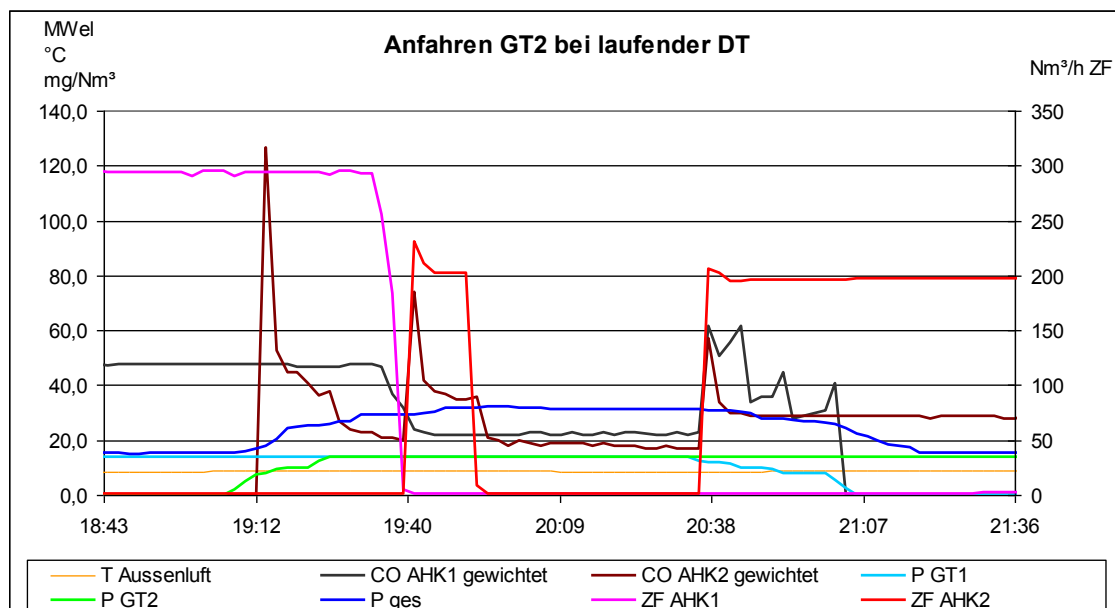


Abbildung 28: Anfahren GT2, 13.01.2011

Tabelle 3: Lastpunkte 13.01.2011

Zeit	T	GT1	ZF1	CO(1)	Laständ.- Geschw.	GT2	ZF2	CO(2)	Laständ.- Geschw.
	°C	MWel	Nm³/h	mg/Nm³	MW/min	MWel	Nm³/h	mg/Nm³	MW/min
00:00	3	12,1	255	48					
ab 00:30	3	11,1	295	48					
ab 02:40	3-5	10	295	42					
ab 06:00	5-6	10	295	44					
08:00	6	14	295	46 (P71)	4/26				
09:50	6	14	0	21					
11:00	6	14	295	47		0		0	
19:30	9					14	0	21 (P126)	14/18
19:40	9	14	0	22					
19:50	9					14	200 (P230)	35 (P75)	
20:00	9					14	0	21	
20:45	9					14	200 (P210)	29 (P60)	
20:55	9	8	0	27 (P62)	-6/18				
21:05	9	0	0	0 (P40)	-8/6				

3.3.6.2 Anfahren GT1 im warmen Zustand nach Ausfall

Am 04.04.2011 wurde bei der morgendlichen Zusatzfeuerung von ca. 450 Nm³/h der CO-Grenzwert um das nahezu Doppelte überschritten. Erst durch Reduktion der Zusatzfeuerung auf 250 Nm³/h wurden die 35 mg/Nm³ eingehalten. An diesem Tag ist gegen 20:00 Uhr die Gasturbine kurzzeitig ausgefallen. Tabelle 1 und Abbildung 29 kann entnommen werden, dass das erneute Anfahren nach etwa einer halben Stunde zwölf Minuten in Anspruch nahm. Im Vergleich mit dem Kaltstart des vorigen Punktes spart man sich also etwa ein Drittel der Startzeit, wenn die Turbine bereits warm ist. Weit wesentlicher ist allerdings, dass dadurch die Turbine nicht so stark beansprucht wird und die Anfahrkosten von sieben Betriebsstunden vernachlässigt werden können (siehe Punkt 3.4.10.2).

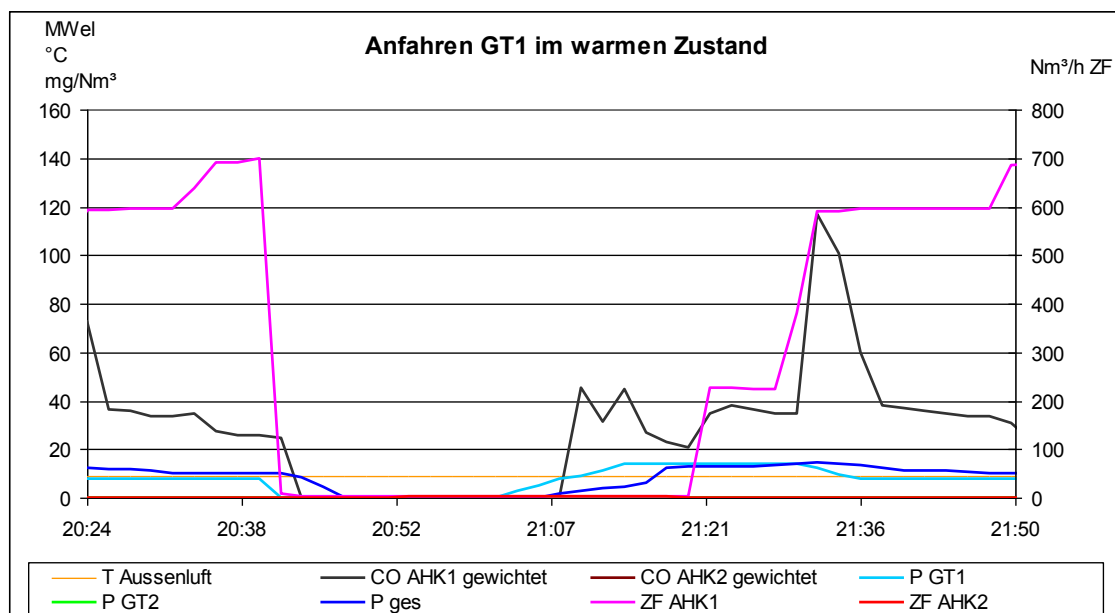


Abbildung 29: Anfahren GT1 im warmen Zustand, 04.04.2011

Tabelle 4: Lastpunkte 04.04.2011

Zeit	T °C	GT1 MW _{el}	ZF1 Nm ³ /h	CO(1) mg/Nm ³	Laständ.- Geschw. MW(Nm ³ /h)/min
00:00	13	9,5	450	69	
04:00	8	9,5	450	65	
08:00	10	13,2	220	35 (P87)	3,7/18
10:00	18	13,2	220	35	
11:00	18	13,2	P500	P80	
14:30	11	13,2	0	20	
16:00	10	8	700	24 (P123)	-5,2(700)/44
19:30	9	13,8	220	34	5,8/6
20:45	9	0	0 (P700)	0 (P112)	-13,8/50
21:20	9	13,8	0	20 (P45)	13,8/12 (warm)
21:30	9	8	600	34 (P120)	-8/6
22:00	9	8	700	20	-8/7

3.3.6.3 Anfahren GT1 und DT im kalten Zustand

Der betrachtete Tag dieses Punktes zeigt das Anlaufverhalten einer Gasturbine, wie unter Punkt 3.3.6.1 im kalten Zustand, allerdings auch bei einer zum Ausgangspunkt stillstehenden Dampfturbine.

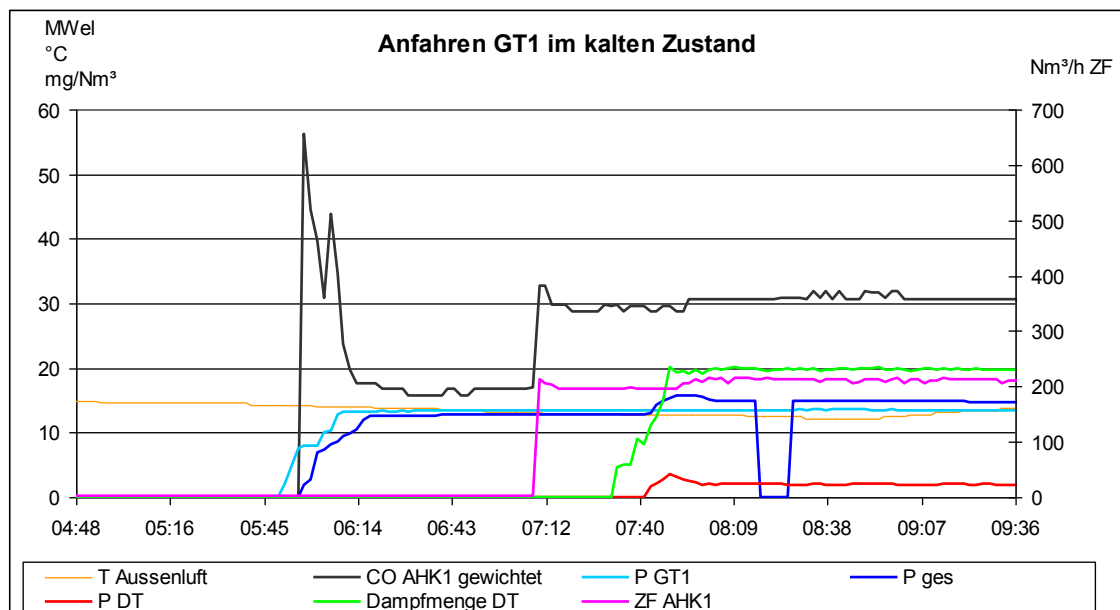


Abbildung 30: Anfahren GT1 im kalten Zustand, 08.04.2011

Gegen 05:45 wird die Gasturbine gestartet. Sie benötigt zwanzig Minuten bis sie eine Vollastleistung von 13,2 MW_{el} erreicht hat. Der CO-Wert liegt mit 16 mg/Nm³ zu diesem Zeitpunkt weit unter dem Grenzwert. Ca. 1:20 h später wird mit einer Zufeuerung von ca. 200 Nm³/h begonnen, dadurch steigt der CO-Wert auf 29 mg/Nm³. 1:40 h nach Start der Gasturbine erreichen die Abhitzeessel eine Temperatur, ab welcher die Dampfturbine zugeschaltet wird. Ca. zehn Minuten später startet auch die Stromerzeugung der DT und nach weiteren sechzehn Minuten hat sich eine DT-Leistung von 2 MW_{el} eingependelt.

Um etwa 08:15 Uhr sinkt die Gesamtleistung kurzzeitig auf Null. Da der Betrieb zu diesem Zeitpunkt aber ansonsten keine Auffälligkeiten aufweist, kann es sich dabei nur um einen Messfehler oder Informationsverlust bei der Datenauswertung handeln.

Tabelle 5: Lastpunkte 08.04.2011

Zeit	T	GT1	Δt GT-ZF	ZF1	CO(1)	Δt GT-DT	Dampf- menge	DT	Laständ.- Geschw.
	°C	MW _{el}	h:min	Nm ³ /h	mg/Nm ³	min	t/h	MW _{el}	MW/min
	14	0							
06:30	14	13,2		0	16 (P56)				13,2/20
07:15	13	13,2	1:18	200	29				
08:00	13	13,2		200	31	1:40	20	2 (P3,5)	2/16
21:15	15	8,2		650	30 (650)				
23:10	15	8,2		600	33				

Auffallend bei der Datenauswertung ist auch, dass der CO-Wert bei GT-Teillast (8,2 MW_{el}) und einer Zusatzfeuerung von 650 und 600 Nm³/h unter dem Grenzwert liegt.

3.3.6.4 Abstellen GT1 und DT aufgrund eines zu geringen Wärmebedarfs

Die Abklingvorgänge der Anlage sind für die Planung weniger bedeutsam, da sie vor allem schneller ablaufen. Wie in Abbildung 31 und Tabelle 6 ersichtlich, wird zum Abstellen der Anlage zuerst die Zuführung abgestellt. In diesem Fall wurde dies eher langsam in fünfzehn Minuten für eine Reduktion um 430 Nm³/h durchgeführt. Sobald die Zusatzfeuerung abgestellt ist, wird auch die GT-Leistung zurückgeregelt. Für die 8 MW_{el} benötigt man in diesem Fall fünf Minuten. Die Abnahme der Gesamtleistung benötigt aufgrund der Trägheit des Dampfkreislaufes etwa zwanzig Minuten länger.

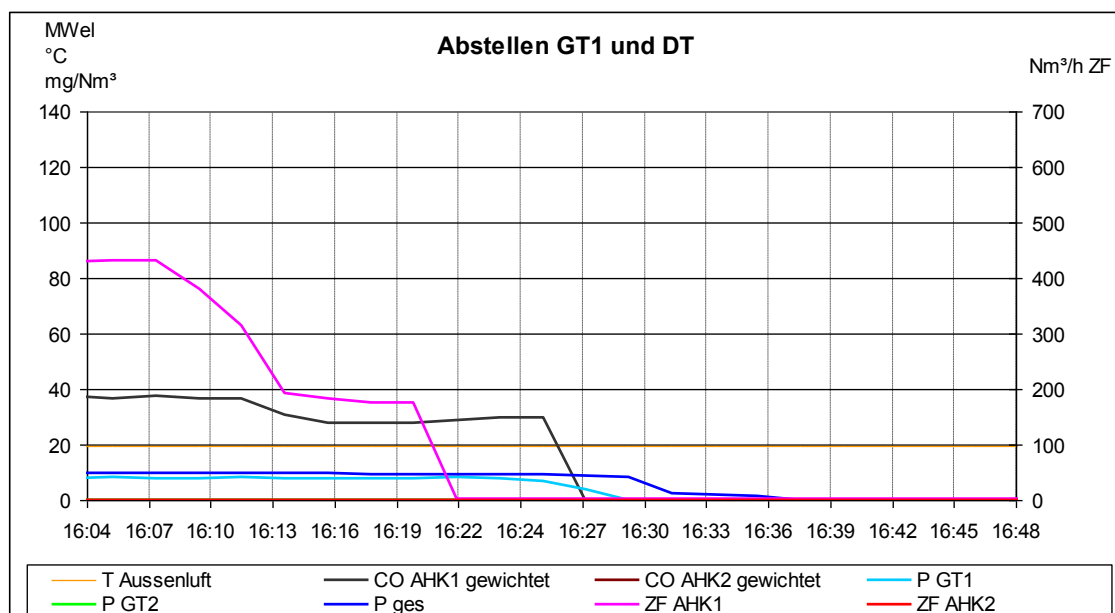


Abbildung 31: Abstellen GT1 und DT, 09.04.2011

Tabelle 6: Lastpunkte 09.04.2011

Zeit	T °C	GT1 MWel	ZF1 Nm³/h	CO(1) mg/Nm³	Laständ.- Geschw. MW(Nm³/h)/min
ab 00:00	15-12	8,2	600	34	
03:45	12	13,5	0	17 (P60)	5,3/16
06:15	12	10	400 (P650)	66 (P80)	
09:30	13	13,3	225	34	
11:30	16	10	400	70-74 (P122)	
14:00	19	8	430	38	
16:22	19	8	0	29	
16:30	19	0	0	0	-8/5

3.3.6.5 Wärmebezug aus der AVE

Gerade bei Müllverbrennungsanlagen kommt es häufig zu Abweichungen vom Fahrplan, weshalb die Wärme der AVE nicht garantiert werden kann. Zum einen entstehen durch nicht konstante Heizwerte des Mülls Leistungsschwankungen (üblicherweise können diese aber durch Brennstoffmischung relativ gut unterbunden werden), zum anderen kann es durch Störfälle und darauf folgende Wartungsarbeiten auch zu langfristigen Lieferungsausfällen von Seiten der AVE kommen. Die fehlende Wärmelieferung muss unmittelbar durch das FHKW ausgeglichen werden.

An 01.03.2011 wurde ein Ausfall der AVE durch die maximale Zusatzfeuerleistung ausgeglichen. Dabei lag der CO-Wert etwa auf selber Höhe wie ohne Zusatzfeuerung, allerdings ist diese Fahrweise natürlich wirtschaftlich schlechter (siehe Punkt 3.4.4.2).

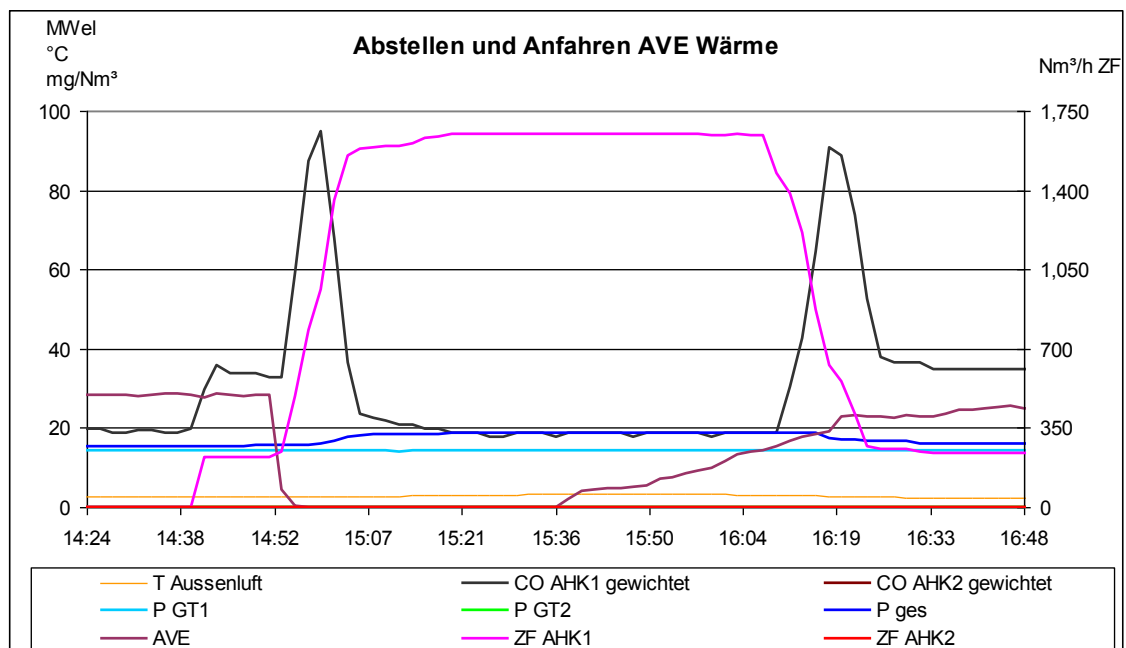


Abbildung 32: Abstellen und Anfahren AVE Wärme

Abbildung 33 zeigt den Betrieb des ganzen Tages um auch Informationen zu erhalten wie die Situation vor und nach dem AVE-Stillstand war.

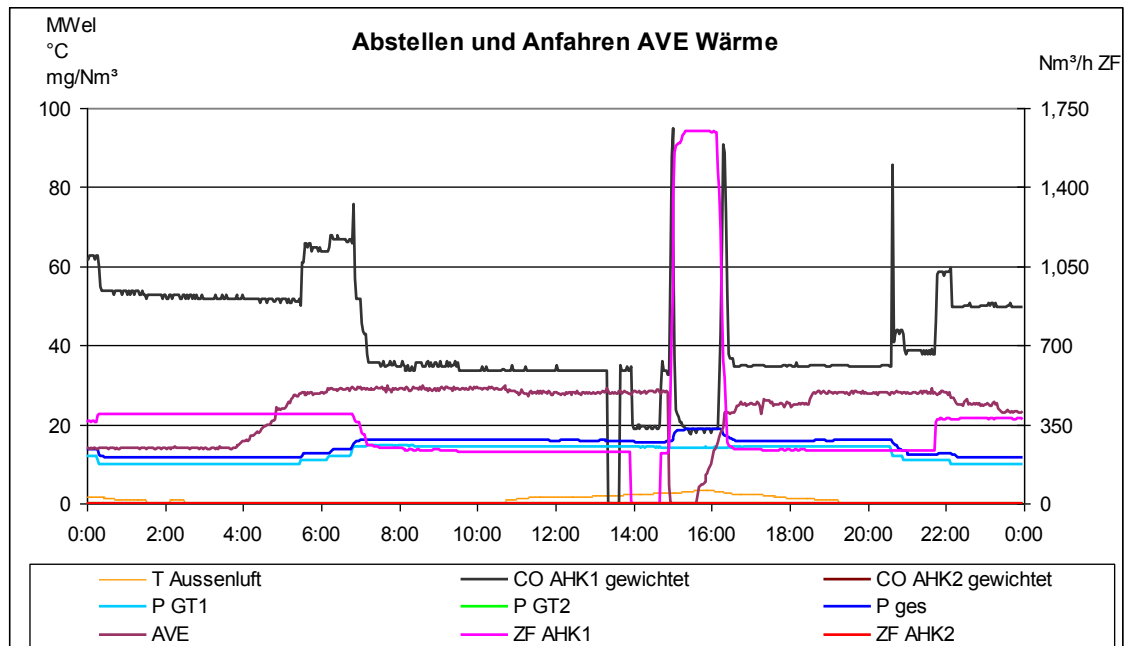


Abbildung 33: Tagesbetrachtung 01.03.2011

Der Stillstand der AVE dauerte nur etwa eine Stunde, deshalb wurde die zweite GT nicht gestartet. Dies ist ein Zeichen dafür, dass die AVE den Zustand einschätzen konnte und mit dem FHKW Absprache hielt.

Tabelle 7: Lastpunkte 01.03.2011

Zeit	T	GT1	ZF 1	CO(1)	Laständ.- Geschw.
	°C	MW _{el}	Nm ³ /h	mg/Nm ³	MW(Nm ³ /h)/min
00:00	2	12	360	62	
ab 00:45	1-(-1)	10	400	54-51	
10:00	-1	14,6	240	36 (P75)	4,6/85
14:00	3	14,2	0	20	
15:45	3	14,2	1650	18 (P95)	(1400)/20
17:00	3	14,2	240	35 (P91)	
20:00	0	14,4	240	35	
21:30	0	11	240	39 (P86)	-3,4/20
22:30	0	10	370	50 (P60)	

Im Gegensatz dazu, dürfte am folgenden Tag (02.03.2011) die Kommunikation zwischen AVE und FHKW schlechter gewesen sein, oder die AVE konnte den Anlagenzustand nicht einschätzen.

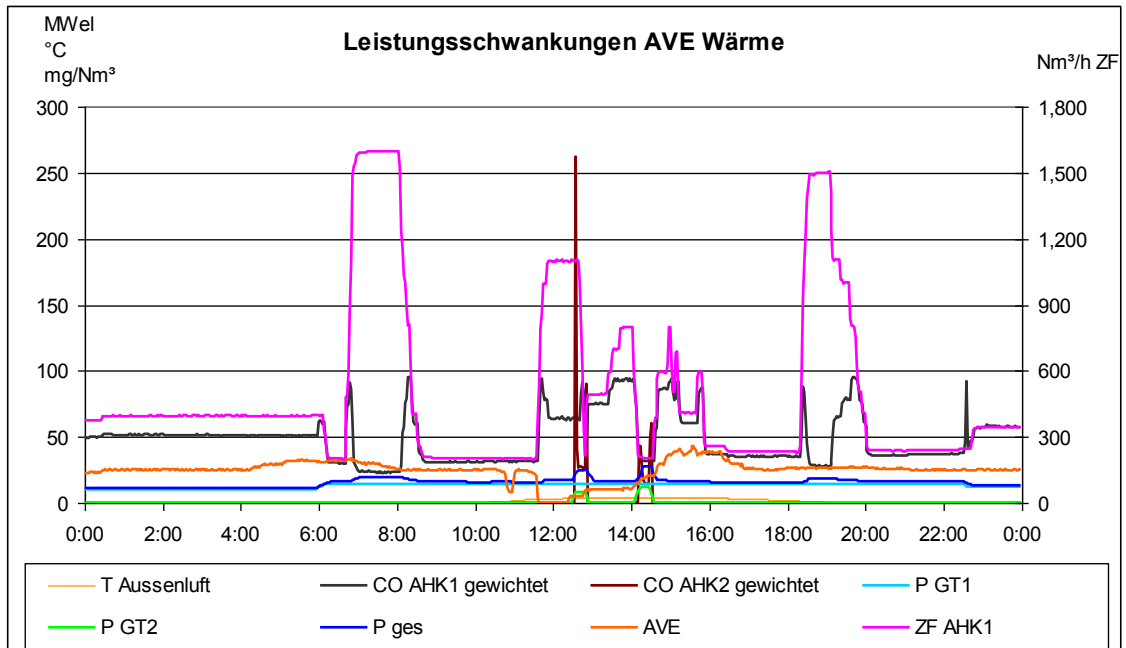


Abbildung 34: Leistungsschwankung AVE Wärme, Tagesbetrachtung 02.03.2011

Abbildung 35 zeigt den Zeitraum der Abweichungen der Wärmelieferung höher aufgelöst.

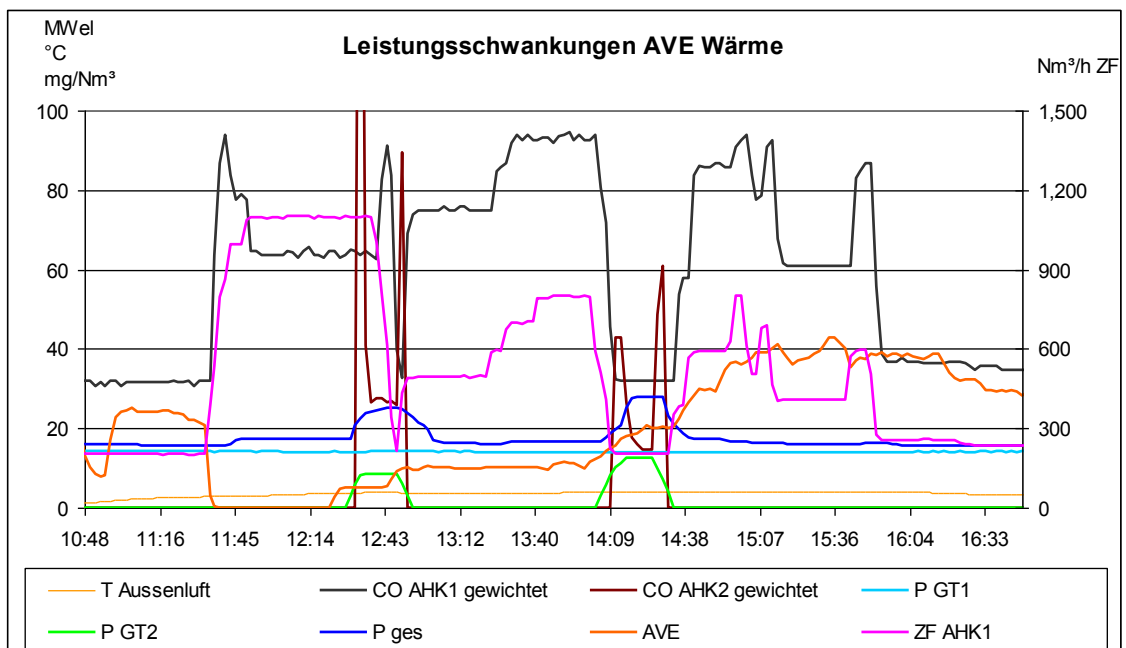


Abbildung 35: Leistungsschwankung AVE Wärme

Um ca. 10:45 Uhr gab es einen kurzen Einbruch der Wärmelieferung aus der AVE. Die Wärme konnte offenbar aus dem Wärmespeicher ersetzt oder im Fernwärmenetz gepuffert werden, weil es zu keiner Anpassung im FHKW kam. Um 11:30 kam es dann allerdings zum völligen Stillstand der AVE und das FHKW reagierte mit einer Erhöhung der Zusatzfeuerung.

Nach etwa einer halben Stunde entschloss man sich die zweite GT zu starten. Zu diesem Zeitpunkt startete allerdings auch wieder die Wärmelieferung der AVE auf ca. 5 MW_{th} und das FHKW nahm die Zusatzfeuerung auf ca. 250 Nm³/h zurück. Noch während die Zusatzfeuerung zurückgenommen wurde, stieg die AVE-Wärme um weitere 5 MW_{th}. Dadurch musste die zweite GT wieder abgestellt und die Zusatzfeuerung auf ca. 500 Nm³/h erhöht werden.

Eine halbe Stunde später musste die Zusatzfeuerung zur Deckung des Wärmebedarfs weiter erhöht werden. Da die AVE weiterhin um einen Wert von 10 MW_{th} schwankte, wurde wieder beschlossen die zweite GT anstelle der Zusatzfeuerung zu starten. Dem bisherigen Tag entsprechend stieg auch gerade zu diesem Zeitpunkt wieder die Wärmeleistung der AVE und etwa eine Viertelstunde nach Start musste die GT2 wieder abgestellt werden.

Tabelle 8: Lastpunkte 02.03.2011

Zeit	T	GT1	ZF1	CO(1)	Laständ.- Geschw.	GT2	ZF2	CO(2)	Laständ.- Geschw.
	°C	MW _{el}	Nm ³ /h	mg/Nm ³	MW(Nm ³ /h)/min	MW _{el}	Nm ³ /h	mg/Nm ³	MW(Nm ³ /h)/min
00:00	0	10	400	51					
06:30	-2	14,6	200	30					
07:30	-3	14,6	1600	23 (P86)	(1400)/20				
09:00	-2	14,6	200	31 (P96)	(-1400)/40				
12:15	3	14,1	1100	64 (P95)	(900)/30	0	0		
12:35	4					8,5	0	28 (P262)	8,5/8
12:55	4	14,1	500	75					
13:00	4					0	0	0 (P90)	
13:45	4	14,1	800	93					
14:20	4	14,1	200	33		12,5	0	15 (P45)	12,5/14
14:35	4					0	0	0 (P60)	
14:45	4	14,1	600	86					
15:15	4	14,1	400	61					
17:00	4	14,1	230	36					
18:45	1	14,3	1500	29 (P100)					
20:00	0	14,4	250	36 (P100)					
23:00	0	12,4	350	59 (P93)					

Es sind keine Daten über den Stand des Wärmespeichers verfügbar, um die Entscheidungen besser einschätzen zu können.

3.3.7 Wärmenetz und –Speicher

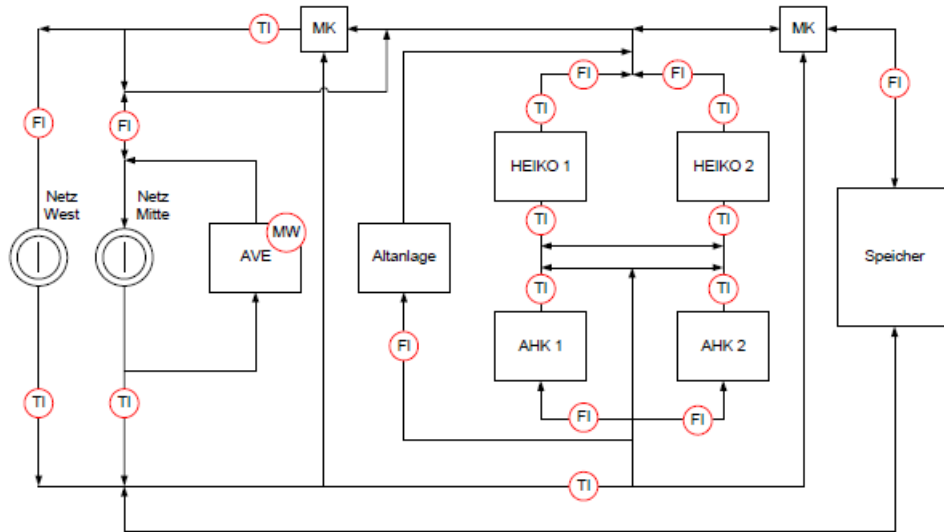


Abbildung 36.: Schema Fernwärmesystem⁴⁰

Abbildung 36 zeigt schematisch das Fernwärmenetz des FHK Wels.

Vertraglich kann das FHKW bis zu 30 MW Wärme von der AVE beziehen. Die Abnahme ist nicht verbindlich, bei den derzeitigen Energiepreisen zumeist aber wirtschaftlicher als die Wärmeproduktion im FHKW (siehe auch Punkt 3.4.3.2).

Die AVE erzeugt die Wärme ebenfalls in Kraft-Wärme-Kopplung. Wird von Seiten des FHKWs der Bezug verringert, wird der Kondensationsanteil in der Anlage der AVE erhöht und mehr Strom erzeugt. Um besser planen zu können, wird aber darauf geachtet, dass der Bezug von der AVE nicht zu häufig variiert wird.

Die Temperatur des Fernwärmeverlaufs wird im Kraftwerk abhängig von der Außentemperatur angepasst (siehe Abbildung 37 und Anhang A) und kann durch die Heizkondensatoren stufenlos eingestellt werden. Die Heizkondensatoren zeigen allerdings ein sehr unstabiles Regelverhalten, weshalb man versucht die Vorlauftemperatur so konstant wie möglich zu halten.

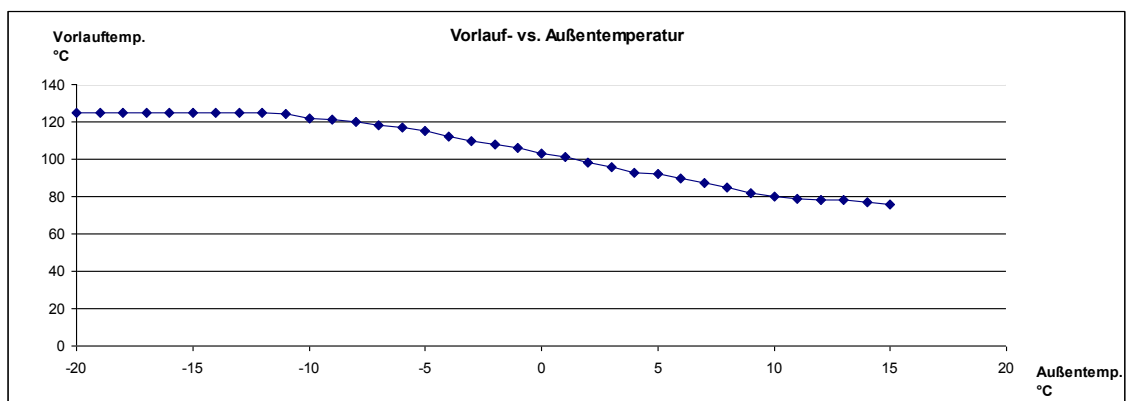


Abbildung 37: Vorlauftemperatur des Fernheiznetz Wels bei verschiedenen Außentemperaturen⁴¹

⁴⁰ Quelle: Benutzerhandbuch Planungsmodell

Bei fallenden Außentemperaturen steigt auch der Wärmeverlust des Netzes. Hauptgrund für eine Erhöhung der Temperatur ist allerdings der erhöhte Wärmebedarf bei kälteren Außentemperaturen. Die Umwälzpumpen sind auf einen Bereich der Fördermenge ausgelegt, durch Erhöhen der Netztemperatur kann die Leistung weiter erhöht werden ohne die Menge zu ändern.

Die AVE ist etwa 7 km von dem FHKW entfernt. Wird der Wärmespeicher mit Wärme der AVE befüllt, so wird die Temperatur auf der Seite der AVE etwas erhöht, damit die Wärme mit ausreichender Temperatur im Speicher angelangt, da über die Distanz die Temperatur abnimmt.

Die Wärmebedarfskurven (siehe Abbildung 66) weisen üblicherweise am Morgen und am Abend Maxima auf. Vor diesen Peaks kann das Netz etwas überheizt werden, um den Bedarf abzuf puffern. Die Heizkondensatoren haben aber kein gutes Regelverhalten, deshalb wird wenn möglich die Vorlauftemperatur konstant gehalten.

Der Speicher umfasst eine maximale Speichermenge von etwa 250 MWh und muss aus Gründen der Regelung mit einer Mindestleistung von 2-3 MW be- oder entladen werden. Maximal ist eine Leistung von 30 MW möglich. Der minimale Ladezustand liegt bei etwa 25 MWh.

3.3.8 Emissionen

Das FHKW hat Grenzwertvorgaben bezüglich den Emissionen von CO, NO_x, SO₂ und CO₂.

Der behördliche Grenzwert für SO₂ liegt bei 60 mg/Nm³. Da im Erdgas kein Schwefel enthalten ist, entsteht aber kein SO₂.

Der Grenzwert für NO_x liegt bei 80 mg/Nm³. NO_x wird in der Anlage gebildet, allerdings zu keinem der Betriebspunkte über 70 mg/Nm³, deshalb hat es keinen Einfluss auf Fahrweise und Planung. In den Abhitzekeßeln wäre der nachträgliche Einbau einer DENOX-Anlage möglich, wenn Bedarf bestände.

3.3.8.1 CO₂

Die CO₂ Emission hängt vom Brennstoffausnutzungsgrad ab und wird somit über die Fahrweise (der Betriebspunkt der GTs und die Zusatzfeuerung) bestimmt. Da dies mit der Wirtschaftlichkeit der Fahrweise korreliert, regelt sich die CO₂-Optimierung von selbst.

Durch die EU-rechtlich verordnete Vergabe von CO₂-Zertifikaten, wurde dem Kraftwerk bisher eine Jahresmenge an Kohlendioxid zugeordnet, welche ohne zusätzliche Kosten erzeugt werden durfte. Durch die Stillstände in den Sommermonaten ist das Erreichen dieses Wertes derzeit kein beschränkendes Kriterium, und nicht verbrauchte Zertifikate werden für die Zukunft akkumulierend vorbehalten.

Ab 2013 wird die kostenlose Vergabe allerdings gestoppt, wodurch dann die gesparten Zertifikate verwendet oder neue zugekauft werden müssen.⁴² Dieser Zukauf wird die Betriebskosten des FHKWs steigern, deshalb wird derzeit überlegt den Kraftwerksbetrieb einzuschränken um Zertifikate zu sparen.

⁴¹ Quelle: Anhang A

⁴² E-Control: CO2

Da alle fossil befeuerten Kraftwerke von diesem Gesetz betroffen sein werden, könnte es auch zu einem entsprechenden Anstieg der Strompreise kommen, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit wieder verbessern würde.

3.3.8.2 CO

Im Jahresmittel müssen 35 mg CO/Nm^3 bei $15 \text{ }^\circ\text{C}$ und 15% Sauerstoffgehalt eingehalten werden. Des Weiteren muss dieser Wert zumindest eine halbe Stunde pro Tag bei mind. 90% Brennstoffwärmeleistung eingehalten werden, um den Tag als gültig zu werten. 90% Brennstoffwärmeleistung werden bei Vollast einer oder beider Gasturbine, mit jeweils weniger als $250 \text{ Nm}^3/\text{h}$ oder mehr als $1500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Zusatzfeuerung erreicht. Im Jahr müssen mindestens 90% der Tage gültig sein.

Ab dem Jahr 2012 wird die Dauer der Grenzwerteinhaltung bei 90% Brennstoffwärmeleistung auf sechs Stunden pro Tag erweitert, wodurch die Fahrweisenmöglichkeiten des FHKWs deutlich eingeschränkt werden (siehe Punkt 3.4.8).

Die CO-Erzeugung wird in erster Linie durch die GT-Leistung und die Zusatzfeuerung bestimmt. Dadurch ergibt sich eine Vielzahl von möglichen Betriebspunkten mit unterschiedlichen CO-Werten. Zum einen gibt es aber noch keine aufbereitete Datenbank dafür (wenn auch alle Betriebspunkte im Leitsystem gespeichert sind) und zum anderen ist eine übersichtliche Darstellung solcher Datenmengen schwierig.

Unter Punkt 3.3.6 wurden die CO- Werte der Betriebszustände einiger ausgewählter Tage ermittelt. Diese Daten sortiert und auf sieben GT-Leistungsstufen gemittelt ergeben das Diagramm in Abbildung 38.

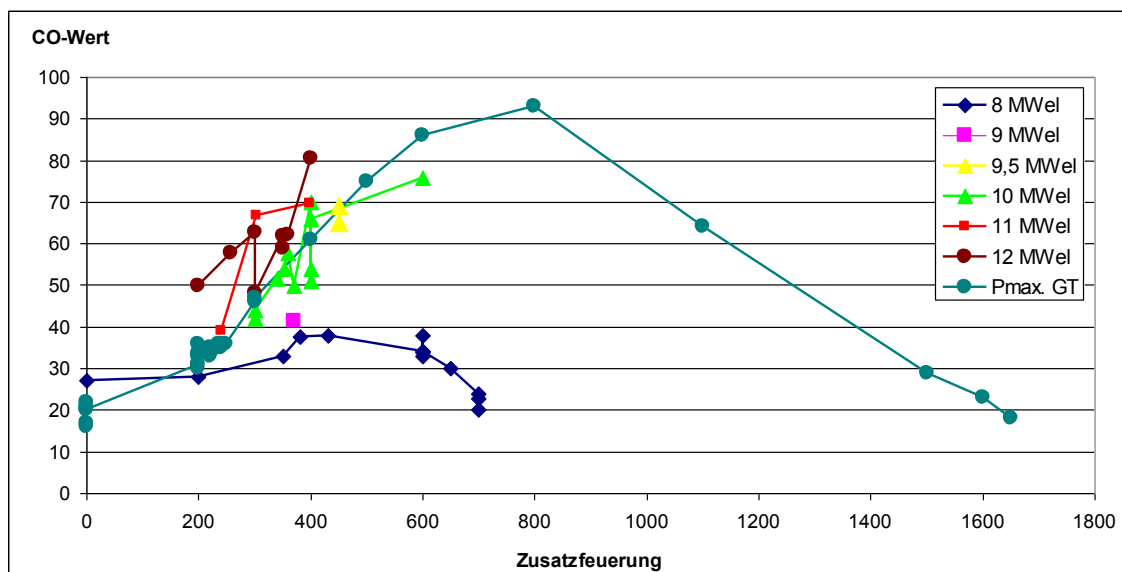


Abbildung 38: CO-Werte einiger GT-Betriebspunkte mit unterschiedlicher Zusatzfeuerung

In Abbildung 38 werden die CO-Werte über der Zusatzfeuerungsmenge (in Nm^3/h) dargestellt. Diese können allerdings auch noch von unterschiedlichen anderen Parametern abhängig sein. Mittels einer Regressionsanalyse wurde versucht, eine Abhängigkeit der in Abbildung 38 dargestellten Betriebspunkte mit der Außentemperatur festzustellen. Das Ergebnis war allerdings nicht aussagekräftig, da dafür zu wenige Daten vorhanden sind. In Abbildung 39 sind die zugehörigen Außentemperaturen der einzelnen Punkte dargestellt.

Zur Identifizierung der einzelnen Punkte wäre eine Nummerierung nötig. Es wurde darauf aber verzichtet, da darunter die Übersichtlichkeit noch mehr leiden würde und mit diesen Graphen nur gezeigt werden soll, dass die meisten möglichen Betriebszustände über den erlaubten durchschnittlichen CO-Grenzwert liegen. Lediglich Betriebspunkte dieser Tage mit minimaler (ca. 8 MW) oder maximaler GT-Leistung bei sehr geringer oder sehr hoher Zusatzfeuerleistung liegen unter den 35 mg/Nm³.

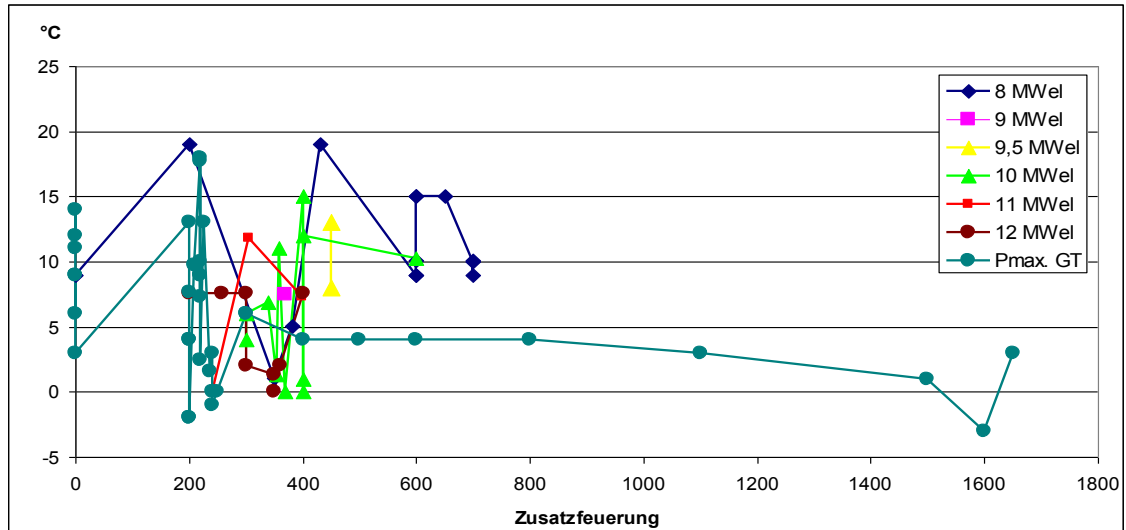


Abbildung 39: Zugehörige Temperaturen der Betriebspunkte in Abbildung 38

3.3.9 Revisionen

Das FHKW plant jährlich eine Revision der Gasturbinen in den Sommermonaten, welche 3-5 Tage beansprucht. Die Gasturbinen sind auf eine Laufzeit von 30.000 Betriebsstunden ausgelegt, dies entspricht in der Regel etwa 5 Jahren (Laständerungen und Startvorgänge verkürzen diese Betriebszeit, siehe auch Punkt 3.4.10.2). Nach dieser Laufzeit werden die Gasturbinen ausgetauscht. Die Dampfturbine hat eine längere Laufzeit und wird nur etwa alle zehn Jahre in ca. zwei Monaten generalüberholt.

3.3.10 Redundanz

Durch die zwei unabhängig voneinander laufenden Gasturbinenzweige muss bei Ausfall einer Gasturbine nicht der Betrieb der kompletten Anlage eingestellt werden.

Es sind keine Bypass-Kamine vorhanden. Vor allem für den Anlauf der DT ist aber eine Reduzierverbindung von der Hoch- auf die Mitteldruckschiene installiert, wodurch bei Störfällen ab der Zusammenführung der beiden Dampfkreisläufe (z. B. Dampfturbine) die Wärme der AHK direkt an die Heizkondensatoren weitergeben werden kann. Der Betrieb der Gasturbinen, ohne Wärmeentnahme im AHK, würde durch zu hohe Abgastemperaturen zu Beschädigungen am Kessel führen.

Kann die benötigte Wärmemenge, aufgrund von Störfällen oder Stillständen (Sommer), nicht durch Bezug von der AVE, sowie die Produktion im FHKW abgedeckt werden, stehen drei gasbefeuerte Satteldampfkessel in der Größenordnung von je etwa 15 MW zur Verfügung. Zumindest einer dieser drei ist üblicherweise auf Betriebstemperatur, um bei Bedarf schnell reagieren zu können.

3.3.11 Kesselkonservierung

Wird die Anlage länger als 2 Wochen nicht betrieben, müssen die Kessel konserviert werden, um Korrosion vorzubeugen. Es wurden dafür Entfeuchtungsgebläse nachinstalliert, wodurch diese Maßnahme kostengünstig durchgeführt werden kann.

Ist die Anlage abgestellt und konserviert (üblicherweise in den Sommermonaten), kann ein großer Teil der Betriebskosten eingespart werden (siehe Punkt 3.4.10.2). Die Warte muss aber zur Regelung der Wasserkraft und des Fernwärmenetzes und für den Fall von zusätzlichem Wärmebedarf dennoch besetzt sein.

Ist die Wärme der AVE nicht ausreichend oder hat diese einen Störfall, wird daher (wegen der geringen Betriebskosten wenn die Anlage konserviert ist) in erster Linie eine Abdeckung des Wärmebedarfs durch die Sattdampferzeuger betrachtet. Nur bei vorrausichtlichem Bedarf über einen längeren Zeitraum und entsprechend hohen Strompreisen wird das Hochfahren der Anlage als Möglichkeit erachtet.

3.3.12 Behördliche Auflagen (ergänzend zu den Emissionen)

Zusätzlich zu den bereits erwähnten Emissionsgrenzwerten gibt die Behörde noch Einschränkungen bezüglich des pH-Werts (6,8 – 8,3), sowie der Wassermenge und -temperatur für die Rückspeisung in den Mühlbach vor.

Der pH-Wert des Kühlwassers wird beeinflusst, da im Kühlturbetrieb durch Zugabe von Schwefelsäure die Korrosion verringert wird.

Durch behördliche Auflagen darf aufgrund von Schwadenbildung im Winter nur mit einem Teil des Kühlturms gekühlt werden, außer wenn die Umgebungstemperatur höher als 8 °C ist.

3.4 Aspekte zur Erstellung der Fahrpläne

Die genannten technischen Randbedingungen stellen einen Rahmen dar, innerhalb welchem die Anlage betrieben werden darf oder kann. In diesem Kapitel werden die Aspekte erläutert, welche die Wahl der Fahrweise innerhalb dieser Rahmenbedingungen bestimmen. Mit Hilfe dieser Kriterien ist es möglich, Fahrpläne zu erstellen. Im Anschluss werden dann unter den Punkten 3.5 und 3.6 aktuelle Jahres- und Tagespläne ausgewertet, und unter Punkt 3.7 wird schließlich auf die Gründe eingegangen, welche zum Abweichen von diesen Fahrplänen bei der Umsetzung im eigentlichen Betrieb führen.

Im Abschnitt 3.5 Jahresplanung wird die graphische Darstellung eines aktuellen Jahresplans gezeigt. Zum besseren Verständnis der folgenden Punkte ist ein gleichzeitiges Betrachten dieser Darstellung vorteilhaft.

In diesem Kapitel 3.4 werden Beispiele zur Veranschaulichung der Wirtschaftlichkeit angegeben. Die Ergebnisse dieser Beispiele zeigen den stündlichen inkrementellen wirtschaftlichen Erfolg für einen Zeitpunkt, wenn von einer bestimmten Fahrweise auf eine andere gewechselt wird. Die Rahmenbedingungen werden entsprechend Tabelle 9 und den Kosten und Erträgen des Punkts 3.4.10 gewählt.

Tabelle 9: Ausgangsszenario für Kosten- und Ertragsbetrachtung

Gaspreis	€/MWh	28
Strompreis	€/MWh	60
Außentemperatur	°C	2
Relative Luftfeuchte	%	100

Es wird angenommen, dass der angenommene Strompreis nicht noch durch Kontrakte der Jahres- oder Tagesplanung angepasst werden muss.

Die berechneten Betriebspunkte wurden nicht in regelmäßigen Abständen gewählt sondern auf die folgenden Bereiche aufgeteilt bzw. von den Rahmenbedingungen begrenzt:

- Betrieb einer GT von 7,5 bis 12 MW_{el} ohne Zusatzfeuerung.
- Betrieb einer GT unter Vollast und 250 bis 1600 Nm³/h Zusatzfeuerung.
- Betrieb beider GTs von 7,5 bis 12 MW_{el} ohne Zusatzfeuerung.
- Betrieb beider GTs unter Vollast und 250 bis 1600 Nm³/h Zusatzfeuerung.

Die Betriebspunkte wurden mit dem thermodynamischen Modell des Planungsmodells (EBSILON, Kapitel 4) berechnet und um die Kosten von Punkt 3.4.10 erweitert.

Für den Start der zweiten GT wurden keine Kosten verrechnet, da sich diese bis zum Wiederabstellen aufteilen würden.

Im FHKW werden zur Berechnung von Fahrweisen und -plänen vereinfachte Formeln verwendet. Durch die Berechnung mit dem Planungsmodell sind diese hier nicht nötig. Es soll aber auch gezeigt werden, inwiefern diese vereinfachten Annahmen mit dem Planungsmodell übereinstimmen. Die Vereinfachungen beinhalten einen konstanten Kondensationsanteil von 3 t/h, deshalb wird ein Vergleich der beiden Berechnungsarten aber nur bei den Fahrweisen ohne Erhöhung des Kondensationsanteils angeführt.

3.4.1 Näherungsweise Berechnungen des Kraftwerks

Die thermodynamische Berechnung der Tagesplanung übernimmt derzeit noch größtenteils das Softwaresystem „Ketek“ (siehe Punkt 3.6.2). Für die Jahresplanung ist diese Software allerdings nicht ausgelegt, weshalb vereinfachende Berechnungsformeln verwendet werden. Wie eben zuvor erwähnt sind diese Formeln für das Ziel dieser Arbeit nicht wesentlich, sie werden aber zum Vergleich der derzeit im Kraftwerk verwendeten Berechnung mit dem Planungsmodell angegeben.

Die Anlagenbetriebspunkte werden über die elektrische Leistung der Gasturbinen (in MW_{el}) und den Volumenstrom der Zusatzfeuerung (in Nm^3/h) angegeben. Daher werden für die Planung der Fahrweise, ausgehend von diesen zwei Parametern der Erdgasverbrauch sowie die zu erzeugende Wärme berechnet. Für die Wärmeerzeugung wird als Zwischenschritt die Frischdampfmenge ermittelt.

Demzufolge werden die nötigen Wirkungsgrade mit Umrechnungsfaktoren diesen Parametern angepasst.

$$\begin{aligned} \text{GasverbrauchFHKW} = & a_1 * (\text{LeistungGT1}^3 + \text{LeistungGT2}^3) \\ & - b_1 * (\text{LeistungGT1}^2 + \text{LeistungGT2}^2) \\ & + c_1 * (\text{LeistungGT1} + \text{LeistungGT2}) \\ & - d_1 + ZF1 + ZF2 \end{aligned}$$

GasverbrauchFHKW... Gasverbrauch des FHKWs in Nm^3/h

LeistungGT1/2... Elektrische Leistung der Gasturbinen in MW_{el}

ZF1/2... Gasvolumenstrom der Zusatzfeuerung in Nm^3/h

Die elektrische Leistung der Dampfturbine wird über einen linearen Zusammenhang dargestellt:

$$\text{LeistungDT} = a_2 * \text{Frischdampfmenge} - b_2$$

LeistungDT... Elektrische Leistung der Dampfturbine in MW_{el}

Frischdampfmenge... Massenstrom Frischdampf, beider Abhitzekeessel in t/h

Die Dampfturbinenleistung würde bei einem Betrieb mit erhöhtem Kondensationsanteil über dieses Verhältnis steigen, da über den Niederdruckteil mehr Strom erzeugt wird.

Die Frischdampfmenge wird ebenfalls vereinfacht durch einen linearen Zusammenhang von Gasturbinen- und Zusatzfeuerungsleistung berechnet:

$$\begin{aligned} \text{Frischdampfmenge} = & (\text{LeistungGT1} + \text{LeistungGT2}) * a_3 + b_3 * \text{AnzahlGTs} \\ & + (ZF1 + ZF2) * c_3 \end{aligned}$$

AnzahlGTs... Anzahl der in Betrieb befindlichen GTs in Stk.

Gasturbinenleistung und Zusatzfeuerungsmenge werden mittels durchschnittlichem Wirkungsgrad und Umrechnungsfaktor, kombiniert zu je einem Wert auf die Frischdampfmenge umgerechnet.

Über den thermischen Wirkungsgrad der Anlage wird, ausgehend von der Frischdampfmenge, die nutzbare Wärmemenge bestimmt, welche sich durch den Bezug von der AVE und dem Wärmespeicher vom Bedarf des Fernwärmenetzes unterscheidet.

Wie auch bei der Berechnung von der elektrischen Leistung der Dampfturbine, führt die Begrenzung des Dampfstroms durch den Niederdruckteil auf die konstante Mindestmenge von 3 t/h zu einem vereinfachten, linearen Zusammenhang von Wärme- und Frischdampfmenge:

$$\text{Wärmeleistung FHKW} = (\text{Frischdampfmenge} - 3) \times a_4 + 4 \times \text{Anzahl GTs}$$

Wärmeleistung FHKW... Produzierte Wärme des FHKs in MW_{th}

Von der Frischdampfmenge werden 3 t/h Dampf durch den Niederdruckteil der DT abgezogen, welche rückgekühlt werden müssen. Des Weiteren werden durchschnittlich 4 MW pro AHK durch die Fernwärmeschleife gewonnen, welche nicht in der Frischdampfmenge miteinbezogen sind. Der Faktor a_4 wird als durchschnittlicher thermischer Wirkungsgrad mit einer Umrechnung des Energieinhaltes des Frischdampfes bestimmt.

Die maximale GT-Leistung wird über die Außentemperatur berechnet:

$$\text{Leistung GT} = -0,0004 \cdot T^2 - 0,0905 \cdot T + 13,262 + 0,9$$

3.4.2 Abdeckung des Wärmebedarfs

Das FHKW muss verpflichtend eine bestimmte Wärmemenge erzeugen. In den folgenden Punkten dieses Kapitels 3.4 werden die Möglichkeiten dargestellt, wie das Kraftwerk die Wärmeerzeugung von der Stromerzeugung entkoppeln kann. In erster Linie erfolgt die Abdeckung des Wärmebedarfs aber durch Regelung der Gasturbinen und der Zusatzfeuerungen.

Abbildung 40 zeigt die erzeugte Wärmemenge je Brennstoffeinsatz der in Tabelle 10 aufgelisteten Betriebspunkte. Bei der Berechnung mit vereinfachten Formeln (3.4.1) wurden zusätzliche Betriebspunkte mit unterschiedlicher Zusatzfeuerung eingefügt um zu zeigen, dass diese einen linearen Anstieg ergeben. Außerdem ergibt sich bei der vereinfachten Berechnung eine maximale GT-Leistung von **max. Leistung GT = 13,98 MW**. (anstelle von 14,59 und 14,75 MW)

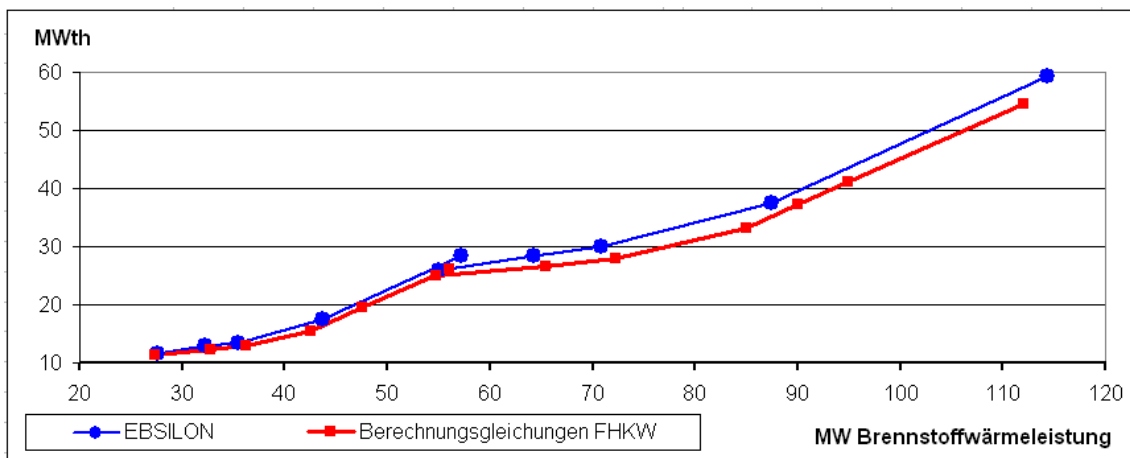


Abbildung 40: Wärmeerzeugung der GTs und ZFs

Tabelle 10: Betriebspunkte für Darstellung der Wärmeerzeugung von GTs und ZFs, Modellberechnung

GTs		1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
GT1	MW _{el}	7.50	10.00	12.00	14.59	14.59	7.50	10.00	12.00	14.59	14.59
GT2	MW _{el}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.50	10.00	12.00	14.75	14.75
Zusatzfeuerung 1	Nm ³ /h	0	0	0	250	1600	0	0	0	250	1600
Zusatzfeuerung 2	Nm ³ /h	0	0	0	0	0	0	0	0	250	1600

Sowohl Gasturbinen als auch Zusatzfeuerung können stufenlos geregelt werden. Bei der Wahl der Betriebspunkte sind aber folgende Punkte zu beachten:

- Die Gasturbinen werden nicht unter einer Mindestlast von 7,5 MW_{el} betrieben.
- Entsprechend Punkt 3.3.2 muss die Abgastemperatur in den Betriebspunkten hoher GT-Leistung mittels Zusatzfeuerung erhöht werden.
- Der Betriebspunkt mit voller GT-Leistung und ca. 250 Nm³/h stellt das thermodynamische Optimum dar und sollte daher primär gewählt werden.
- Für alle Punkte gelten die Limitierungen und Randbedingungen laut 3.3, sowie die restlichen fahrweisenbestimmenden Aspekte von Punkt 3.4.
- Besonderes Augenmerk ist dabei auf den wirtschaftlichen Aspekt (3.4.10), sowie die CO-Bildung (3.3.8) zu richten.

3.4.3 Möglichkeiten zur Anpassung der erforderlichen Wärmeerzeugung

Der Anlagenbetrieb muss, dem wärmegeführten Zweck des FHKWs entsprechend, in erster Linie dem Wärmebedarf des Netzes angepasst werden. Die Wärmeerzeugung kann allerdings durch die Pufferwirkung des Wärmespeichers oder den Bezug von der AVE vom Wärmebedarf abweichend variiert werden.

3.4.3.1 Nutzung des Wärmespeichers

In begrenztem Ausmaß kann Wärme in den Speicher geliefert oder aus dem Speicher bezogen werden. Bei sehr intensivem Bezug (max. 30 MW) reicht das vollständige Speichervolumen nur für ca. acht Stunden. Allerdings kann durch Nutzung des Speichers die Anlagenleistung (Stromerzeugung) dem Strompreis entsprechend variiert werden, ohne den Kondensationsanteil erhöhen zu müssen (Wärmeverluste). Durch Änderung des Bezugs von der AVE ist dies auch möglich, kann aber eine zusätzliche Reduktion des Gewinns bedeuten, wenn die Erzeugungskosten im FHKW über den Kosten für den Bezug aus der AVE liegen (siehe 3.4.3.2).

Eine weitere Möglichkeit zur Änderung der Fahrweise durch Wärmespeichernutzung ist es, den Bezug vom Speicher zu erhöhen, um bei konstanter Wärmeabgabe an das Fernwärmenetz den Kondensationsanteil (zufolge der Verringerung der Dampfentnahme) und damit die Stromerzeugung zu erhöhen. Dies wird in einem eigenen Punkt 3.4.4.2 beschrieben.

Dabei darf nicht außer Acht gelassen werden, dass jede Wärmespeichernutzung wieder ausgeglichen werden muss, da der Speicher nur begrenzt verfügbar ist. Aus diesem Grund ist ein wirtschaftlicher Vergleich von Fahrweisen mit unterschiedlicher Wärmespeichernutzung zu einem Zeitpunkt nicht möglich, denn dieser Erfolg zeigt sich erst zu einem späteren Zeitpunkt, an dem die Entnahme oder der Bezug wieder ausgeglichen wurde.

Die Planung der Wärmespeichernutzung umfasst:

- Eine ausreichende Pufferwirkung für die planmäßige Abweichung der Anlagenleistung von der erforderlichen Wärmezeugung, hauptsächlich verursacht durch Anpassung der Anlagenleistung an den Strompreisverlauf (siehe Punkt 3.4.6) und die Wärmelastspitzen am Morgen und Abend (siehe Abbildung 66).
- Eine ausreichende Pufferwirkung, um auch plötzliche Ereignisse ohne zwingende Fahrplanabweichung oder zumindest unter Einhaltung der Laständerungsgeschwindigkeiten ausgleichen zu können. Zu diesen Ereignissen zählen (siehe Punkt 3.7):
 - ⇒ Eine störfallbedingte Reduktion der Anlagenleistung.
 - ⇒ Ein Ausfall der Anlage und das dadurch bedingte Anfahren der Sattdampferzeuger.
 - ⇒ Fahrweisenänderungen aufgrund wirtschaftlicher Aspekte (z.B. Extremwerte des Ausgleichsenergiepreises).
 - ⇒ Schwankungen des Wärmebedarfs oder der Wärmelieferung von der AVE.
- Auswirkungen des Strompreises, wenn dieser in der nächsten Strompreisperiode höher oder niedriger erwartet wird als zum aktuellen betrachteten Zeitpunkt. Die Strompreisperioden sind die Peak- und Off-Peakzeiten, weiters aber auch die Arbeitswoche und das Wochenende bzw. Feiertage.
 - ⇒ Werden in der folgenden Periode höhere Preise erwartet als aktuell, sollte der Speicher entladen werden, um danach bei einer erhöhten Stromerzeugung mehr überschüssige Wärme in den Speicher liefern zu können.
 - ⇒ Werden tiefere Preise erwartet als aktuell, sollte er beladen werden, um in der folgenden Periode die Erzeugung aus der Anlage zu reduzieren und die benötigte Wärme dem Speicher entnehmen zu können. (Wochenende)

In durchschnittlichen Wochen ergibt sich dadurch während der Arbeitswoche ein höherer Speicherstand am Ende des Tages als zu Beginn des Tages. Die Ursache dafür ist die Beladung des Speichers zu den Peakzeiten. Die Entladung erfolgt in geringerem Ausmaß verteilt über die restliche Tageszeit, sowie durch Dämpfung der erwähnten Wärmelastspitzen. Am Wochenende wird die Erhöhung des Speicherstands über die Arbeitswoche schließlich wieder ausgeglichen, und am Montagmorgen stellt sich üblicherweise der Mindestspeicherstand ein.

3.4.3.2 Reduktion des Wärmebezugs von der AVE

Wird der Wärmebezug von der AVE verringert, dann kann bei gleichem Wärmebedarf des Netzes mehr Wärme und Strom erzeugt werden, ohne den Kondensationsanteil (Wärmeverluste) zu erhöhen.

Für einen wirtschaftlichen Erfolg dieser Änderung muss allerdings der Ertrag der zusätzlichen Stromerzeugung die Differenz von den zusätzlichen (verbrauchs- und betriebsgebundenen) Kosten minus der entfallenden Wärmekosten für die AVE abdecken.

Wie bereits unter Punkt 3.2 erwähnt, wird der Preis für die AVE-Wärme auf Basis der Schlussabrechnung EEX Phelix Month Futures Base bestimmt. Deshalb kann in der Jahresplanung noch nicht vorhergesehen werden, ob der maximale Bezug das wirtschaftliche Optimum darstellt. Es wird derzeit für die Jahresplanung aufgrund der Erfahrungen bei durchschnittlichen Strompreisen aber so angenommen.


Beispiel zur Wirtschaftlichkeit:

Wie oben bereits erwähnt werden für den Start der zweiten GT keine Startkosten berechnet, da sich diese auf die folgende Periode aufteilen würde. Außerdem wird noch einmal darauf hingewiesen, dass diese Darstellungen nur zum Vergleich von zwei Betriebspunkten und für eine Stunde gelten.

Tabelle 11: Betriebspunkte bei Reduktion des Wärmebezugs von der AVE, Modellberechnung

Wärmebedarf	MW _{th}	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Bezug AVE	MW _{th}	28.3	27.1	26.5	22.6	20.6	16.5	11.7	14	11.6	10.1	2.4	0
MW _{th} FHKW	MW _{th}	11.7	12.9	13.5	17.4	19.4	23.5	28.3	26	28.4	29.9	37.6	40
Bezug Speicher	MW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GTs		1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
LeistungGT1	MW _{el}	7.50	10.00	12.00	14.59	14.59	14.59	14.59	7.50	10.00	12.00	14.59	14.59
LeistungGT2	MW _{el}	0	0	0	0	0	0	0	7.50	10.00	12.00	14.75	14.75
Zusatzfeuerung 1	Nm ³ /h	0	0	0	250	500	1000	1600	0	0	0	250	410
Zusatzfeuerung 2	Nm ³ /h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	410
LeistungDT	MW _{el}	1.29	1.36	1.36	2.07	2.67	3.86	5.28	3.99	4.22	4.19	6.04	6.89
Leistung Ges	MW _{el}	8.25	10.81	12.80	16.03	16.58	17.88	19.00	18.19	23.37	27.31	34.31	35.12
Erdgasverbrauch	Nm ³ /h	2760	3224	3558	4376	4626	5126	5726	5510	6438	7103	8764	9084
Kondensation	t/h	3.60	3.55	3.58	3.55	3.57	3.55	3.56	3.55	3.60	3.55	3.55	3.61

 ... Fahrweisenanpassung

 ... Kompensation der Fahrweisenanpassung zur Deckung des Wärmebedarfs

Die thermische Leistung des FHKWs (MW_{th} FHKW) beinhaltet nur jene Leistung, welche ans Netz abgegeben wird ohne Rückkühlleistung oder Abgasverluste.

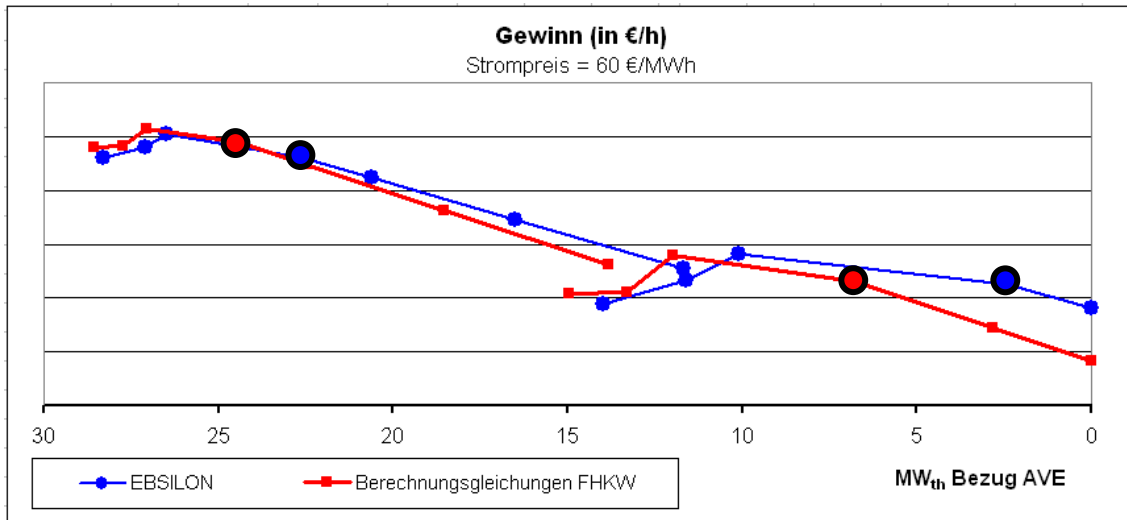


Abbildung 41: Gewinn bei Reduktion der AVE Leistung

○ ... Punkte mit maximaler GT-Leistung und einer Zusatzfeuerung von je $250 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

Die Nutzung des Wärmespeichers wird in der Darstellung dieser Möglichkeit nicht beachtet. Die Betriebspunkte der vereinfachten Berechnung unterscheiden sich wieder durch die maximale GT-Leistung sowie durch abweichende Ergebnisse für die Wärmeerzeugung.

Abbildung 41 zeigt generell eine Abnahme des Gewinns bei Verringerung des Wärmebezugs von der AVE. Es ist jedoch bei dem Betrieb mit einer sowie auch beider GTs am Beginn der Verläufe ein Anstieg des Gewinns erkennbar. Dementsprechend ist, zu den in Tabelle 9 angeführten Rahmenbedingungen, eine Reduktion des Wärmebezugs von der AVE rentabel, solange die zusätzliche Wärme durch Erhöhung der GT-Leistung möglich ist und nicht zugefeuert werden muss (keine Gerade wegen des Anstiegs des Wirkungsgrades). Zu Peakzeiten, an denen der Strompreis oft auch höher ist als die angenommenen 60 €/MWh (führt zu einem Ansteigen der Kurven), ist die GT-Leistung in den Fahrplänen (Jahres- und Tagesplan) üblicherweise aber ohnehin maximal angesetzt.

Die überschüssig erzeugte Wärme bei maximalem Bezug von der AVE und maximaler GT-Leistung wird in den Speicher geleitet, um zu den Off-Peakzeiten die GT-Leistung noch weiter reduzieren zu können. Deshalb ist eine Reduktion der AVE-Leistung nur wirtschaftlich, wenn auch zu den Off-Peakzeiten so hohe Strompreise erwartet werden, dass es sich nicht rentiert, die Anlagenleistung zu reduzieren und Wärme vom Speicher zu beziehen. (vorausgesetzt die Speicherkapazitäten sind ausreichend, siehe auch 3.4.5.3).

Zu beachten ist, dass der Anlagenauslegungspunkt mit Vollast der GTs und einer Zusatzfeuerung von $250 \text{ Nm}^3/\text{h}$, um die nötige Dampftemperatur zu erreichen, nicht der wirtschaftlich optimale Punkt ist. Dies liegt daran, dass angenommen wurde der nächstgeringere Betriebspunkt bei 12 MW GT-Leistung benötigt keine Zusatzfeuerung.

Der Sprung in den Verläufen des Gewinns zwischen 10 und 15 MW Wärmebezug von der AVE entsteht durch die Umstellung der Fahrweise von einer GT mit maximaler Zuführung auf zwei GTs ohne Zuführung.

3.4.4 Möglichkeiten zur Anpassung der Stromkennzahl

Die Stromkennzahl ist das Verhältnis von Stromerzeugung zu nutzbarer Wärmemenge. Da das Kraftwerk aufgrund seiner Auslegung über mehrere Freiheitsgrade für die Produktion von Strom und Wärme verfügt, ist die Stromkennzahl nicht konstant sondern von der gewählten Fahrweise abhängig. So kann die Stromkennzahl für einen gegebenen Wärmebedarf durch einen erhöhten Kondensationsanteil erhöht und durch Zusatzfeuerung verringert werden.

Bei konstantem Wärmebezug wird jedoch in beiden Fällen - bei durchschnittlichen Strom- und Gaspreisen - der Verkaufsertrag weniger erhöht als die Kosten. Aufgrund der Wirtschaftlichkeit, aber in erster Linie auch, weil die Jahresplanung wärmegeführt ausgelegt wird, werden derartige Fahrweisen in der Jahresplanung nicht berücksichtigt. Da die Reduktion der AVE-Wärme bei der Jahresplanung auch nicht als Option für die Fahrweisenanpassung beachtet wird, bestimmt daher nur die Wärmespeicherkapazität, in welchem Ausmaß die erzeugte Strommenge vom Wärmebedarf entkoppelt werden kann. Dadurch wird unter anderem das Verhältnis von Peak- zu Baseband begrenzt.

Bei der Tagesplanung und der Ausführung des Fahrplans kann es aber zur Erwartung von höheren oder niedrigeren Strompreisen als im Durchschnitt kommen. In diesem Fall ergeben sich die folgenden Möglichkeiten zur Anpassung der Stromkennzahl.

3.4.4.1 Erhöhung der Anlagenleistung mit erhöhtem Kondensationsanteil

Ab einem bestimmten Strompreis rentiert es sich, die Anlagenleistung zu erhöhen ohne die zusätzliche Wärme zu verkaufen. Wenn der Speicher nicht weiter befüllt und die AVE-Wärme nicht weiter reduziert werden kann, ist es ab diesem Strompreis wirtschaftlich, den Kondensationsanteil und damit die Anlagenleistung zu erhöhen. Im folgenden Beispiel wird zunächst aber erst die Wirtschaftlichkeit dieser Anpassung bei dem durchschnittlich angenommenen Strompreis von 60 €/MWh dargestellt. Der Wärmebedarf wurde so gewählt, dass er durch beide GTs bei Mindestlast gerade noch abgedeckt wird, um eine möglichst aussagekräftige Kennlinie zu erhalten (Leistungserhöhung durch GTs und ZFs)

Beispiel zur Wirtschaftlichkeit:

Es wird angenommen, dass beide GTs in Betrieb sind. Die Anlagenleistung wird, entsprechend Tabelle 12, soweit wie möglich durch eine Erhöhung der GT-Leistung und dann durch Zusatzfeuerung erhöht. Dementsprechend steigt auch der Kondensationsanteil.

Tabelle 12: Erhöhung von Anlagenleistung und Kondensationsanteil, Modellberechnung

Wärmebedarf	MW _{th}	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
Bezug AVE	MW _{th}	30	30	30	30	30	30	30
MW _{th} FHKW	MW _{th}	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Bezug Speicher	MW _{th}	0	0	0	0	0	0	0
GTs		2	2	2	2	2	2	2
LeistungGT1	MW _{el}	7.50	10.00	12.00	14.59	14.59	14.59	14.59
LeistungGT2	MW _{el}	7.50	10.00	12.00	14.75	14.75	14.75	14.75
Zusatzfeuerung 1	Nm ³ /h	0	0	0	125	300	750	950
Zusatzfeuerung 2	Nm ³ /h	0	0	0	125	300	750	950
LeistungDT	MW _{el}	4.07	4.56	4.77	6.99	8.37	10.86	11.28
Leistung Ges	MW _{el}	18.24	23.69	27.82	35.25	36.58	38.99	39.38
Erdgasverbrauch	Nm ³ /h	5510	6438	7103	8514	8864	9764	10164
Kondensation	t/h	4.8	8.0	9.9	17.8	21.7	32.6	37.9

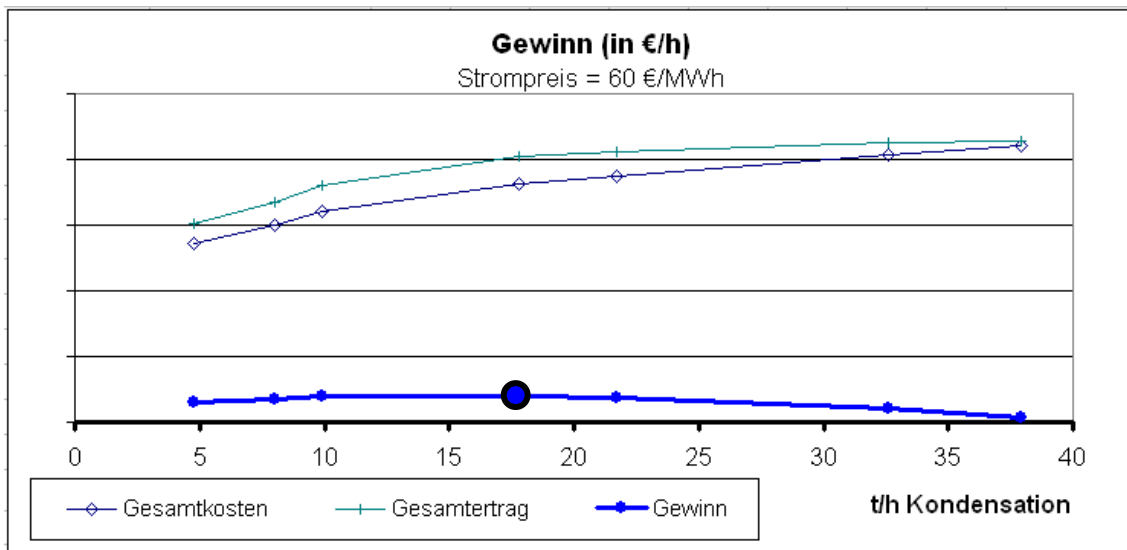


Abbildung 42: Gewinn Erhöhung Anlagenleistung durch erhöhten Kondensationsanteil, Modellberechnung

Wie auch bei der Reduktion des Wärmebezugs von der AVE, zeigt das Ergebnis in Abbildung 42, dass noch eine Erhöhung des Gewinns möglich ist, solange der erhöhte Kondensationsanteil durch die Erhöhung der Last der Gasturbinen erzeugt wird. Wird darüber hinaus Frischdampf durch die Zusatzfeuerung erzeugt, übersteigen die zusätzlichen Gaskosten den zusätzlich in der Dampfturbine erzeugten Stromerlös und der Gewinn beginnt zu sinken.

Auch die Schlussfolgerung ist ähnlich zum Fall der Reduktion des Wärmebezugs von der AVE. Zu Peakzeiten mit höheren Strompreisen ist die GT-Leistung ohnehin maximiert und zu Off-Peakzeiten (zu denen die GT-Leistung erhöht werden könnte) ist der Preis üblicherweise niedriger als in diesem Beispiel angenommen (60 €/MWh), wodurch die Gewinnkurve auch bei den Punkten mit GT-Erhöhung sinkend ist. Für die Analyse der Preissituation siehe Punkt 3.4.5.

3.4.4.2 Reduktion der Dampfentnahme zur Erhöhung des Kondensationsanteils

Zur Erhöhung der Stromkennzahl muss die Anlagenleistung nicht zwingend erhöht werden (wie unter Punkt 3.4.4.1). Wird bei gleich bleibender Anlagenleistung mehr Wärme aus dem Speicher bezogen und dementsprechend weniger Dampf entnommen, steigt der Kondensationsanteil. Dadurch wird im Niederdruckteil der Dampfturbine mehr Strom erzeugt, dafür aber auch der Speicher entleert und die Wärmeverluste im Kondensator erhöht.

Da diese Fahrweise den Speicher beansprucht ist eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit allein zum Zeitpunkt der Durchführung wieder nicht möglich, da die Speicherstandsveränderung zu einem anderen Zeitpunkt unter anderen wirtschaftlichen Randbedingungen kompensiert werden muss.

3.4.4.3 Zusatzfeuerung

Die Zusatzfeuerung wird in der Fahrweisenplanung eingesetzt, um die Anlagenleistung über jene der GTs hinaus zu erhöhen, die Dampftemperatur im Volllastpunkt zu erhöhen oder bei Betrieb mit nur einer GT als Alternative zum Anfahren der zweiten GT.

Des Weiteren kann aber bei sehr niedrigen Strompreisen auch ein Ersatz der GT-Leistung durch die Zufuehrung rentabel sein, wenn von der AVE oder dem Wärmespeicher nicht mehr Wärme bezogen werden kann.

Es wird angenommen, dass nur eine der beiden GTs in Betrieb ist und der Kondensationsanteil auf das Minimum reduziert ist. Die vereinfachte Berechnung mit den Gleichungen des FHKWs erfordert bei den gleichen GT-Leistungen eine höhere Zusatzfeuerung um die geforderte Wärmemenge zu erzeugen, weshalb die Kurven im Diagramm weiter rechts liegen.

Tabelle 13: Betriebspunkte für Zusatzfeuerung bei tiefen Strompreisen, Modellberechnung

Wärmebedarf	MW _{th}	40	40	40	40
Bezug AVE	MW _{th}	22.6	22.6	22.6	22.6
MW _{th} FHKW	MW _{th}	17.4	17.4	17.4	17.4
Bezug Speicher	MW _{th}	0	0	0	0
GTs		1	1	1	1
LeistungGT1	MW _{el}	14.59	12.00	10.00	7.50
LeistungGT2	MW _{el}	0.00	0.00	0.00	0.00
Zusatzfeuerung 1	Nm ³ /h	250	470	540	680
Zusatzfeuerung 2	Nm ³ /h	0	0	0	0
LeistungDT	MW _{el}	2.07	2.34	2.46	2.64
Leistung Ges	MW _{el}	16.03	13.70	11.82	9.49
Erdgasverbrauch	Nm ³ /h	4376	4028	3764	3440
Kondensation	t/h	3.6	3.6	3.5	3.5

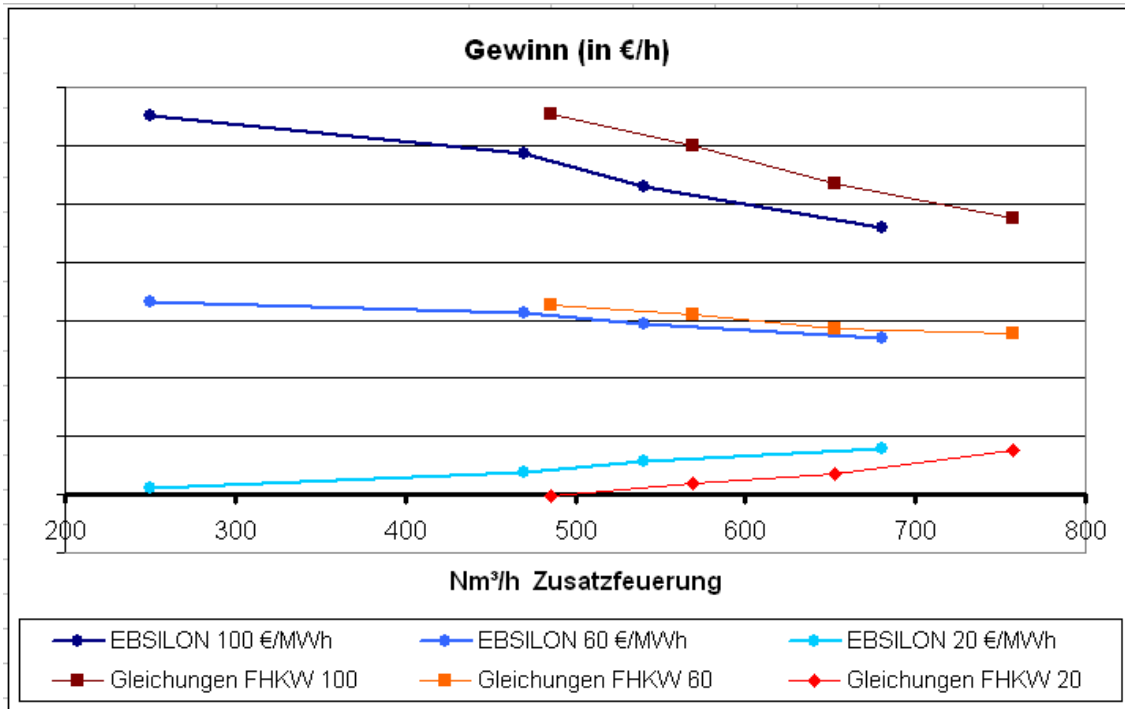


Abbildung 43: Gewinn unterschiedlicher Strompreise bei Reduktion der GT-Leistung und Erh. der ZF

Das Ergebnis in Abbildung 43 zeigt einen wirtschaftlichen Vorteil der Zusatzfeuerung gegenüber dem Betrieb der GTs unterhalb eines Strompreises von ca. 40 €/MWh und niedriger. Bei dieser Betriebsweise sollte man aber zum einen speziell auf die CO-Werte (siehe 3.3.8) achten, und zum anderen wird über längere Zeit ein Abstellen der Anlage und Betrieb der Sattdampferzeuger wirtschaftlicher sein. Deshalb wird sich diese Betriebsweise nur bei kurzzeitigen Schwankungen des Ausgleichsenergiepreises rentieren.

3.4.5 Entkoppelung der Stromerzeugung vom Wärmebedarf

Die Erzeugung des Stroms kann somit durch fünf unterschiedliche Betriebsweisen vom Wärmebedarf des Netzes entkoppelt werden:

- Nutzung des Wärmespeichers (3.4.3.1)
- Reduktion des Wärmebezugs von der AVE (3.4.3.2)
- Erhöhung der Anlagenleistung mit erhöhtem Kondensationsanteil (3.4.4.1)
- Reduktion der Dampfenahme zur Erhöhung des Kondensationsanteils (3.4.4.2)
- Zusatzfeuerung zur Reduktion der GT-Leistung (3.4.4.3)

Der letzte Punkt, die Zusatzfeuerung bei gleichzeitiger Reduktion der GT-Leistung, wird nur als Möglichkeit betrachtet, wenn der Bezug von der AVE bereits maximiert ist und wenn bei den GTs Potential zur Leistungsminderung vorhanden ist, sprich ca. zwischen 10-14 MW.

In den folgenden Beispielen werden die Möglichkeiten zur Steigerung oder Senkung der Stromerzeugung bei konstantem Wärmebedarf dargestellt. Dabei wurde ein Bezugspunkt gewählt, welcher alle Möglichkeiten und bestmöglich auch den Betrieb von einer und zwei GTs sowie mit oder ohne Zusatzfeuerung zulässt.

Die Gewinne der „Nutzung des Wärmespeichers“ sowie der „Reduktion der Dampfentnahme zur Erhöhung des Kondensationsanteils“ sind Fahrweisenanpassungen mit Änderung des Wärmespeichers und deshalb differenziert zu betrachten. Diese Fahrweisen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit eines späteren Zeitpunkts.

Beispiele zur Wirtschaftlichkeit:

Zu beachten ist, dass die Reihenfolgen der Möglichkeiten nach steigender elektrischer Ausgangsleistung gewählt wurden. Bei positiven Werten der Wärmespeichernutzung handelt es sich um einen Wärmestrom in den Speicher.

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird nun vom durchschnittlichen Preis von 60 €/MWh abgewichen um unterschiedliche Preisszenarien zu betrachten.

Tabelle 14: Möglichkeiten zur Anpassung der Stromerzeugung

Wärmebedarf	MW _{th}	Anlagenleistung / Speicherstand								Anlagenleistung / AVE							
		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Bezug AVE	MW _{th}	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	28.3	26.8	22.6	16.5	11.7	14.0	10.8	2.4
MW _{th} FHKW	MW _{th}	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	11.7	13.2	17.4	23.5	28.3	26.0	29.2	37.6
Bezug Speicher	MW _{th}	-5.7	-4.2	0	6	8.5	11.7	20.1	29.7	0	0	0	0	0	0	0	0
GTs		1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2
LeistungGT1	MW _{el}	7.50	11.00	14.59	14.59	7.50	11.00	14.59	14.59	7.50	11.00	14.59	14.59	14.59	7.50	11.00	14.59
LeistungGT2	MW _{el}	0.00	0.00	0.00	0.00	7.50	11.00	14.75	14.75	0	0	0	0	0	8	11	15
Zusatzfeuerung 1	Nm ³ /h	0	0	250	1800	0	0	250	850	0	0	250	1000	1800	0	0	250
Zusatzfeuerung 2	Nm ³ /h	0	0	0	0	0	0	250	850	0	0	0	0	0	0	0	250
LeistungDT	MW _{el}	1.29	1.36	2.07	3.86	3.99	4.22	6.04	8.00	1.29	1.36	2.07	3.86	5.28	3.99	4.21	6.04
Leistung Ges	MW _{el}	8.25	11.81	16.03	17.88	18.20	25.36	34.33	36.16	8.25	11.81	16.03	17.88	19.00	18.19	25.35	34.31
Erdgasverbrauch	Nm ³ /h	2780	3391	4376	5126	5510	6773	8764	9564	2780	3391	4376	5126	5726	5510	6773	8764
Kondensation	t/h	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.5	3.6	3.6	3.6

Wärmebedarf	MW _{th}	Anlagenleistung / Kondensationsanteil								Speicherstand / Kondensationsanteil				ZF / GT-Leistung			
		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Bezug AVE	MW _{th}	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
MW _{th} FHKW	MW _{th}	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4
Bezug Speicher	MW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5	-10	-14	0	0	0	0
GTs		1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LeistungGT1	MW _{el}	14.59	14.59	14.59	7.50	11.00	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	14.59	7.50	10.00	12.00	14.59
LeistungGT2	MW _{el}	0	0	0	7.50	11.00	14.75	14.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zusatzfeuerung 1	Nm ³ /h	250	500	1000	0	0	250	500	250	250	250	250	250	880	540	460	250
Zusatzfeuerung 2	Nm ³ /h	0	0	0	0	0	250	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LeistungDT	MW _{el}	2.07	2.85	4.63	5.20	6.05	8.65	9.53	2.07	2.62	3.34	3.67	2.64	2.46	2.32	2.07	
Leistung Ges	MW _{el}	16.03	16.72	18.37	19.32	27.08	36.85	37.70	16.03	16.50	17.19	17.50	9.49	11.82	13.68	16.03	
Erdgasverbrauch	Nm ³ /h	4376	4626	5126	5510	6773	8764	9264	4376	4376	4376	4376	3440	3764	4018	4376	
Kondensation	t/h	3.6	8.1	11.4	14.8	19.1	31.1	37.3	3.6	9.8	15.4	18.0	3.5	3.5	3.5	3.6	

... Bezugspunkt

Die Fahrweisen werden durch die Möglichkeiten der Fahrweisenanpassung oder durch die Kompensation der Fahrweisenanpassungen zur Deckung des Wärmebedarfs begrenzt.

3.4.5.1 Wirtschaftliches Ergebnis zu Basepreisen

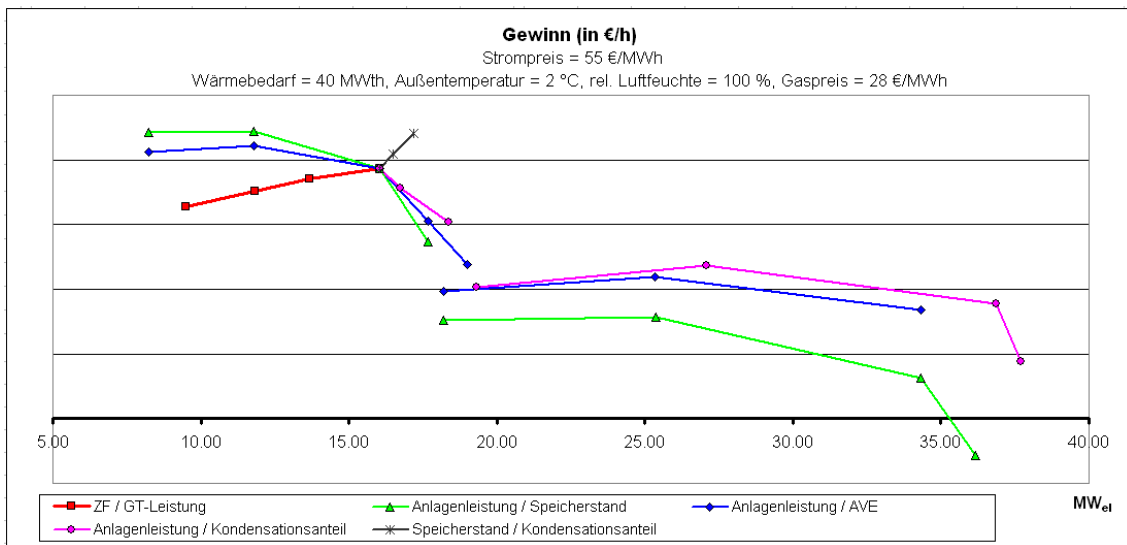


Abbildung 44: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 55 €/MWh

Bei Strompreisen von 55 €/MWh ergeben sich, entsprechend Abbildung 44, Vorteile für die anlagenleistungsreduzierenden Varianten mit maximalen Bezug von der AVE oder dem Speicher. Wie unter Punkt 3.4.4.2 bereits festgestellt wurde, müsste der Preis aber noch tiefer sein, damit sich eine Zusatzfeuerung gegenüber der GT-Leistung rentieren würde.

Bei Erhöhung der Anlagenleistung erzielt die Fahrweise mit Erhöhung des Kondensationsanteils bessere Ergebnisse als die Befüllung des Wärmespeichers. Dies liegt an der zusätzlichen Stromerzeugung im Niederdruckteil der DT wenn der Kondensationsanteil erhöht wird. Wird die Wärme allerdings in den Speicher geführt, kann sie zu einem späteren Zeitpunkt verkauft werden, wodurch diese Fahrweise bei Betrachtung eines längeren Zeitabschnittes ein besseres Ergebnis erzielen kann als jene mit erhöhtem Kondensationsanteil.

3.4.5.2 Wirtschaftliches Ergebnis bei außergewöhnlichen tiefen Preisen

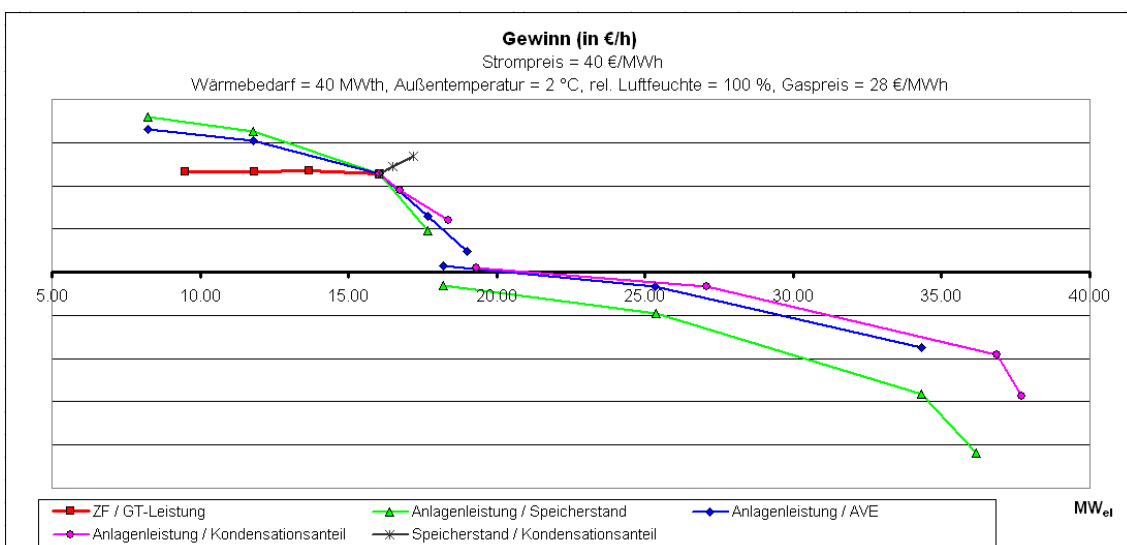


Abbildung 45: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 40 €/MWh

Bei Strompreisen von 40 €/MWh und tiefer rentiert sich wie bereits festgestellt, neben einem maximalen Bezug von der AVE und einem maximalen Bezug aus dem Speicher, bereits auch eine Reduktion der GT-Leistung mit Erhöhung der Zusatzfeuerung.

3.4.5.3 Wirtschaftliches Ergebnis zu Peakpreisen

Mit Erhöhung der Strompreise hingegen verschiebt sich die Wirtschaftlichkeit in Richtung der rechten Seite des Betriebspunktes und somit zu den Fahrweisen mit höheren Anlagenleistungen. Strompreis = 65 €/MWh:

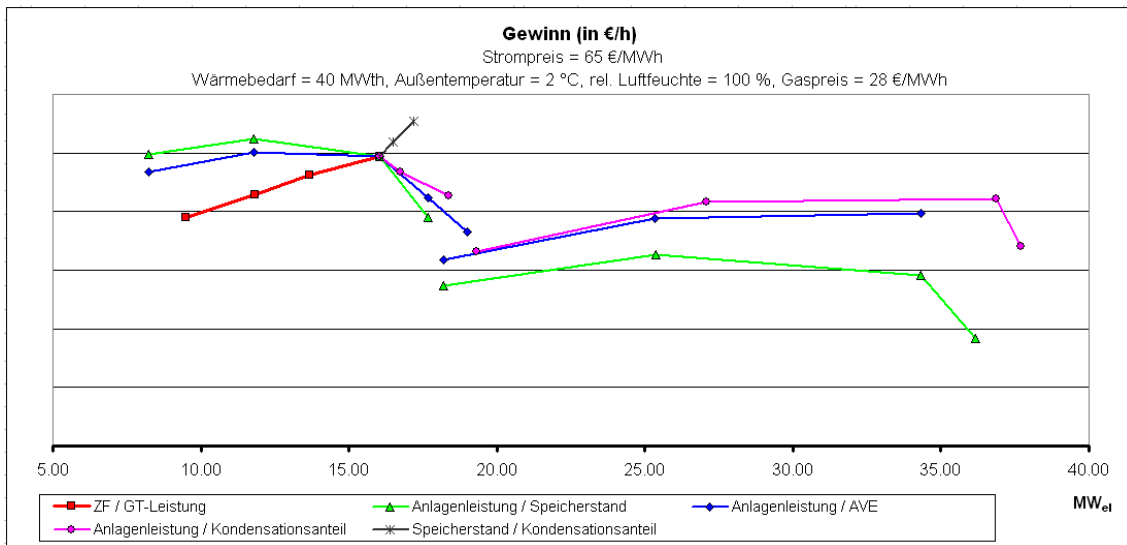


Abbildung 46: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 65 €/MWh

Bei diesem Strompreis liegt das wirtschaftliche Optimum bei weniger Bezug der AVE-Wärmeleistung als maximal möglich (der Bezugspunkt liegt nicht bei einem maximalen Bezug um Veränderungen in beide Richtungen darstellen zu können). Dementsprechend sollte bei diesem, für Peakzeiten durchaus realen Strompreis, der Bezug von der AVE reduziert werden.

Wird allerdings zu diesem Zeitpunkt mit Hilfe der AVE-Wärme der Speicher aufgefüllt, kann zu den Off-Peakzeiten die GT-Leistung noch weiter reduziert werden. Das Ergebnis dabei ist besser, als wenn zu den Peakzeiten die AVE-Wärme reduziert und zu den Off-Peakzeiten mehr Wärme durch die GTs erzeugt wird, da die Stromerzeugung bei den tiefen Basepreisen üblicherweise (abhängig vom Gaspreis) unwirtschaftlicher ist, als der Bezug von der AVE.

In Abbildung 46 ist auch ersichtlich, dass für eine Erhöhung des Kondensationsanteils der Strompreis noch nicht ausreichend hoch ist.

Die Verläufe links vom Bezugspunkt sind keine Geraden. Dies liegt zum einen daran, dass der Wirkungsgrad der Gasturbinen mit der Auslastung steigt, und zum anderen, dass im Volllastpunkt eine Zusatzfeuerung von 250 Nm³/h angenommen wird (siehe Punkt 3.3.2), welche das wirtschaftliche Ergebnis verschlechtert, aber technisch notwendig ist.

3.4.5.4 Wirtschaftliches Ergebnis zu außergewöhnlich hohen Preisen

Bei einem Strompreis von 90 €/MWh, rentiert sich bereits eine Umstellung des Betriebs von einer auf zwei GTs mit erhöhtem Kondensationsanteil. Versuche mit dem Kostenmodell zeigten, dass bei den gewählten Rahmenbedingungen der Strompreis auf einen Wert zwischen 110 und 120 €/MWh ansteigen muss, damit sich bei Betrieb einer GT die Erhöhung der Zusatzfeuerung mit erhöhtem Kondensationsanteils rentiert.

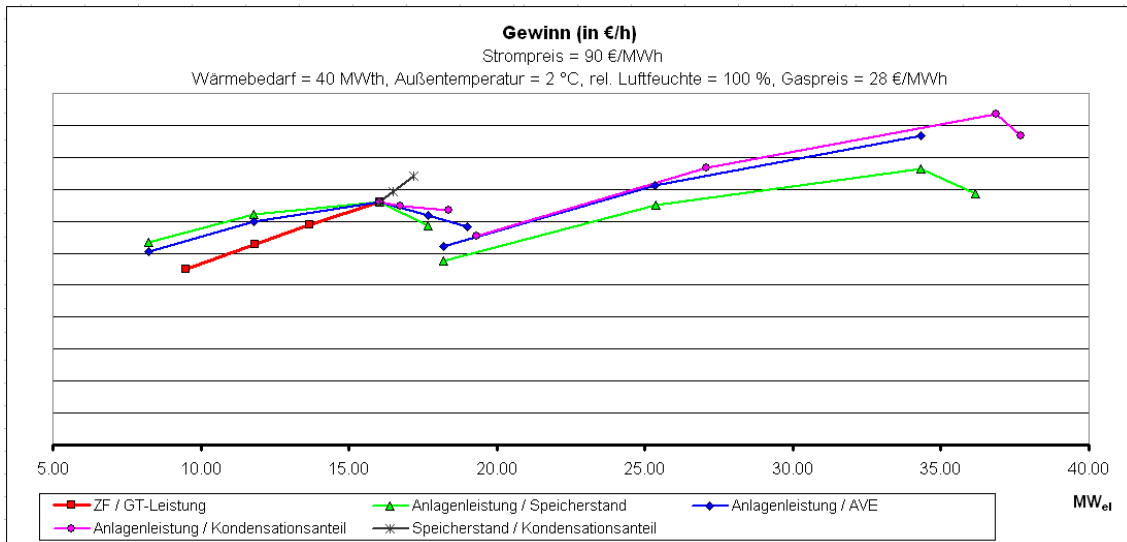


Abbildung 47: Wirtschaftliches Ergebnis Stromerzeugung, Strompreis = 90 €/MWh

3.4.6 Hohe Anlagenleistung bei hohen Strompreisen

Die unter den Punkten 3.4.3 und 3.4.4 erläuterten Freiheitsgrade in der Fahrweisen ermöglichen eine Entkoppelung der Wärme- von der Stromerzeugung. Dadurch ist es möglich, die Anlage nicht dem Wärmebedarfsverlauf, sondern dem wirtschaftlichem Optimum entsprechend zu betreiben.

Für den langfristigen Verkauf von Peak- und Basebändern an der Börse sollte die Wärmeerzeugung in der Peakperiode (Mo bis Fr, 08:00 bis 20:00 Uhr) stattfinden, da der dabei erzeugte Strom zu diesen Zeiten höhere Preise erzielt als zu den restlichen Stunden, die in die Off-Peak-Periode fallen.

Für den Verkauf an den eigenen Handel (Wels Strom) sollte die Leistung aber auch an den stündlichen Strompreisverlauf (Spotmarkt, weil am Terminmarkt keine Stundenprodukte handelbar sind) und den Strombedarf der Wels Strom angepasst werden. Dadurch werden die teureren Peaks des Handels geglättet und Kosten der Wels Strom eingespart. Würde man den Strom nur an der Börse verkaufen, wäre eine Anpassung an den Tagesstrompreisverlauf ebenfalls sinnvoll. Diese (zum Base- und Peakband) zusätzlichen Strommengen können dann aber erst am Spotmarkt verkauft werden.

Unter Punkt 3.5.4.2 werden die Strompreisverläufe beschrieben und Abbildung 48 und Abbildung 49 zeigen den durchschnittlichen, geplanten Strombedarf der Wels Strom-Kunden.

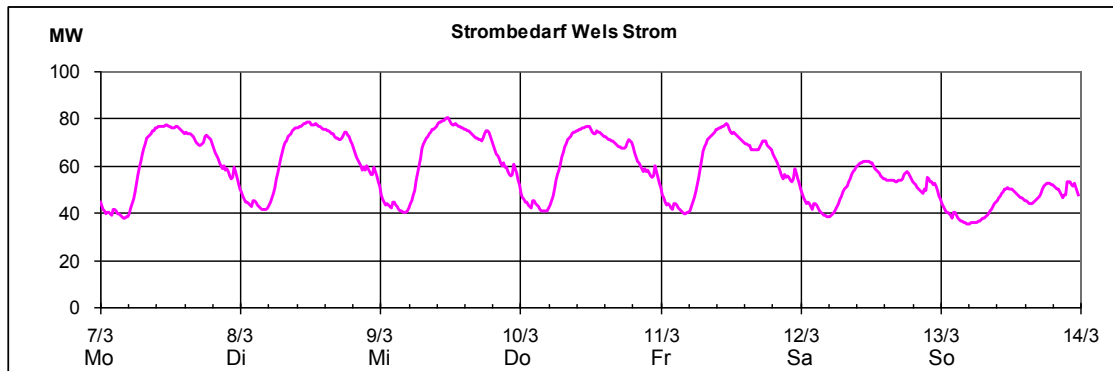


Abbildung 48: Geplanter (Jahresplanung) Strombedarf der Wels Strom, 2. Märzwoche 2011

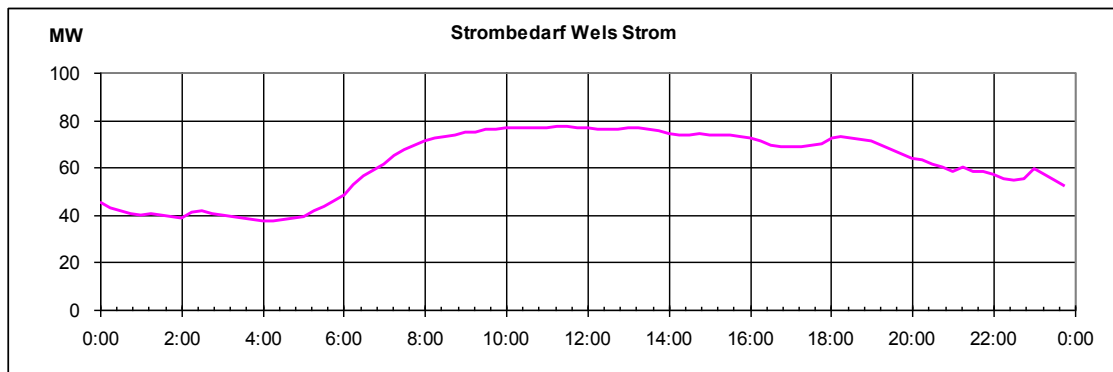


Abbildung 49: Geplanter Strombedarf der Wels Strom, Mo, 07.03.2011

An den Wochenenden wird generell aufgrund der tieferen Strompreise und aufgrund des Wegfalls des Peakbandes die maximal mögliche Leistung aus dem Wärmespeicher entnommen und die Turbinenleistungen dementsprechend minimiert. Dadurch kann unter der Woche bei höheren Strompreisen die Erzeugung erhöht und mit der überschüssigen Wärme der Speicher befüllt werden.

An den Samstagen wird aber wegen der Öffnungszeiten eines Großkunden der Wels Strom die Anlage tagsüber noch im Nennpunkt mit maximaler GT-Leistung betrieben (je nach Wärmebedarf mit einer oder zwei GTs). Ist die Wärme des Speichers und der AVE ausreichend, wird danach die Anlage von Samstagabend bis Montagmorgen abgestellt.

3.4.7 Einfluss des Ausgleichsenergiepreises auf die Fahrweise

Ausgleichsenergie wird vom Kraftwerk nur dann bezogen oder geliefert, wenn vom Fahrplan abgewichen wird. Deshalb wird dies unter Punkt 3.7 erläutert.

Es kann aber auch zu einer Nutzung des Ausgleichsenergiepreises bei der Fahrweisenplanung kommen und zwar, wenn nicht die ganze geplante Stromerzeugung des Fahrplans am Terminmarkt, Spotmarkt oder an den Handel (Wels Strom) verkauft wird. Dafür ist allerdings eine vorhersehbare Regelmäßigkeit des Ausgleichsenergiepreises nötig.

Die Betriebsleitung des FHKW ist der Meinung, dass zu bestimmten Zeitpunkten solche Regelmäßigkeiten vorhanden sind, konkrete Aufzeichnungen sind allerdings nicht vorhanden. Abbildung 51 zeigt den Ausgleichsenergiepreis im Dez. 2010. Abbildung 52 und Abbildung 51 zeigen eine höhere Auflösung einiger Tage. Auf eine detaillierte Untersuchung der Regelmäßigkeit wird an dieser Stelle aber verzichtet.

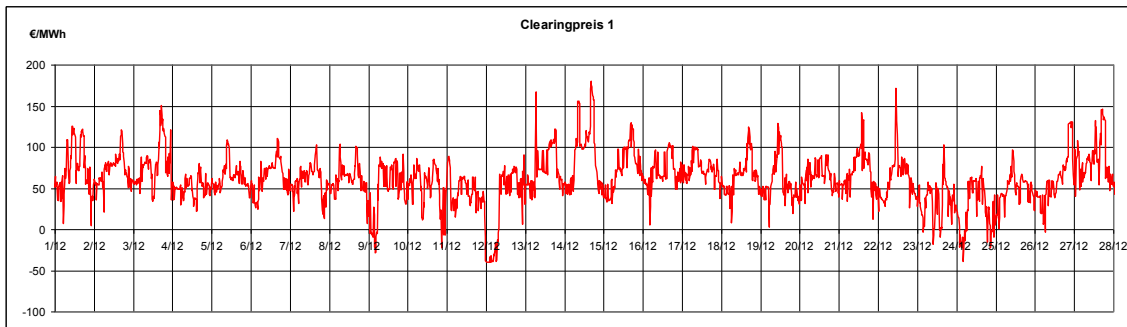
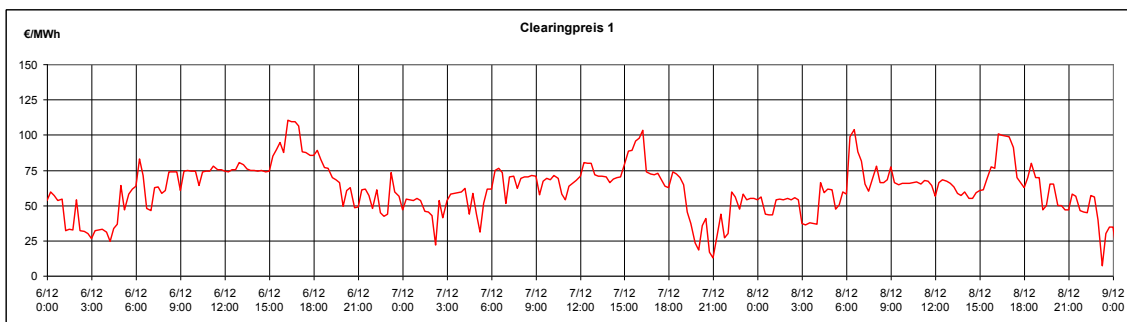
Abbildung 50: Verlauf des Ausgleichsenergiepreises im Dez. 2010⁴³

Abbildung 51: Erhöhte Auflösung einer Arbeitswoche (Mo. bis Mi.), im Dez. 2010

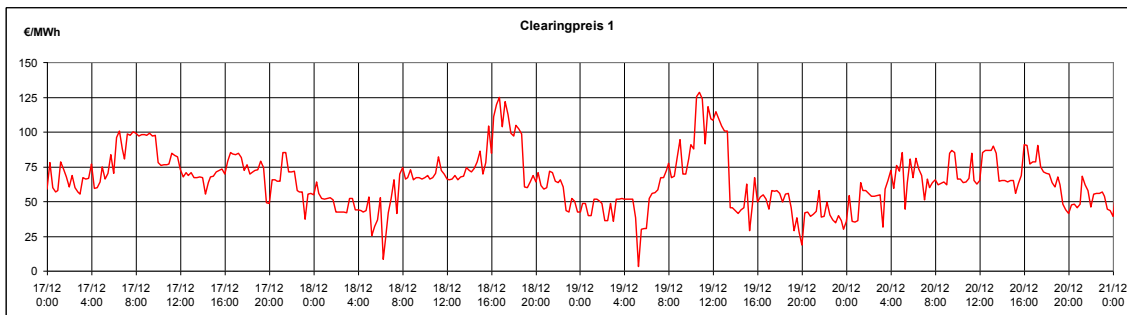


Abbildung 52: Erhöhte Auflösung eines Wochenendes (Fr. – Mo.), im Dez. 2010

3.4.8 CO- Grenzwerteinhaltung

Wie bereits unter Punkt 3.3.8.2 erläutert, führen die CO-Vorschriften ab 2012 zu einer Fahrweisedvorgabe über sechs Stunden am Tag. Zu diesen sechs Stunden muss die Anlage mit maximaler GT-Leistung und minimaler Zusatzfeuerung betrieben werden. Auch die maximale Anlagenleistung mit einer Zusatzfeuerung über ca. 1500 Nm³/h wäre zulässig, ist über diesen langen Zeitraum bei üblichen Peakstrompreisen aber nicht wirtschaftlich.

⁴³ Quelle: APCS

3.4.9 Sommerbetrieb

Im Sommer ist der Wärmeabsatz erheblich geringer. Üblicherweise kann dieser durch die Wärme der AVE abgedeckt werden (siehe 3.5.4.1). Kommt es zu Ausfällen der AVE stehen die Sattdampferzeuger zu Verfügung.

Damit sich ein Hochfahren bzw. ein Nicht-Abstellen der Anlage rentiert, muss der Ertrag der Stromerzeugung die zusätzlichen (im Vergleich zu den Sattdampferzeugern) verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten decken (siehe 3.3.11).

Zu beachten ist auch ein geringerer Wirkungsgrad der gesamten Anlage bei höheren Temperaturen.

3.4.10 Kosten und Erträge

Zur Ermittlung des Gewinns bzw. des Deckungsbeitrages der Fahrweisenplanung ist die Bewertung aller Prozesse im FHKW nötig. Die unterschiedlichen Kosten und Erträge werden wie folgt unterteilt und bewertet.

3.4.10.1 Kapitalgebundene Kosten

Die für jeden Betrieb anfallenden Fixkosten können durch die Fahrweisenplanung bzw. die Fahrweise nicht beeinflusst werden und werden daher in dieser Arbeit nicht weiter beachtet.

3.4.10.2 Betriebsgebundene Kosten

Diese Kosten bestimmen über den Einsatz von einer oder zwei Gasturbinen und den Sommerbetrieb:

- Betriebskosten Gasturbine: **70 €/h/GT**
 - ⇒ Dieser Wert wird durch die Investition, Instandhaltung und Laufzeit von 30.000 Betriebsstunden je Gasturbine ermittelt.
- Anlaufkosten Gasturbine (in €/Start)
 - ⇒ Jeder Start einer Gasturbine im kalten Zustand wird mit dem Verlust von sieben Betriebsstunden der Laufzeit bewertet. Inwiefern sich diese Kosten mit steigender Turbinentemperatur verringern wurde im FHKW nicht untersucht.
- Betriebskosten bei Anlagenstillstand (in €/Monat)
 - ⇒ Im FHKW wird ein Anfahren der GTs (bzw. einer GT) aus dem Stillstand (konservierter Zustand im Sommer) mit zusätzlichen Betriebskosten von 10.000 Euro für einen Monat gegenüber dem Betrieb mit den Sattdampfkesseln bewertet.

3.4.10.3 Verbrauchsgebundene Kosten

Eine Erhöhung der Frischdampfmenge durch die Gasturbinen oder Zusatzfeuerung zieht eine Erhöhung des Gasverbrauchs mit dementsprechenden Kosten mit sich. Unter Punkt 3.3.4 wird dieser Zusammenhang angegeben.

3.4.10.3.1 Kosten für das Erdgas

Da das Erdgas in MWh eingekauft wird, wird auch der Gasbezug auf diese Einheit umgerechnet:

$$\text{Brennstoffkosten} = \text{Gaspreis} * \text{GasverbrauchFHKW} * 1,12 / 100$$

Gaspreis... Gaspreis, Mittelwert der Erdgaspreisabsicherungen in €/MWh

1,12/100... Faktor aus dem Heizwert und der Gasdichte in MWh/Nm³

Aus dem Jahresfahrplan resultiert ein voraussichtlicher Gasbezug. Der Gaspreis dafür kann zur Einschränkung von Risiken, ähnlich dem Terminmarkt des Stromhandels, finanziell abgesichert werden. Im FHKW wird eine solche Absicherung in einem 3-monatigen Intervall, über je eine Teilmenge, durchgeführt.

Mindestens 75 % dieser vereinbarten Menge müssen bezogen werden. Falls weniger bezogen wird, muss die Differenz auf diese Mindestmenge dennoch bezahlt werden. Ein höherer Bezug als vereinbart stellt ein kleineres Problem dar, da die zusätzliche Menge am Gasmarkt zugekauft werden kann; allerdings zu den dann angebotenen Preisen.

Bei der Planung muss auch der Richtwert für den laufenden Bezug beachtet werden (siehe 3.3.5).

3.4.10.3.2 CO₂-Zertifikate

Unter Punkt 3.3.8.1 wurde kurz auf die CO₂-Situation des FHKWs eingegangen. Wie dort erwähnt, werden ab dem Jahr 2013 Kosten für die Zertifikate fällig. Ähnlich wie für Strom und Gas existiert auch für diese Zertifikate bereits ein Markt mit Börsen. Demzufolge wird es auch dabei zu Preisschwankungen kommen.

Auch durch den Wärmebezug von der AVE werden der Verbrauch und somit diese Kosten beeinflusst:

- Wärmepreis AVE (in €/MWh)
 - ⇒ Wird jährlich mit einem Jahr Gültigkeit ausgehandelt.

Der erzeugte Frischdampf kann dann sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Wärmeproduktion verwendet werden, und diese beiden Prozesse erzeugen unterschiedliche Kosten:

3.4.10.3.3 Verbrauchsgebundene Kosten durch Erhöhung der Stromerzeugung

- Netzverlustentgelt (in €/MWh_{el})
 - ⇒ *Durch das Netzverlustentgelt werden dem Netzbetreiber jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die Beschaffung der für den Ausgleich von Netzverlusten erforderlichen Energiemengen entstehen. Für die Bemessung des Netzverlustentgeltes ist ein arbeitsbezogener Netzverlustpreis tarifmäßig zu bestimmen (Systemnutzungstarife-Verordnung, SNT-VO).⁴⁴*

FHKW Netzverlustentgelt = 0,5 €/MWh

- Systemdienstleistungsabgabe (in €/MWh_{el})
 - ⇒ *Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch Sekundärregelung auszugleichen. Für die Bemessung des Systemdienstleistungsentgelts bestimmt die Energie-Control Austria einen arbeitsbezogenen Systemdienstleistungspreis.⁴⁵*

FHKW Systemdienstleistungsentgelt = 0,97 €/MWh

3.4.10.3.4 Verbrauchsgebundene Kosten durch Erhöhung der Wärmeproduktion

- Erdgasabgabe: **0,66 €/Nm³**
 - ⇒ **= Erdgasgesamtverbrauch – (Stromerzeugung /0,45) * 100 * 0,66**

Der Erdgasgesamtverbrauch beinhaltet dabei auch die Sattdampferzeuger.

In Österreich wird nach dem Erdgasabgabegesetz⁴⁶ für den Verbrauch von Erdgas eine Abgabe in Höhe von 66 Cent/Nm³ verrechnet.

Erdgas, welches der Stromproduktion dient, ist von dieser Abgabe ausgenommen, da die Abgabe über den Strompreis beglichen wird. Deshalb muss bei KWK-Anlagen zwischen Erdgas zur Stromerzeugung und Erdgas ausschließlich zur Wärmeproduktion unterschieden werden. Im FHKW wird für diese Unterscheidung die „Pauschalmethode“ der Energieabgaben-Richtlinie verwendet, welche einen elektrischen Wirkungsgrad von 45 % (ab 2012, zuvor 44 %) festlegt⁴⁷.

Andere Methoden würden nach Angaben der Betriebsleitung zu besseren Ergebnissen führen, werden in Österreich derzeit aber trotz befürwortender Gutachten vom Finanzamt nicht anerkannt.

Für die Gasmenge, welche durch einen schlechteren elektrischen Wirkungsgrad als 45 % mehr verbraucht wurde, muss deshalb diese Abgabe gezahlt werden.

⁴⁴ Zitat: E-Control: Netzverlustentgelt

⁴⁵ Zitat: E-Control: Systemdienstleistungsabgabe

⁴⁶ Vgl. Ergasabgabegesetz (2011)

⁴⁷ Vgl. Energieabgaben-Richtlinien (2011), S. 20-6

3.4.10.4 Ertrag durch den Verkauf von elektrischer Energie

Der Strompreis wird in einem Prozess erstellt, welcher sich über die Jahres- (Terminmarkt, siehe Punkt 3.5.3) und Tagesplanung (Spotmarkt, siehe Punkt 3.6.4) bis nach der Lieferung (Ausgleichsenergie, siehe Punkt 3.7.3) erstreckt. Dieser Preis ergibt mit der Stromerzeugung einen Teil des Jahresertrags.

Stromverkaufsertrag =

$$\begin{aligned}
 & \text{BaseMWh}_{\text{Jahresplan}} \times \text{Basepreis}_{\text{Terminkontrakt}} \\
 & + \text{PeakMWh}_{\text{Jahresplan}} \times \text{Peakpreis}_{\text{Terminkontrakt}} \\
 & + (\text{GesamtMWh} - \text{BaseMWh} - \text{PeakMWh})_{\text{Jahresplan}} \times \text{Handelspreis}_{\text{FHKW}} \\
 & + \text{WasserkraftMWh}_{\text{Jahresplan}} \times \text{Handelspreis}_{\text{Wasserkraft}} \\
 & \quad + (\text{MWh}_{\text{Tagesplan}} - \text{MWh}_{\text{Jahresplan}})_{\text{FHKW}} \times \text{Spotpreis} \\
 & \quad + (\text{MWh}_{\text{Tagesplan}} - \text{MWh}_{\text{Jahresplan}})_{\text{Wasserkraft}} \times \text{Spotpreis} \\
 & \quad \quad + (\text{MWh}_{\text{geliefert}} - \text{MWh}_{\text{Tagesplan}})_{1/4\text{-stündlich, FHK}} \times \text{Ausgleichsenergiepreis} \\
 & \quad \quad + (\text{MWh}_{\text{geliefert}} - \text{MWh}_{\text{Tagesplan}})_{1/4\text{-st, Wasserkraft}} \times \text{Ausgleichsenergiepreis}
 \end{aligned}$$

GesamtMWh... Stromerzeugung des FHKWs in MWh

Handelspreis... Preis für den Handel des E-Werks in €/MWh

Die Absätze in der Formel unterscheiden die Schritte, wie sich der Stromverkaufsertrag über die Jahres- und Tagesplanung sowie dem Ausgleichsenergiehandel verändert.

Für die Planung besteht das Problem, dass zum Zeitpunkt des Verkaufs die Preise für den Spot- und Ausgleichsenergiemarkt noch nicht feststehen.

3.4.10.5 Ertrag durch den Verkauf von Wärme

Der zweite Teil des Jahresertrags wird durch den Verkauf von Wärme erwirtschaftet. Wie unter Punkt 3.2 bereits erwähnt, wird der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes Wels zu einem jährlichen Fixpreis pro MWh abgenommen. Über den aktuellen Wärmebedarf hinausgehende produzierte Wärme muss gespeichert werden, oder sie geht an die Umgebung verloren.

3.5 Jahresplanung

Die Betriebsleitung des FHKWs erstellt, in Zusammenarbeit mit dem E-Werk, eine erste Version der Jahresplanung für das Jahr j mit Ende Juni des Jahres $j-2$. Eine letzte Möglichkeit der Korrektur besteht bis zum Juni des Folgejahres $j-1$.

Die Jahresplanung kann in 3 Schritte unterteilt werden:

1. Erstellung des Jahresfahrplans (3.5.1)
2. Berechnung des jährlichen Rohertrags (3.5.2)
3. Absicherung der Strompreise am Terminmarkt und des Gaspreises (3.5.3)

Im Anschluss an die Beschreibung der drei Schritte werden Daten ausgewertet, wie sie auch als Basis für neue Jahresplanungen dienen.

3.5.1 Erstellung des Jahresfahrplans

Für die Jahresplanung wird ein Fahrplan der Anlage erstellt, welcher die zu erzeugende Wärme- und Stromleistung festlegt. Dieser Plan wird zu Viertelstundenwerten erstellt und dient neben organisatorischen Zwecken vor allem zur Ermittlung und Verhandlung von Mengen und Preisen des Strom-, Gas- und Wärmehandels.

Ausgangspunkt für die Erstellung ist der erwartete Wärmebedarf. Dieser wird, so wie die Außentemperatur, über einen Monatsmittelwert angenommen.

Die Außentemperatur begrenzt die Spitzenleistung der Gasturbinen. Deshalb würde ein simulierter Tagestemperaturverlauf eine Anpassung der Spitzenleistungen der GTs mit sich ziehen und daher das Ergebnis etwas verfeinern. Die detaillierte Vorgabe des Wärmebedarfs im Tagesverlauf würde dagegen keine Vorteile mit sich bringen, denn die Fahrweise über den Tag wird grundsätzlich an die Strompreisperioden Peak und Off-Peak angepasst, und zeitliche Abweichungen zwischen Wärmeproduktion und -bedarf können über den Speicher abgepuffert werden. Daher ist nur der Mittelwert des Tageswärmebedarfs in der Jahresplanung von Interesse.

Das heißt aber auch, dass die Jahresplanung mit einem täglich gemittelten Wärmebedarfsdurchschnitt ein genaueres Ergebnis erzielen würde als mit einem monatlichen. Wie in Abbildung 53 ersichtlich wurde dies im Jahr 2011 für die erste Jännerwoche aufgrund der Weihnachts- und Neujahrsferien gemacht.

Es gibt keine Auswertungen über das Ergebnis dieser Erhöhung der Planungsgenauigkeit. Ein wirtschaftlicher Erfolg kann jedenfalls nicht garantiert werden, da eine Abweichung der Jahresplanung zum Tagesplan je nach Preisverhalten zu einem Gewinn oder Verlust führen kann. Allerdings wird durch den höheren Detailliertheitsgrad in der Planung zumindest das Risiko eines Verlusts reduziert.

Rückblickend sah Betriebsleitung jedoch keinen wesentlichen Vorteil in dieser verfeinerten Planung des Wärmebedarfs und plant für das nächste Jahr 2012 wieder mit dem monatlichen Mittelwert auch in der ersten Jännerwoche.

Unter Einhaltung der technischen Rahmenbedingungen (siehe Punkt 3.3) wird nach den Aspekten der Fahrweisenplanung (Punkt 3.4) der dem Wärmebedarf entsprechende Anlagenbetrieb ermittelt.

Aufbereitet ergeben sich Kurvenverläufe wie sie in Abbildung 53, für Jänner bis März 2011, Abbildung 54, für die zweite Woche des Jahres 2011 und Abbildung 55, für Dienstag den 11.01.2011 dargestellt sind.

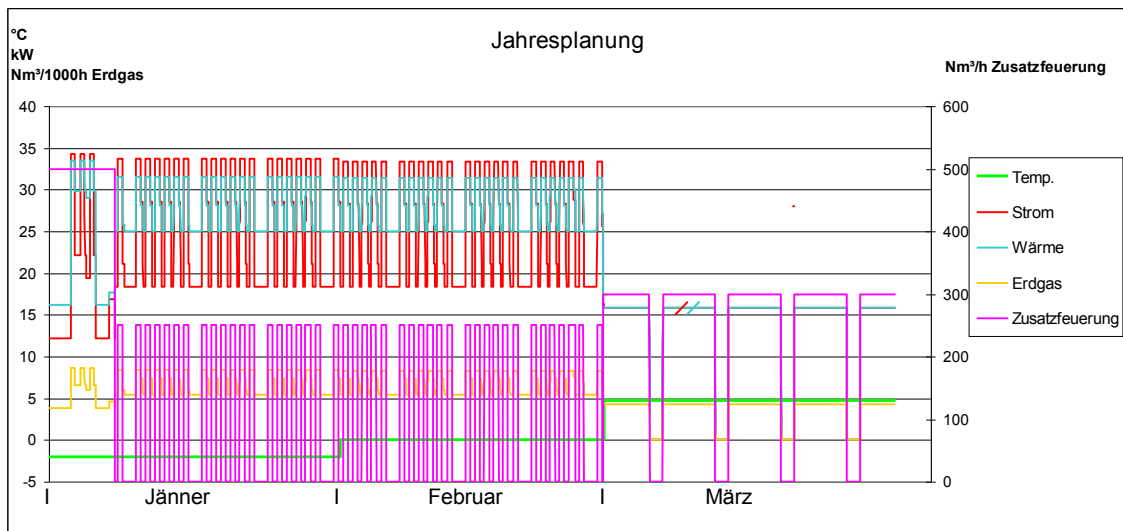


Abbildung 53: Jahresplanung von Jänner bis März 2011

Im Frühling und Herbst verhindert der geringe Wärmebedarf den Betrieb beider GT's, da sich diese nicht durchgehend im Teillastbetrieb befinden sollten. Bei der Planung des März 2011 war eine GT allerdings auch bei durchgehendem Volllastbetrieb von Montagmorgen bis Samstagabend nicht ausreichend, deshalb musste die Zusatzfeuerung erhöht werden. Laut Abbildung 53 entsprach dies im monatlichen Durchschnitt 50 Nm³/h mehr, von 250 auf 300 Nm³/h.

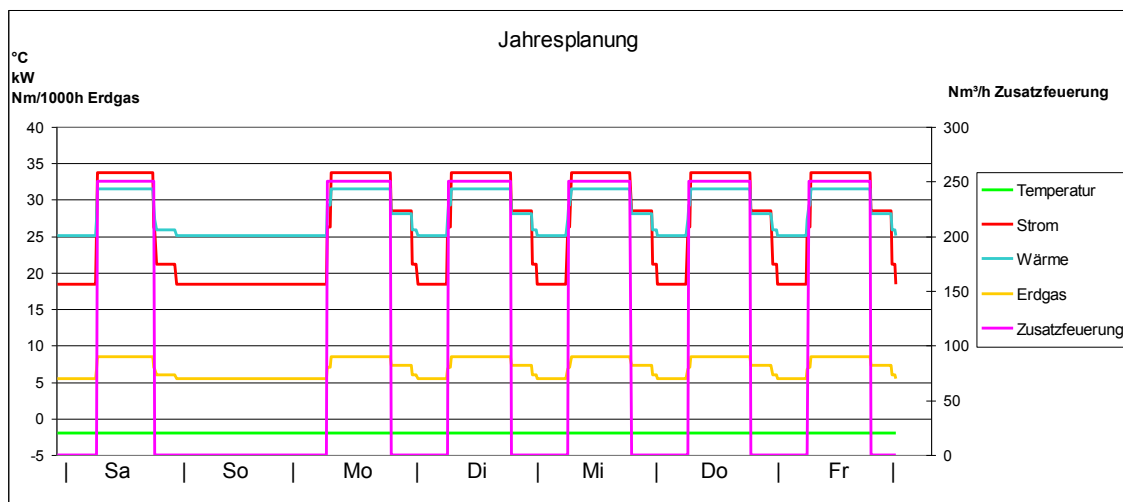


Abbildung 54: Jahresplanung, 2. Woche 2011

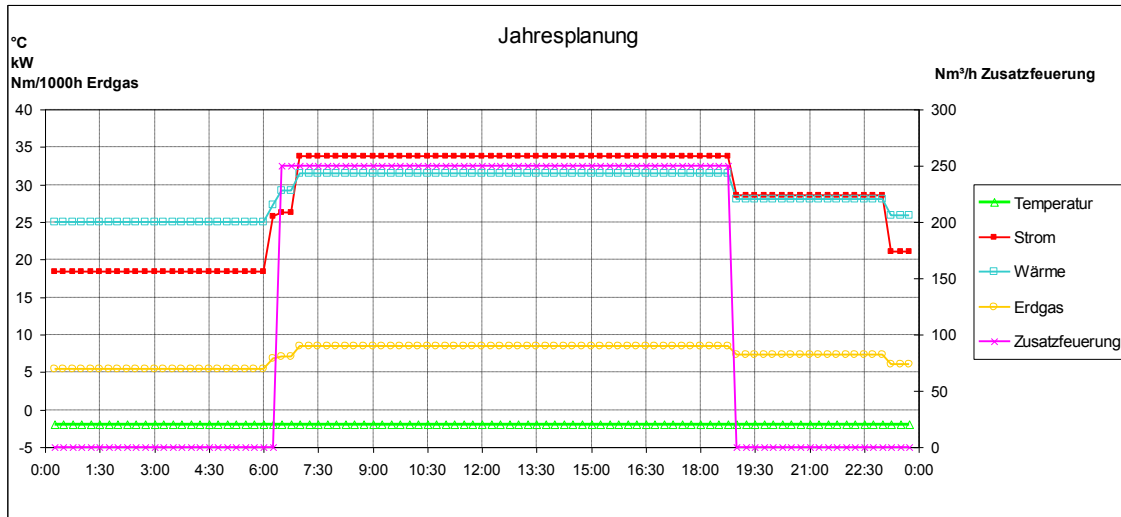


Abbildung 55: Jahresplanung, Di, 11.01.2011

Peak- und Basezeiten formen den Fahrplan zu einem Betrieb der Anlage im Nennpunkt (max. GT-Leistung bei 250 Nm³/h Zusatzfeuerung) von Montag bis Freitag in der Zeit von 08:00 bis 20:00 Uhr. Zu den restlichen Zeiten wird die Leistung soweit abgesenkt, dass die Wärmeerzeugung im Tagesmittel dem Wärmebedarf entspricht, zuzüglich der Wärme für den Speicher (positiv oder negativ).

Durch den Verkauf an den Wels Strom Handel wird die Anlage nicht exakt dem Peakblock entsprechend von 08:00 bis 20:00 Uhr gesteuert. Dem Spotstrompreisverlauf (weil Stundenprodukte nicht am Terminmarkt gehandelt werden können) und dem Strombedarf der Wels Strom entsprechend beginnt man früher und reduziert erst später (siehe Punkt 3.4.6)

3.5.2 Berechnung des jährlichen Rothertrages

Aus dem Fahrplan lässt sich über die entsprechenden Wirkungsgrade (siehe Punkt 3.3) ein voraussichtlicher Gasbezug berechnen. Über den Gaspreis, welcher erst in weiterer Folge schrittweise fixiert wird (siehe Punkt 3.4.10.3.1), erhält man die Brennstoffkosten. Und mit den voraussichtlichen Erträgen aus Strom- und Wärmeerzeugung und einer Reihe weiterer Kosten und Abgaben (welche für die Optimierung allerdings nicht relevant sind) wird schließlich ein Energiejahresplan erstellt.

3.5.3 Absicherung der Strompreise und des Gaspreises

Ist der Jahresenergieplan erstellt, werden im Laufe der Zeit bis zur Lieferperiode die Preise für den Strom und das Gas abgesichert. Der Vorgang für die Erdgasabsicherung wurde bereits unter Punkt 3.4.10.3.1 erläutert.

Der Verkauf des Stroms an der Börse findet üblicherweise ein bis sechs Monate vor Lieferung statt. Da dies ein wesentlicher Punkt zur Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkbetriebs ist, wird der Ablauf für das laufende Jahr 2011 erklärt. Die Jahresplanung dafür begann im Juni 2009. Als gegenwärtiger Bezugspunkt ist der Juni 2011 anzusehen:

Anhand des Jahresfahrplans wurde beschlossen, dass je ein Band von 6 MW Base und 8 MW Peak für Jänner, Februar, November und Dezember, und je 6 MW (Base und Peak) im März an der Börse verkauft werden. Monatsprodukte (im FHKW werden Phelix-Base/Peak-Month-Futures gehandelt) können ab neun Monaten vor dem Liefermonat gehandelt werden. Somit wäre dies für den Jänner 2011 ab April 2010 möglich gewesen. Die Betriebsleitung entschloss sich im November 2010, einen Teil, und im Dezember 2010 den Rest der geplanten Mengen für Jänner bis März 2011 am Terminmarkt zu verkaufen.

Der Strom für November und Dezember 2011 ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht verkauft. Das Baseband hätte man, Abbildung 56 und Abbildung 57 entsprechend, am 20.06.2011 zu einem Preis von 67,12 €/MWh für den November und 63,43 €/MWh für den Dezember, am Terminmarkt der EEX verkaufen können. Gleiches gilt auch für das Peakband, aber zu höheren Preisen.

Die unter diesem Punkt dargestellten Diagramme entstammen der Webseite der EEX⁴⁸.

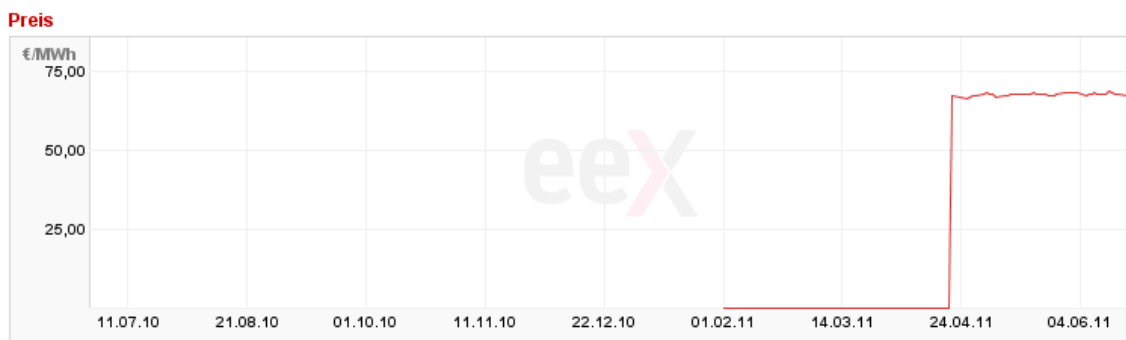


Abbildung 56: Phelix Baseload Month Futures (Nov-11), am 20.06.2011

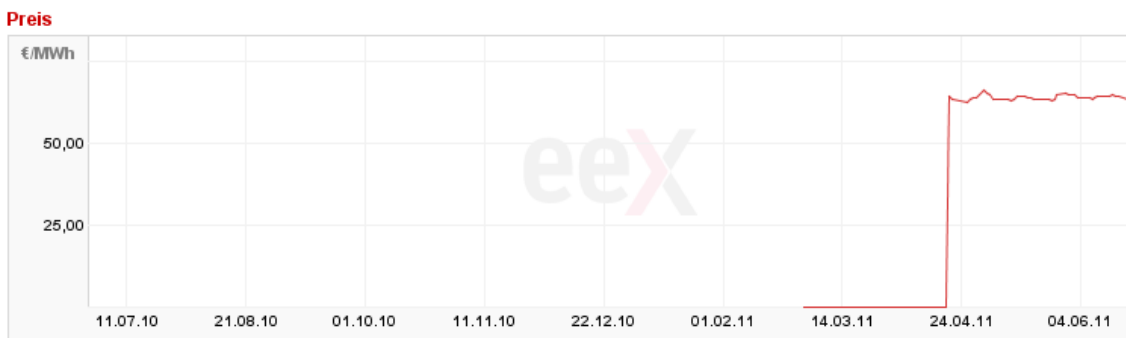


Abbildung 57: Phelix Baseload Month Futures (Dec-11), am 20.06.2011

Betrachtet man nun allerdings den Terminmarkt für ein näher liegendes Monat (siehe Abbildung 58 für den Juli 2011), lässt dies ein Warten bis kurz vor der Lieferperiode als vorteilhaft erscheinen.

⁴⁸ Quelle: EEX



Abbildung 58: Phelix Baseload Month Futures (Jul-11), am 20.06.2011

In den letzten Wochen ist der Preis etwas gefallen. Üblicherweise steigt er aber bei konstanten Marktverhältnissen mit Annäherung an die Lieferperiode.

Erwartet man am Spotmarkt einen niedrigeren Preis als am Terminmarkt, kann man durch verkaufen von einer größeren Menge als durch die im Jahresplan festgelegte Erzeugung möglich, einen Gewinn erzielen. Wird weniger als laut Jahresplan erzeugt verkauft, muss zusätzlich noch am Spotmarkt zugekauft werden. Dies wird man deshalb eher machen, wenn man einen Anstieg der Strompreise erwartet. Beide Szenarien sind aber spekulativ und werden deshalb im FHKW nicht angewandt.

Der Verkauf des Stroms am Terminmarkt ist nicht verpflichtend. Werden keine längerfristigen Verkäufe getätigt, so besteht die nächste Möglichkeit des Verkaufs am Spotmarkt. Dabei werden auch die Abweichungen der Tages- zur Jahresplanung gehandelt.

Diese weiteren Schritte werden somit im Kapitel 3.6 der Tagesplanung erläutert.

3.5.4 Datenauswertung

Die Jahresplanung wird hauptsächlich durch die Betriebsleitung des Kraftwerks auf Basis Ihrer Erfahrung erstellt, Berechnungen dienen nur unterstützend. Um die Annahmen begründen bzw. nachvollziehen zu können, ist eine Auswertung von Daten und Jahresberichten unerlässlich. Unter diesem Punkt werden deshalb die wichtigsten Daten des letzten Jahres aufbereitet, welche für die Erstellung von Jahresfahrplänen wesentlich sind. Es werden zwei Themenbereiche unterteilt:

1. Jahresbericht
2. Strompreisentwicklung

3.5.4.1 Jahresbericht

In Abbildung 59 werden die wichtigsten Energieflüsse im FHKW des Jahres 2010 graphisch dargestellt. Der Bereich von April bis September wurde in Abbildung 60 detaillierter aufbereitet.

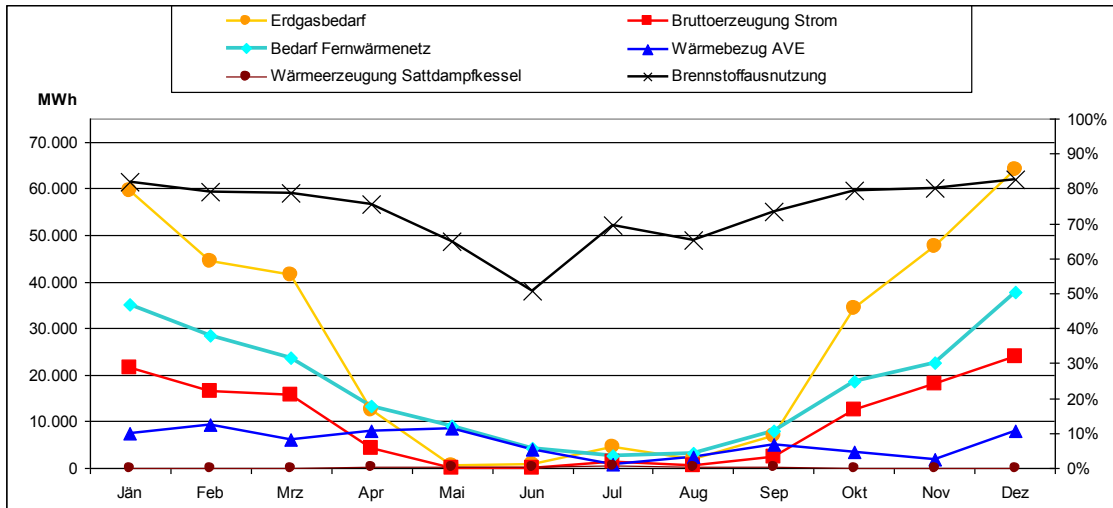


Abbildung 59: Jahresenergiebericht FHK 2010

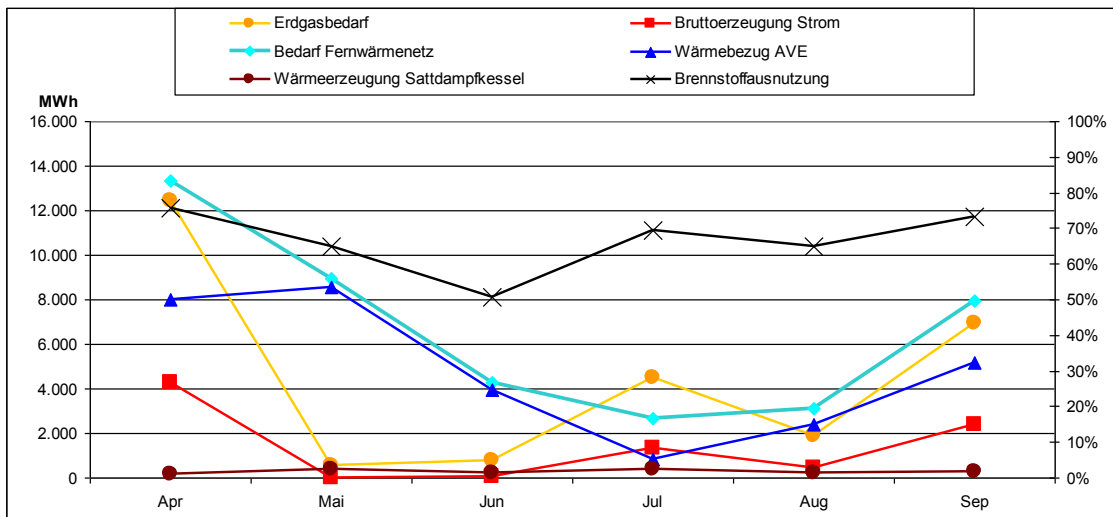


Abbildung 60: Detailansicht Jahresenergiebericht FHK 2010

Interpretation:

Betriebszeit der Anlage

Die Stromproduktion zeigt, dass die Anlage im Jahr 2010 auch im April, Juli, August und September zeitweilig in Betrieb war.

Anlagenstillstand / Revision FHKW

Der Verlauf der Stromproduktion lässt auch darauf schließen, dass die Anlage während des Monats April aufgrund des geringen Wärmebedarfs abgestellt wurde und den ganzen Mai und Juni stillstand. Da die Wärmeversorgung durch die AVE abgedeckt werden konnte, war auch der Einsatz der Sattdampferzeuger nur selten nötig und dementsprechend sind sowohl Wärmezeugung als auch Erdgasbedarf sehr gering.

Von Mai auf Juni steigt der Erdgasbedarf bei sinkendem Betrieb der Satttdampfkessel leicht an, dies deutet auf ein wiederholtes Anfahren der Satttdampfkessel mit kürzeren Betriebszeiten hin. Die meiste Wärme konnte aber ohnedies durch die AVE erzeugt werden.

Ausfall der Wärmelieferung AVE

Im Juli kam es zu einem Ausfall der AVE, ersichtlich durch die Differenz von Wärmebedarf und AVE-Wärme. Das FHKW wurde hochgefahren und der Erdgasbedarf stieg dementsprechend. Da auch wieder Strom erzeugt wurde stieg auch die Brennstoffausnutzung.

Der Betrieb der Satttdampfkessel dürfte vor dem Hochfahren der Anlage stattgefunden haben.

Im August konnte die AVE wieder Wärme erzeugen, das FHKW wurde abgestellt und der, wenn auch geringe, Betrieb der Satttdampferzeuger wurde wieder zum bestimmenden Parameter der Brennstoffausnutzung, wodurch diese wieder sank.

Im September konnte der Wärmebedarf durch die AVE alleine nicht mehr gedeckt werden und das FHK wurde wieder hochgefahren. Der Rückgang des AVE-Bezugs im Oktober und November lässt darauf schließen, dass die AVE auch im Herbst Betriebsprobleme hatte. Der Betrieb der Satttdampfkessel dürfte auch im September vor dem Start des FHKWs erfolgt sein.

Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad ist das Verhältnis der Nutzenergie (Strom plus Wärme) zur eingesetzten Brennstoffenergie. Bei Einsatz der Satttdampferzeuger ist dieser am geringsten, da keine Stromproduktion an die Wärmeerzeugung gekoppelt ist. Allerdings sinkt sie auch mit dem Wirkungsgrad der Gasturbinenanlage bei zunehmend höheren Temperaturen, je mehr man sich dem Sommer nähert.

3.5.4.2 Strompreisentwicklung

Für sämtliche Entscheidungen bezüglich der Fahrweise sind die Strompreise wesentlich. Ihre Vorhersage ist aufgrund der starken Volatilität immer mit Unsicherheiten verbunden. Allerdings unterliegen Strombedarf und -erzeugung im europäischen Netz Regelmäßigkeiten, und deshalb sind zumindest die Strukturen der Strompreisverläufe von Tages-, Wochen- (was in den Monatsbetrachtungen besser ersichtlich ist) und Jahresauswertungen aussagekräftig.

Anmerkung: Durch die Tendenz zur dezentralen Energieversorgung, vor allem mit Photovoltaik und Windenergie, sinkt diese Aussagekraft. Strompreise werden daher in Zukunft noch schwieriger planbar werden.

KWK Förderung

Mit Verweis auf Anhang B bestand für das FHKW ein Unterstützungstarif für KWK-Strom bis zum Jahr 2008. Dementsprechend zählen derzeit die konventionellen Börsenpreise.

Entsprechend Punkt 3.4.10.3.4 muss für das Erdgas, welches zur gekoppelten Stromerzeugung genützt wird, keine Erdgasabgabe gezahlt werden. Dies gilt allerdings auch für stromerzeugende Anlagen ohne KWK und führt deshalb zu keinem Marktvorteil.

Spotpreise

Die unter diesem Punkt verwendeten Graphiken entstammen der Webseite der EEX⁴⁹.

Preis

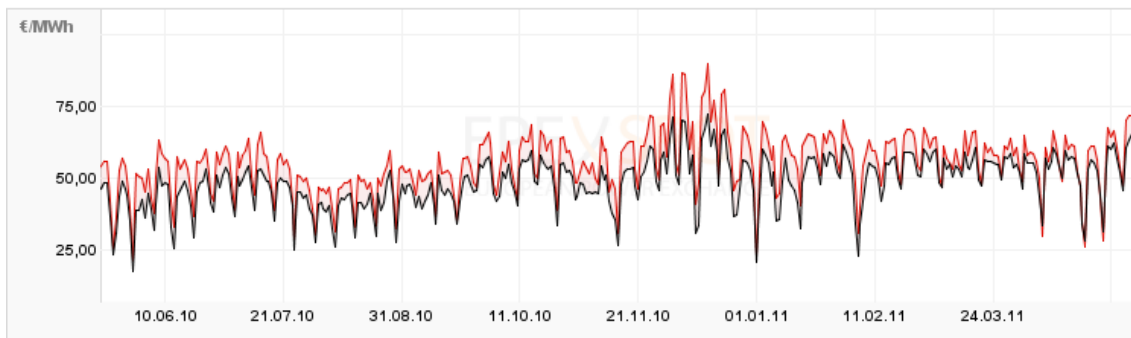


Abbildung 61: Jährliche Strompreisentwicklung am Spotmarkt, 2010-2011

Preis

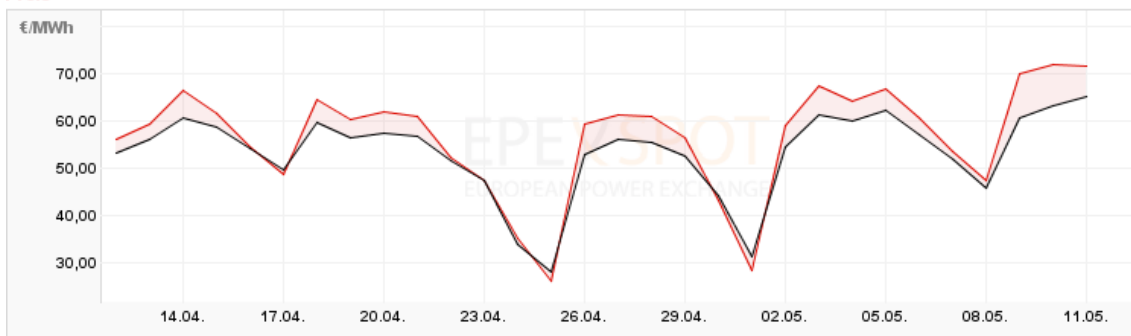


Abbildung 62: Monatliche Strompreisentwicklung am Spotmarkt, April 2011

— PHELIX Peak — PHELIX Base

Bei den in Abbildung 62 ausgeprägten Preistälern um den 17. und 25. April sowie den 1. und 8. Mai handelt es sich um Sonntage. In Abbildung 61 ist ersichtlich (beide Graphen enden mit demselben Tag), dass dieser Ausschnitt von Mitte April bis Mitte Mai repräsentativ für die tiefen Preise am Wochenende ist. Außergewöhnlich ist aber, dass in diesem Monat am Wochenende sogar die Peak- unter den Basepreisen liegen (am Wochenende wird kein Peakband verkauft, dementsprechend sind die Peakpreise nur der Durchschnittswert von 08:00 bis 20:00 Uhr).

Für die Planung des Tagesverlaufs des Anlagenbetriebs ist der Strompreisverlauf über den Tag von Bedeutung (siehe Abbildung 63).

⁴⁹ Quelle: EEX

Preis

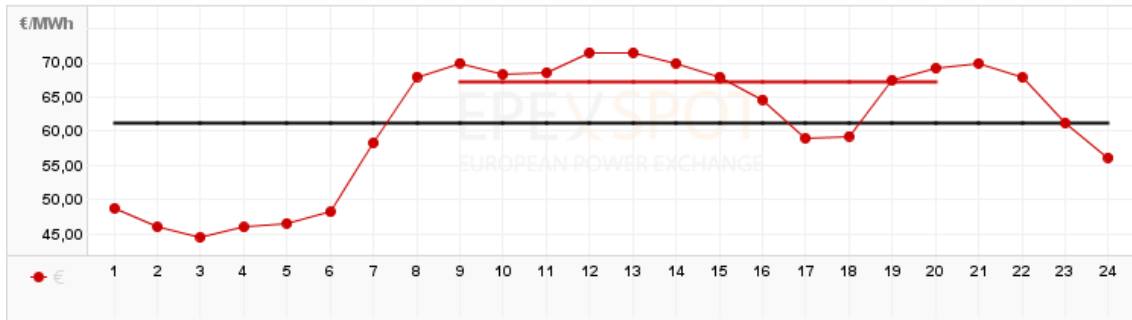


Abbildung 63: Strompreisentwicklung eines Arbeitstag-„Intradays“ am Spotmarkt, Dienstag, 03.05.2011

— PHELIX Peak ■ Market-Clearing-Price — PHELIX Base

Zum Wochenende wird, wie unter Punkt 3.4.6 erklärt wurde, versucht, die Wärme zu jenen Stunden zu produzieren, an welchen der dabei erzeugte Strom zum besten Preis an den Handel verkauft werden kann. Dazu sind in Abbildung 64 und Abbildung 65 typische Preisverläufe für Sams- und Sonntage angegeben.

Preis

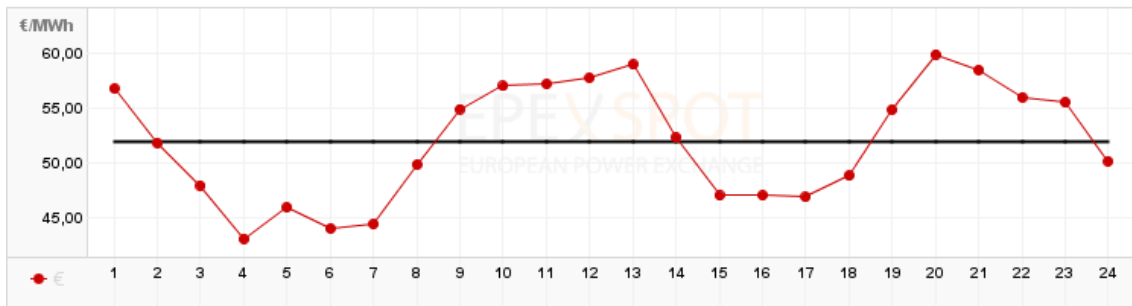


Abbildung 64: Strompreisentwicklung eines Samstag-„Intradays“ am Spotmarkt, Samstag, 07.05.2011

Preis

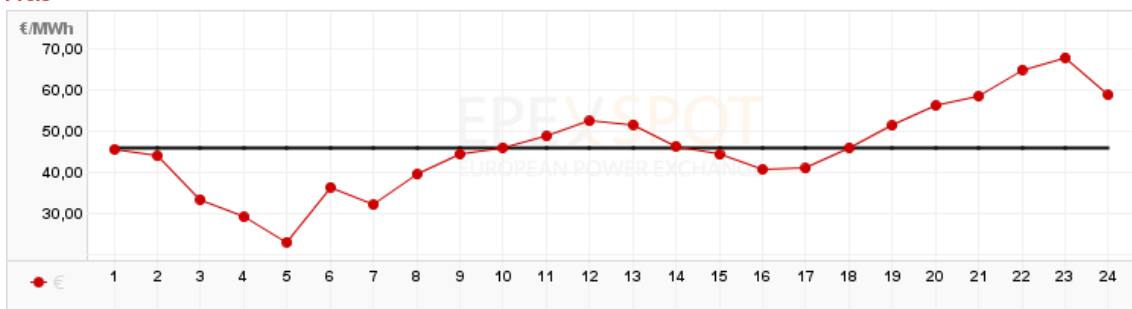


Abbildung 65: Strompreisentwicklung eines Sonntag-„Intradays“ am Spotmarkt, Sonntag, 08.05.2011

Im Vergleich dieser Strompreisverläufe mit anderen Tagen über das Jahr wurde festgestellt, dass während der Arbeitstage die Preisspitzen abwechselnd zu Mittag und zu Abend höher sind. Am Wochenende hingegen dominieren die Preisspitzen am Abend gegenüber jenen zu Mittag und dies an Sonntagen noch stärker als an Samstagen. An Sonntagen sind sie allerdings generell tiefer. Die Verläufe, Spitzen und Täler (nicht aber deren Niveau), können somit als grob repräsentativ für die entsprechenden Tage angenommen werden.

Die Preisverläufe des Terminmarkts wurden bereits in den Punkt 3.5.3 integriert.

3.6 Aktuelle Tagesplanung

Es wurde der chronologische Ablauf der Tagesplanung zur Strukturierung dieses Kapitels übernommen. Die Abschnitte sind:

1. Übermittlung der Wärmebedarfskurve vom E-Werk an das FHKW.
2. Erstellung des Fahrplans durch das Softwaresystem „Ketek“.
3. Anpassung des Fahrplans durch die Betriebsleitung.
4. Übermittlung an die Energie AG, zur Abwicklung des Stromhandels.

Abschließend werden wieder Beispiele auf Basis von Daten vergangener Tage dargestellt.

Aufgrund der Energiepreissituation, wird das FHKW derzeit nur in den Wintermonaten von Oktober bis März planmäßig betrieben. Innerhalb dieser Zeit wird täglich ein Tagesfahrplan für den folgenden Tag erstellt. Das FHKW erhält dazu am späten Nachmittag ($t-2$ Tage) vom Lastverteiler des E-Werks eine voraussichtliche Wärmebedarfskurve (siehe Abbildung 66) für den übernächsten Tag.

3.6.1 Übermittlung der Wärmebedarfskurve vom E-Werk an das FHKW

Der Verlauf des Wärmebedarfs im Netz wird mit Hilfe von Wettervorhersagen, sowie auf Basis von Erfahrungswerten (Berichtaufbereitung) angenommen. Die Erfahrungswerte umfassen folgende Punkte:

- Tagestyp (Wochentag, Feiertag, usw...)
- Jahreszeit
- Vortagesverbrauch
- Besondere Ereignisse (v. a. Messen und Jahrmärkte)

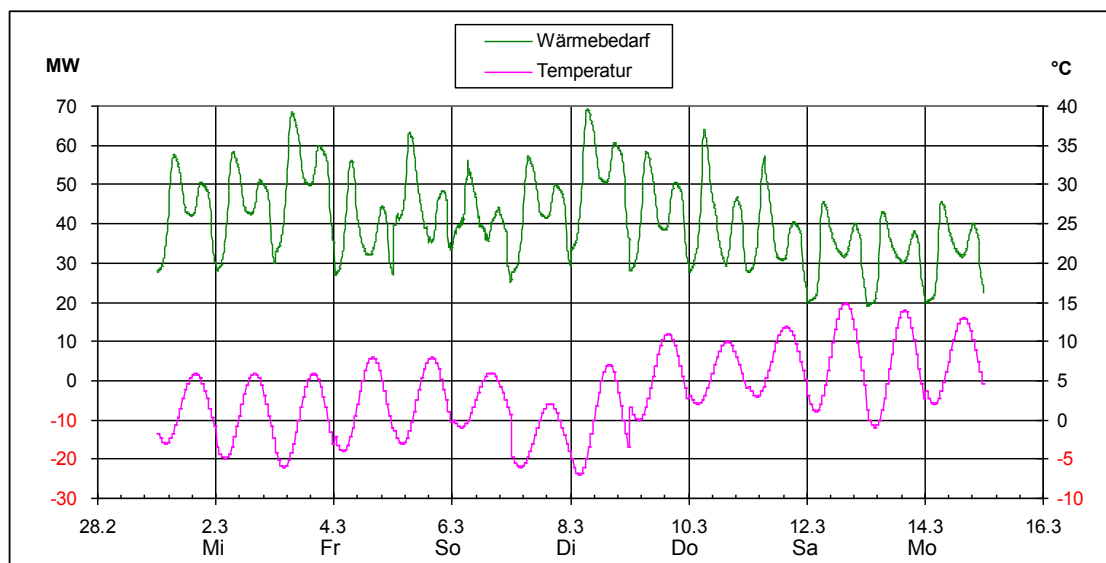


Abbildung 66: Temperaturverlauf und Wärmebedarfskurven (Tagesplanung März 2011)

Der Temperaturverlauf in Abbildung 66 zeigt einen für die Simulation von Temperaturen typischen reinen Sinusverlauf mit einer Tiefsttemperatur etwa um 03:00 Uhr morgens. An den Tagesübergängen sind Sprünge erkennbar. Dies liegt daran, dass der sinusförmige Verlauf für jeden Tag erneut an die vorhergesagten Temperaturwerte angepasst wird.

Der Wärmebedarf zeigt zwei Tagesspitzen, morgens und abends, und einen Tagestiefstwert etwa um 00:00 Uhr. Morgens und abends steigt der Verbrauch zusätzlich durch die Warmwasseraufbereitung zum Duschen.

Beim Vergleich der Tage untereinander sind Unterschiede erkennbar. Um etwaige Regelmäßigkeiten festzustellen, wird ein Vergleich von repräsentativen, nacheinander liegenden (um möglichst ähnliche Außentemperaturen zu gewährleisten), Arbeits- zu Wochenendtagen angeführt:

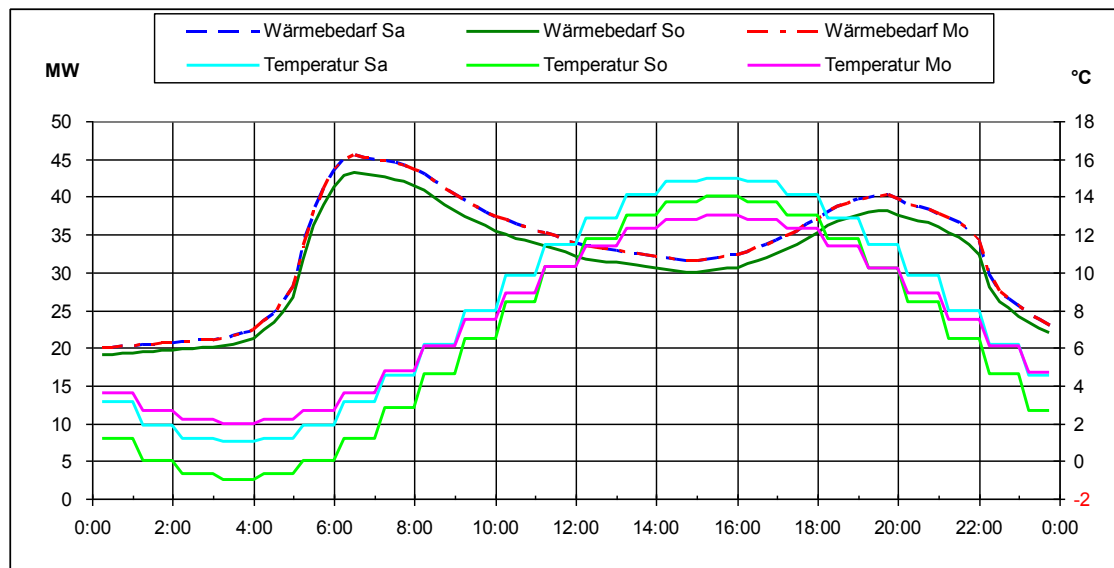


Abbildung 67: Vergleich repräsentativer Wochentage, 12.-14. März 2011

Der Vergleich zeigt nahezu identische Verläufe (die Wärmebedarfsverläufe von Sa und Mo liegen exakt übereinander). Dementsprechend wird der Wärmebedarf für alle Wochentage auf der gleichen Basis gebildet. Das Niveau wird durch die Temperaturvorhersage bestimmt und etwaige Verlaufabweichungen werden durch die oben erwähnten Erfahrungswerte bedingt. An den in Abbildung 66 sehr markant abweichenden Tagen 5. und 6. März war dies z.B. die Energiesparmesse Wels 2011.

Aus dem voraussichtlichen Wärmebedarf werden mit Hilfe der thermodynamischen Berechnungssoftware „Ketek“ (im FHKW) stündliche Betriebspunkte erzeugt, welche auf einen Viertelstundentakt gebrochen werden.

3.6.2 Erstellung des Fahrplans durch ein Softwaresystem

Ketek berechnet dazu die thermodynamisch optimale Betriebsweise zur Deckung des Wärmebedarfs. Dabei werden aber weder die wirtschaftlichen Möglichkeiten des Strommarktes, noch Emissionsgrenzwerte, zusätzliche Kosten (z. B. für das Starten der Gasturbinen oder Abnutzungen durch häufige Laständerungen), Laständerungsgeschwindigkeiten oder zukünftige Betriebsweisen beachtet.

Das Ergebnis wird als Excel-Sheet ausgegeben:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	15.03.11	WASSER-		KETEK FPL (2)				KETEK FPL (2)				KETEK FPL (2)			
2	Korr.Fakt.	KRAFT		2	0,80	1	1.700	2	0,09	1	400	2	0,30	0,60	
3	ZEIT	VK-ÖKO		GT1		AKH1		GT2		AKH2		DT1		EB	
4	Quelle	FHK	IST	SLV	IST	SLV	IST	SLV	IST	SLV	IST	SLV	IST	FHK	IST
25	05:00	4,20		8,0		0		12,0		0		3,9		0,6	
26	05:15	4,20		8,0		0		12,0		0		3,9		0,6	
27	05:30	4,20		8,0		0		12,0		0		3,9		0,6	
28	05:45	4,20		8,0		0		12,0		0		3,9		0,6	
29	06:00	4,20		8,0		0		12,0		0		3,9		0,6	
30	06:15	4,20		8,0		0		12,0		0		3,9		0,6	
31	06:30	4,20		9,3		0		12,0		0		4,3		0,6	
32	06:45	4,20		10,6		0		12,0		0		4,6		0,6	
33	07:00	4,20		11,8		0		12,0		250		5,0		0,6	
34	07:15	4,20		13,1		0		12,7		250		5,4		0,6	
35	07:30	4,20		13,1		0		12,6		250		5,4		0,6	
36	07:45	4,20		13,0		0		12,6		250		5,4		0,6	

Abbildung 68: Fahrplan von "Ketek", Teil 1 (Spalten A bis O)

	A	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	
1	15.03.11	KETEK FPL (2)			200 Speicher Anfang				FHK				STROM		GAS			
2	Korr.Fakt.	2		10	388 Speicher Ende													
3	ZEIT	W-Erz		Bezug		Netz		Temp		Ges. Netto		EAG	AE	EWW		FHK		
4	Quelle	FHK	IST	AVE	IST	SLV	IST	SLV	IST	FHK	IST	SLV	IST	SLV	IST	FHK	IST	
25	05:00	38,9		4		35,3		4,2		23,3		-4,5		9.082		5.379		
26	05:15	41,1		5		38,1		4,9		23,3		-3,0		10.883		5.381		
27	05:30	42,2		6		40,4		4,9		23,3		-1,6		10.885		5.383		
28	05:45	43,4		7		42,0		4,9		23,3		0,2		10.887		5.385		
29	06:00	44,5		9		43,7		4,9		23,3		3,5		10.889		5.387		
30	06:15	45,7		10		45,1		5,9		23,3		7,1		12.295		5.389		
31	06:30	45,5		10		45,7		5,9		25,0		7,1		12.897		5.991		
32	06:45	45,4		9		46,0		5,9		26,6		7,3		13.499		6.593		
33	07:00	45,2		9		45,9		5,9		28,2		8,4		14.101		7.195		
34	07:15	45,1		9		45,7		7,3		30,6		8,7		14.382		7.796		
35	07:30	43,7		8		45,5		7,3		30,5		11,1		14.362		7.776		
36	07:45	42,4		6		44,9		7,3		30,4		13,3		14.342		7.756		

Abbildung 69: Fahrplan von "Ketek", Teil 2 (Spalten P bis AE)

Der vollständige Plan (nicht ersichtlich in Abbildung 68 und Abbildung 69) wird über den ganzen Tag von 00:00 bis 24:00 erstellt und enthält noch des Weiteren eine Aufteilung der Wasserkraft - zwecks unterschiedlicher Verrechnungsweisen - und die Abweichungen des Handels der Wels Strom vom Jahres- zum Tagesplan.

Im Wesentlichen beinhaltet dieser Fahrplan:

- Voraussichtliche Erzeugung Wasserkraft (Spalte B)
 - ⇒ Die dem FHKW zugehörigen Wasserkraftwerke werden dem Wasserstand entsprechend, möglichst gleichmäßig, maximal ausgelastet. Bei Erreichen einer Grenzwassermenge muss jedoch abgestellt werden, da durch den Anstieg des Unterwasserstands die Turbine in das Wasser eintaucht.
- Einsatz und Fahrweise der Gas- und Dampfturbinen (Spalten D, H und L)
- Einsatz und Fahrweise Zusatzfeuerung (Spalten F und J)
- Abminderungsgrad (Degradation) der GTs (E2 und I2) und DT (M2)
 - ⇒ Wird aus ausgewerteten Tagesberichten der vergangenen Tage ermittelt

- Stromeigenbedarf des FHKWs (Spalte N)
- Speicherstand Tagesanfang und -ende (S1 und S2)
- Wärmeerzeugung im FHKW (Spalte P)
- Wärmebezug AVE (Spalte R)
- Wärmebedarf des Fernwärmenetzes (Spalte T)
- Außentemperatur (Spalte V)
- Stromerzeugung FHKW (Spalte X)
- Strombezug des E-Werks (SLV steht für Stromlastverteiler) von der Energie AG (Spalte Z)
- Gasbezug von FHKW (Spalte AD) und E-Werk (Spalte AB)

In die freien Spalten wird zur Berichterstattung der Ist-Zustand eingetragen (nach Ausführung).

Der Betriebsleiter-Stellvertreter muss nun, aufgrund der oben genannten, nicht beachteten Gegebenheiten, den Fahrplan per Hand anpassen.

Zur Analyse des Berechnungsvorgangs von „Ketek“ wird ein Tagesfahrplan (Dienstag, 15. März 2011) in Abbildung 70 als Diagramm dargestellt.

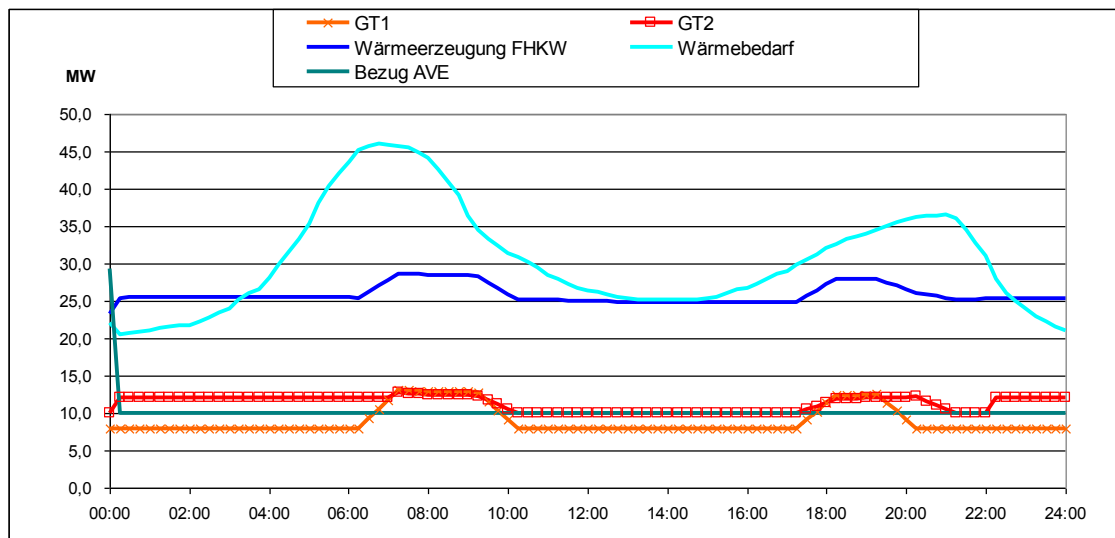


Abbildung 70: Fahrplan KETEK bei vorgegebenem Wärmebedarf

Wie in Abbildung 70 ersichtlich, wird die Leistung nicht proportional dem Wärmebedarf angepasst. Bei der Programmierung wurde dementsprechend darauf geachtet, dass die Turbinenleistungen möglichst konstant gehalten und nur zwei bis dreimal pro Tag angepasst werden. Die Zeitpunkte der erhöhten Leistungserzeugung wurden allerdings nicht unter Beachtung der Strompreise gewählt, da zu Mittag, zu den höchsten Preisen, die Leistung minimal ist.

Der erste Viertelstundenwert ist ein Planwert der Tagesplanung des Vortags und sollte deshalb nicht beachtet werden.

3.6.3 Anpassung des Fahrplans per Hand

Bei der Anpassung des Fahrplans per Hand wird unter Beachtung aller geltenden Rahmenbedingungen (siehe 3.3) versucht, ein Optimum der Wirtschaftlichkeit der Anlage zu erzielen. Die bestimmenden Aspekte der Tagesplanung, die auch für die Jahresplanung gelten, sind mit Ausnahme des Strompreises, welcher im Anschluss erörtert wird, unter Punkt 3.4 angeführt.

Strompreis der Tagesplanung

Wie unter Punkt 3.5.3 erläutert, wird die Jahresplanmenge an Strom in der Zeit zwischen Jahresplanung und der Lieferperiode am Terminmarkt der EEX verkauft. Im Tagesplan wird erneut berechnet, welche Strommenge am Folgetag erzeugt wird. Weichen die Menge, welche am Terminmarkt verkauft wurde, und die Menge, welche am nächsten Tag erzeugt werden soll, voneinander ab, dann entsteht eine Differenz. Diese Differenz wird am Spotmarkt der EEX ein- oder verkauft.

Der Preis für diesen Handel ist zum Zeitpunkt der Tagesplanung noch nicht bekannt und wird erst nach der Schlussauktion um 12:00 Uhr festgelegt. Dadurch entsteht ein Risiko durch Spekulationen.

Hat man Grund zur Annahme eines sehr hohen Spotpreises, rentiert sich möglicherweise auch eine Erhöhung des Kondensationsanteils oder Reduktion der AVE-Wärme (siehe 3.4.4.1, 3.4.4.2 und 3.4.3.2). Umgekehrt kann man bei der Annahme von sehr tiefen Spotpreisen in Erwägung ziehen, die Gasturbinenleistung zurückzunehmen, die Wärme dem Speicher zu entnehmen oder auch mittels Zusatzfeuerung zu erzeugen (siehe 3.4.4.3) und den am Terminmarkt bereits zu durchschnittlichen Preisen verkauften Strom wieder billig einzukaufen.

Für die neu bestimmte Strommenge des nächsten Tages entsteht nach Bekanntgabe des Auktionspreises ein gemittelter Preis aus jenem des Terminkontrakts und jenem des Spotkontrakts.

Beschreibendes Beispiel:

Im November werden 6 MW Base für 51 €/MW und 8 MW Peak für 62 €/MW verkauft. Am Tag t-1 der Erstellung des Fahrplans für den nächsten Tag t wird festgestellt, dass bei dem erwarteten Wärmebedarf im Fernwärmenetz nur 4 MW Base und 6 MW Peak erzeugt werden. Man könnte dennoch die Jahresmenge erzeugen und die überschüssige Wärme rückkühlen, allerdings ohne Ertrag dieser Wärme (siehe 3.4.4.1).

Die Spotpreise dieses Tages sind zum Zeitpunkt der Tagesplanung noch nicht festgelegt. Wären sie sehr hoch, würde sich auch der Betrieb mit erhöhtem Kondensationsanteil rentieren. Da das Kraftwerk dieses Risiko jedoch nicht eingeht, wird der Rest, je 2 MW für Base und Peak, am Spotmarkt wieder zugekauft. Ist der Spotmarktpreis schließlich niedriger als der Preis zu dem am Terminmarkt verkauft wurde, konnte in diesem Beispiel dadurch ein Gewinn erzielt werden. Ist er höher, ist die Differenz zu bezahlen.

Auch der Handel am Spotmarkt ist nicht verpflichtend. Wird die Differenz nicht ver- oder zugekauft, dann wird sie nach der Lieferung zum Ausgleichsenergiepreis verrechnet (siehe 3.7.3).

3.6.4 Übermittlung an die Energie AG zur Abwicklung des Stromhandels

Bis ca. 09:00 Uhr ($t - 1$) wird der Tagesfahrplan dann an das E-Werk geschickt, welches ihn, nach Erweiterung um die eigenen Daten, zum Handel am Stromspotmarkt an die Energie AG weiterleitet.

3.6.5 Datenauswertung der Tagesberichte

Auch die Tagesplanung basiert zum Großteil auf Erfahrungswerten. Die Erfassung der meisten der dafür relevanten Daten wird auch zur Überprüfung durch die Behörde vorgeschrieben. Im FHKW dient eine große Anzahl an Excel-Dokumenten diesem Zweck. Ein sehr wesentliches Beispiel ist die in Abbildung 71 dargestellte, über ein Monat fortlaufende Zusammenfassung von Tagesberichten. In diesem Fall von 1. bis 13. März 2011.

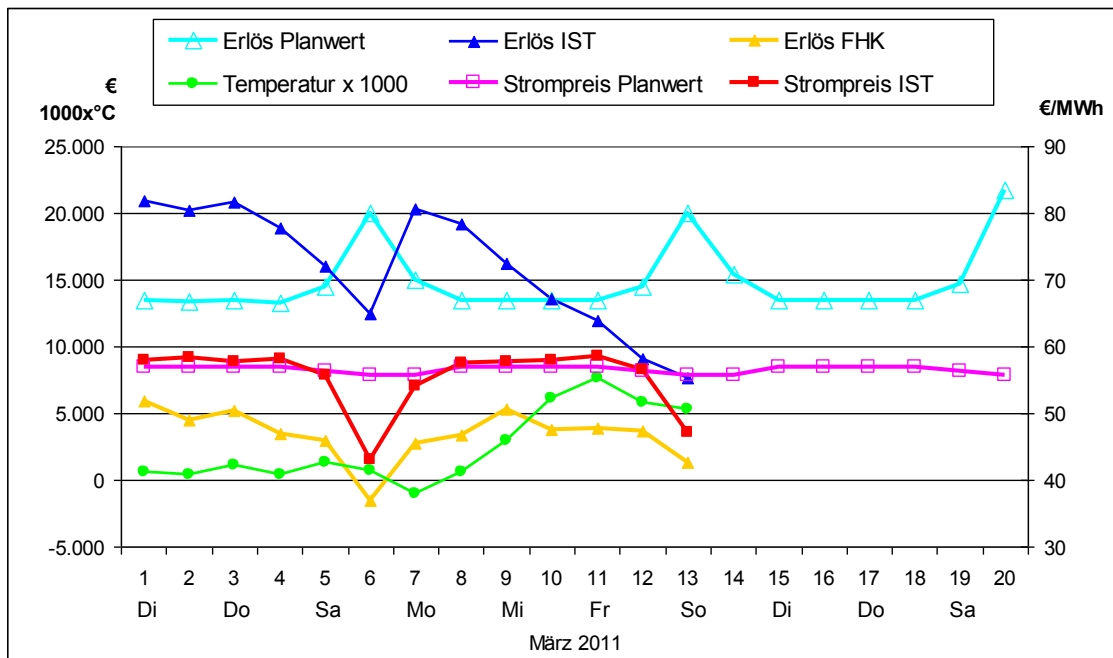


Abbildung 71: Zusammenfassung Tagesberichte, März 2011 bis inkl. 13.

Die in Abbildung 71 dargestellten Planwerte beziehen sich auf die Jahresplanung. Deshalb ist der Strompreis-Planwert der aus Verkauf an der Börse und an den Handel gemittelte Preis, welcher am Wochenende hauptsächlich aus dem Vertrag mit dem Handel resultiert. Deshalb ist er am Wochenende höher als reine Börsenpreise.

Der Planwert für den Erlös weist am Sa, So und Mo erhöhte Werte auf, da im März 2011 ein Abstellen der Anlage am Samstagabend und ein Anfahren erst wieder am Montagmorgen geplant war (siehe Punkt 3.5). Der Erlös der Wärme bleibt dabei gleich, da die AVE und der Speicher bereits ausreichend sind. Der Erlös der Stromproduktion wird zwar eingebüßt, allerdings ist diese Einbuße geringer als die eingesparten Kosten für das Gas. Der Gewinn steigt dementsprechend.

Die restlichen Werte sind tatsächliche nach dem Liefertag. Die geringeren Erlöse an den Wochenenden lassen sich dadurch erklären, dass die Anlage über die Sonntage nicht abgestellt wurde, wie es ursprünglich geplant war. Da im Jahresplan kein Verkauf an den

Handel des E-Werks vorgesehen wurde, musste man den Strom dann zu einem schlechten Wochenendpreis am Spotmarkt verkaufen. Somit hatte man zwar einen etwas höheren Erlös durch die Stromerzeugung, allerdings ebenfalls die bereits im vorigen Absatz erwähnten hohen verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten, wodurch der Gewinn entsprechend zurückging.

Zusätzlich ist ab 8. März auch die Temperatur gestiegen, wodurch der Wärmebedarf geringer wurde und damit ein Teil des Erlöses aus der Wärmeproduktion ausblieb.

3.7 Fahrweisenanpassung



Abbildung 72: Warte des FHKW⁵⁰

Primäre Aufgabe der Warte ist die Umsetzung des Tagesfahrplans sowie eine möglichst gleichmäßige Steuerung der Wasserkraftwerke. Durch folgende Ursachen kann es zu Abweichungen vom Tagesfahrplan des FHKW kommen:

3.7.1 Störfälle

Je nach Dringlichkeit und Ausmaß muss die Warte bei Störfällen selbst Entscheidungen treffen oder Rücksprache mit der Kraftwerksleitung zu Änderungen der Fahrweise halten. In beiden Fällen kommt es zu Abweichungen vom Tagesfahrplan. Es muss deshalb versucht werden, die Fahrplanänderungen so zu wählen, dass sie die Anforderungen an den Speicher für den Rest des Tages und den nächsten Tag erfüllen sowie eine wirtschaftlich optimale Fahrweise darstellen.

3.7.2 Abweichungen von Temperatur- und Wärmebedarfsvorhersagen

Die Ungenauigkeit von Wettervorhersagen (vor allem Temperaturabweichungen) und erwarteten Wärmebedarfsverläufen führen am häufigsten zu Abweichungen vom Tagesplan. Die Temperatur steht in Korrelation zum Heizverhalten und somit zum Wärmebedarf, welcher zusätzlich noch von willkürlichen kundenseitigen Schwankungen geprägt ist.

Kurzzeitige Schwankungen der Wärmeabnahme werden im Normalfall über den Wärmespeicher gepuffert. Dazu ist es allerdings erforderlich, dass dieser stets Be- und Entladekapazitäten aufweist. Bei Abweichungen über einen längeren Zeitraum ist aber auch bei ausreichend Pufferkapazität zumeist eine Änderung des Fahrplans nötig, da der geplante Tagesendwert des Speichers für den Wochenzyklus festgelegt wurde. Die Änderung des Fahrplans kann entweder den restlichen Tagesverlauf oder einen der folgenden Tag betreffen (siehe Punkt 3.4.3.1). Die Differenz von erzeugtem Strom zu dem im Tagesfahrplan angegebenen, wird über den Ausgleichsenergiepreis abgerechnet (siehe nächster Punkt).

⁵⁰ Quelle: FHKW

3.7.3 Ausgleichsenergie

Als Ausgleichsenergie wird die Differenz der tatsächlich erzeugten Strommenge zur verkauften verstanden. Der Preis der Ausgleichsenergie wird allerdings erst nach Lieferung in einem Viertelstundentakt bekanntgegeben. Kommt es zu Leistungsanpassungen, kann daher zu deren Zeitpunkt noch nicht eindeutig festgestellt werden, wie sich diese Anpassungen wirtschaftlich auswirken werden.

Das FHKW versucht mit Hilfe des selbstlernenden Softwarepakets „Kalmatrom“ den Ausgleichsenergiepreis der nächsten Viertelstunde abzuschätzen. Diese Preisannahme spielt in folgenden Situationen eine wesentliche Rolle:

1. Wirtschaftliche Auswirkungen von erforderlichen Fahrweisenanpassungen können etwas besser vorausgesagt werden. Dadurch können Entscheidungen unterstützt werden, ob eine Anpassung des Fahrplans noch etwas verzögert (wenn möglich) oder auch durch mögliche Alternativen ersetzt werden sollte.
2. Ist der Ausgleichsenergiepreis niedriger als der im Tagesplan für diesen Moment durchschnittliche Strompreis (setzt sich aus Kontrakten an der Börse und mit dem Handel zusammen) kann durch Reduzieren der Anlagenleistung mit Wärmebezug vom Speicher ein Gewinn erzielt werden, da der zu liefernde Strom billiger zugekauft werden kann. Diese Abweichung vom Tagesplan für den Speicherbetrieb muss allerdings wieder ausgeglichen werden, wodurch zusätzliche Kosten entstehen können.
3. Bei einem sehr tiefen Ausgleichsenergiepreis rentiert sich auch eine Reduktion der GT-Leistung unter Erhöhung der Zusatzfeuerung zur Gewährleistung der Wärmeproduktion (siehe Punkt 3.4.4.3). Da der Ausgleichsenergiepreis nur für eine Viertelstunde vorhergesagt wird, wird eine Erhöhung der AVE- Wärmeleistung bzw. ein Anfahren der Satttdampferzeuger an dieser Stelle nicht betrachtet.
4. Bei einem hohen Ausgleichsenergiepreis ergeben sich Möglichkeiten durch eine Reduktion der AVE- Wärmeleistung und einer Erhöhung der Stromkennzahl mit (3.4.4.2) oder ohne (3.4.4.1) Nutzung des Wärmespeichers. Wird der Speicher genutzt, müssen wieder die späteren Zeitpunkte beachtet werden an denen die Nutzung ausgeglichen wird.

In der Warte werden von der Betriebsleitung zwei Grenzwerte angegeben. Ein oberer, ab welchem eine Erhöhung des Kondensationsanteils durchgeführt wird. Und ein unterer, ab welchem die GT-Leistung reduziert werden soll. Dabei ist aber zu beachten, dass der Ausgleichsenergiepreis sehr schnell schwanken kann und schnelle Laständerungen die Abnutzung der Anlage beschleunigen.

3.7.4 Erreichen des maximalen laufenden Gasbezugs

Wie unter Punkt 3.3.5 erwähnt, muss das FHKW den maximalen Gasbezug des E-Werks einhalten. In der Warte ist dafür eine laufende Anzeige installiert, um die Produktion rechtzeitig zu reduzieren, wenn man sich dem Grenzwert nähert.

3.8 Aussichten, Modifikationsideen, Erwartungen, Probleme

Die derzeitige energiewirtschaftliche Lage ist für das Fernheizkraftwerk Wels, wie auch für wärmegeführte Anlagen im Allgemeinen (nach Angaben der Betriebsleitung), nicht zufriedenstellend. Aufgrund der derzeitigen niedrigen Strompreise wird im FHKW die Stromerzeugung in den Sommermonaten eingestellt.

Es bestehen Überlegungen, die veralteten Sattdampfzeuger durch einen effizienteren, 30 t Wasser fassenden Heißwasserkessel zu ersetzen.

Des Weiteren möchte man eine aus dem früheren Betrieb vorhandene Gegendruckdampfturbine in den Kreislauf integrieren. Diese weist eine niedrigere Stromkennzahl auf, jedoch entfällt die Notwendigkeit der Kühlung des Kondensationsanteils der Entnahme/Kondensationssdampfturbine, wodurch der Gesamtwirkungsgrad steigen würde. Durch die bessere Eignung dieser Konfiguration für die ausschließlich wärmegeführte Fahrweise des Kraftwerks könnte somit ein höherer Gewinn erzielt werden.

Zu beiden Ideen gibt es noch aber keine konkreten Umsetzungspläne.

Die unter Punkt 3.3.1 angeführten Nachteile der wärmegeführten Auslegung der Abgaswärmetauscher (Fernwärmeschleifen) lässt den Gedanken einer Umschaltung dieser Fernwärmeschleifen in den Dampfkreislauf aufkommen. Dadurch könnte die Anlage stromgeführt betrieben werden. Untersuchungen zeigten allerdings, dass die Umbaumaßnahmen in Relation zum Wirkungsgradgewinn nicht wirtschaftlich sind.

Die Einhaltung des CO-Grenzwerts bzw. die kommende Fahrweiseschreibung diesbezüglich (Punkt 3.4.8) führen zu Überlegungen zu CO-reduzierenden Maßnahmen. Möglichkeiten dazu wären der Einbau eines CO-Katalysators bzw. technologische Weiterentwicklungen von Gasturbinen und Zusatzbrennern.

4 Planungsmodell Wels

Im Herbst 2010 wurde von der VTU Energy GmbH das Planungsmodell FHK Wels zur Unterstützung bei Betriebsentscheidungen entwickelt. Dieses Modell berechnet den Betriebsertrag zu verschiedenen Lastzuständen in Abhängigkeit von Preisen, Umgebungsparametern und Wärmebedarf. Es ist funktionstüchtig und Abgleiche mit der Anlage zeigten auch die Richtigkeit der Berechnung, allerdings besteht keine Onlineverbindung zum Leitsystem, weshalb eine Eingliederung in die Warte noch nicht als sinnvoll erachtet wird. Mit über einen FTP-Server extrahierten Daten kann die Wirtschaftlichkeit vergangener Betriebspunkte berechnet und angezeigt werden. Die Erkenntnisse aus solchen Berechnungen werden teilweise als Unterstützung der längerfristigen Planung eingesetzt, eine tragende Rolle spielt das Planungsmodell dabei aber noch nicht.

Die Betriebsleitung plant die Einrichtung einer Onlineverbindung des Leitsystems noch bis Ende des Jahres 2011. Dadurch könnte das Modell in die Warte integriert und die Funktionalität auch zweckgemäß genutzt werden.

4.1 Systembeschreibung

Das Modell basiert auf einem Abbild der thermodynamischen Prozesse des Kraftwerks, programmiert in der Software EBSILON®Professional. Das thermodynamische Modell wurde bereits in Abbildung 22 dargestellt, Abbildung 73 gibt die Systemstruktur wieder.

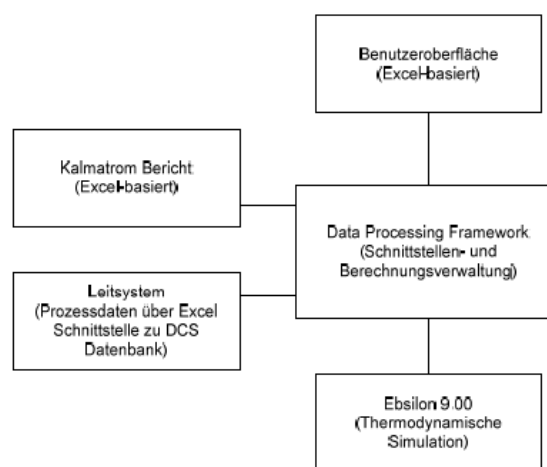


Abbildung 73: Systemstruktur Optimierungsmodell⁵¹

Die Schnittstellenverwaltung zwischen Datenquellen, thermodynamischem Model und Benutzeroberfläche erfolgt über das VTU-eigene Softwarepaket Paket DPF („Data Processing Framework“). Das Modul stellt einen geordneten Berechnungsablauf sicher, übernimmt Steuerungsfunktionen, wie das Einlesen von Daten, das Anstoßen der Simulationsrechnungen, die Evaluierung bzw. Ausgabe der Ergebnisse und die Abwicklung von Berechnungsschritten wie das Auswerten des Kostenmodells.⁵²

Die Oberfläche des Modells ist in Excel programmiert.

⁵¹ Quelle: Benutzerhandbuch Planungsmodell

⁵² Benutzerhandbuch Planungsmodell, S.8.

4.2 Funktionalität

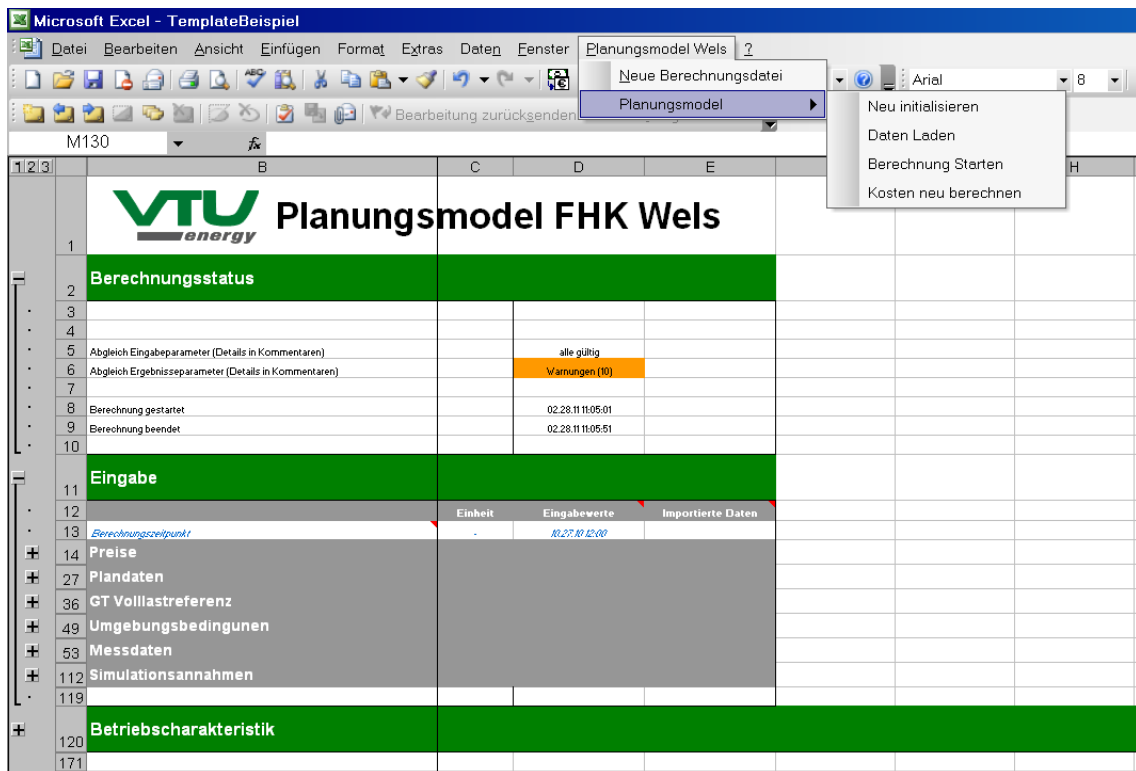


Abbildung 74: Interface Planungsmodell Wels

Das Modell ist in drei Abschnitte geteilt: Der Abschnitt „Berechnungsstatus“ liefert Informationen zum Berechnungsverlauf. Die weiteren Abschnitte werden im Folgenden näher erklärt:

4.2.1 Eingabe

Die Eingabe wird in sechs weitere Bereiche unterteilt, welche den unterschiedlichen Kategorien des Dateninput entsprechen. Es gibt dazu zwei Spalten, die Zweite (E) dient der Übernahme von Daten aus diversen Datenquellen. Dies geschieht durch Eingabe des Zeitpunkts, zu welchem die Daten ausgelesen werden sollen (Zelle D13 im Screenshot in Abbildung 74). Zum Ausführen steht die Eingabeaufforderung „Daten Laden“ in dem durch die Installation des Modells neu entstandenen Excel-Menüpunkt „Planungsmodell Wels“ zur Verfügung. Die erste Spalte dient dazu individuell Werte anzupassen oder fehlerhafte Daten zu korrigieren.

Die Kategorie „Preise“ umfasst alle Preise zu Strom, Gas und Wärme sowie die Betriebskosten. Unter Plandaten sind elektrische Leistungen und Wärmebedarf der Tages- und Jahresplanung festgehalten. Der Punkt Volllastreferenz dient dem Abgleich der Anlage mit dem Modell (Verschmutzung und Abnutzung der GTs). Hier sollten zum Abgleich etwa monatlich die Turbinenwerte im Nennbetriebspunkt entsprechend den Messwerten der Anlage aktualisiert werden. Die Bezeichnung Umgebungsbedingungen spricht für sich. Messdaten sind die entnommenen Anlagenwerte zum gesuchten Zeitpunkt und unter Simulationsannahmen werden noch nicht gemessene oder ermittelte Daten für die Simulation vorgegeben.

4.2.2 Betriebscharakteristik

Die Berechnung erfolgt in fünf Schritten:

1. Eingabe bzw. Laden der Daten.
2. Thermodynamische Berechnung in „Epsilon“.
3. Verknüpfung der thermodynamischen Berechnung mit Preisen und Kosten (der Spalte E)
4. Zweite Berechnung (wirtschaftlich) mit den individuell geänderten Preisen und Kosten oder auch den korrigierten Anlagenwerten (Spalte D)
5. Darstellung der Ergebnisse als Liste (Tabelle 15) und Graph (Abbildung 75)

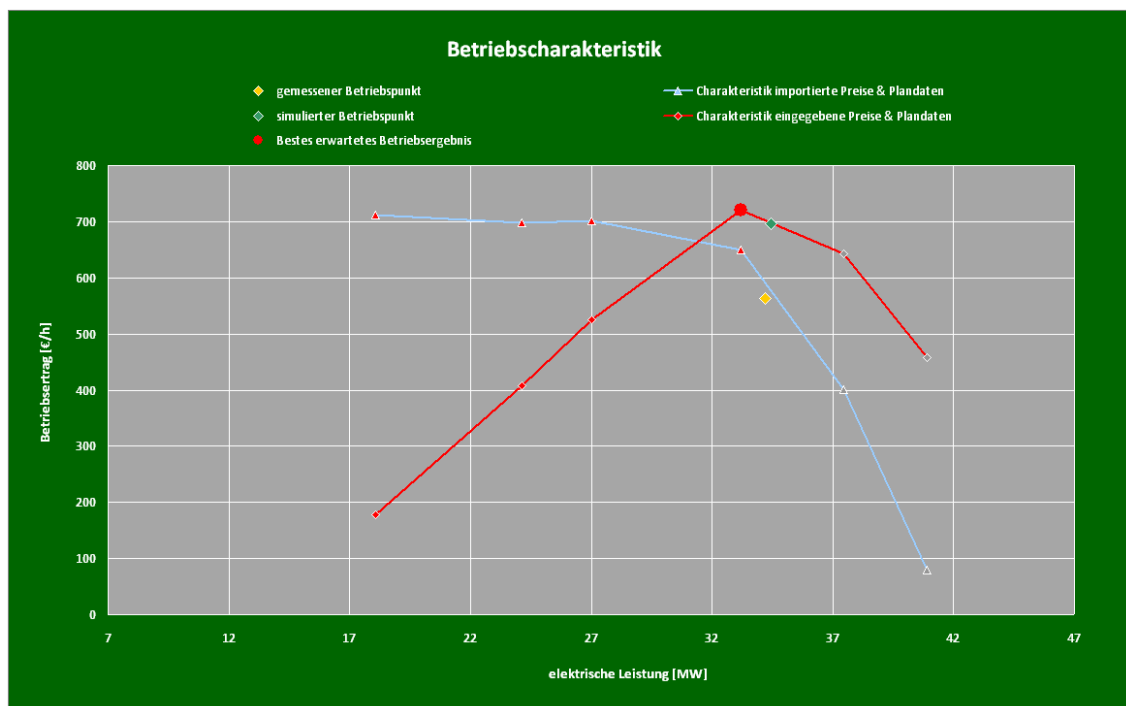


Abbildung 75: Graph der Betriebscharakteristik Planungsmodell Wels

Die Eingabeparameter werden über das DPF in das EBSILON-Modell übertragen, in welchem die Betriebscharakteristik für den gesuchten Zeitpunkt errechnet wird.

Zuerst wird der aktuelle Betriebspunkt nachgerechnet (gelber Punkt) und mit den importierten Daten der Spalte E verglichen. Aus dem Maß der Übereinstimmungen zwischen dem gemessenen und dem im Modell berechneten Wert für den Betriebsertrag (grüner Punkt) kann der Benutzer die Güte des Modells rasch erkennen. Dann werden Lastpunkte mit einer Turbinenleistung von 50, 70, 80 und 100 % sowie 750 und 1500 Nm³/h Zusatzfeuerung (bei voller Turbinenleistung) berechnet. Durch Verknüpfung dieser Daten mit den Preisen und Kosten desselben Zeitpunkts ergibt sich ein Verlauf des Betriebsertrages über die elektrische Leistung an unterschiedlichen Lastpunkten (blaue Linie).

Nicht alle Lastpunkte müssen zum aktuellen Zeitpunkt auch möglich oder erlaubt sein. In Tabelle 15 werden in Zeile 122 Bereichsverletzungen (Nichteinhaltung von Grenzwerten) dargestellt. Gelb hinterlegte Zellen ohne Bereichsverletzung (kein Eintrag beim

Berechnungsstatus) betreffen Abweichungen von Zielwerten (z. B.: eine zu niedrige Dampftemperatur), allerdings ohne Übertretung von nicht zulässigen Grenzwerten. Im Graph werden diese ungültigen Betriebspunkte nicht rot ausgefüllt.

Tabelle 15: Betriebscharakteristik Planungsmodell Wels

	B	E	F	G	H	I	J	K
119								
120	Betriebscharakteristik							
121	simuliert	Last 50 %	Last 70 %	Last 80 %	Last 100 %	NB 750 m ³ /h	NB 1500 m ³ /h	
122	Berechnungs Status	Bereichsverletzung	gültig	gültig	gültig	gültig	Bereichsverletzung	Bereichsverletzung
123	Betriebsergebnis mit eingegebenen Plandaten	697,12	178,35	408,19	525,69	720,72	642,76	458,51
124	Betriebsergebnis mit importierten Plandaten	576,20	711,03	698,47	700,76	649,40	401,44	79,19
125	Elektrische Leistung	34,43	18,09	24,15	27,03	33,19	37,44	40,89
126	FHK Eigenverbrauch (inkl. Trafoverlust)	0,7009	0,5001	0,5492	0,5733	0,6524	0,7965	0,9198
127	Gesamtmenge Gas	8720,5	5458,4	6541,3	7023,7	8283,7	9760,2	11284
128	Gesamtmenge Gas	95,74	59,83	71,82	77,11	90,73	107,16	123,86
129								
130	Fv Vorlauftemperatur	100,46	100,46	100,46	100,46	100,46	100,46	100,46
131	Wärme gesamt	39,59	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78
132	Wärmeverbrauch Netz West	19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19
133	Wärmeverbrauch Netz Mitte	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59
134	Leistung FV/S1	5,416	3,538	4,437	4,869	5,876	5,321	5,171
135	Leistung FV/S2	5,335	3,471	4,387	4,829	5,846	5,202	5,01
136	Leistung Heiko1	12,25	9,397	9,933	10,02	10,02	13,29	13,45
137	Leistung Heiko2	12,28	9,426	9,934	9,991	10,97	13,37	13,55
138	Leistung AVE	1,71	11,35	8,495	7,478	3,476	0	0
139	Leistung Speicher	2,598	2,599	2,599	2,599	2,599	2,6	2,6
140								
141	Leistung GT1	14,59	7,332	10,25	11,7	14,59	14,59	14,59
142	Leistung GT2	14,76	7,414	10,36	11,83	14,75	14,75	14,75
143	Gasmenge GT1	4125,8	2725,2	3265,8	3906,7	4125,7	4125,7	4125,7
144	Gasmenge GT2	4138,3	2733,1	3275,5	3917,1	4137,9	4137,9	4137,9
145	Gasmenge Nachbrenner 1	223,45	0,00	0,00	0,00	0,00	749,99	1500
146	Gasmenge Nachbrenner 2	233,03	0,00	0,00	0,00	0,00	746,57	1500
147								
148	HD Dampfmenge AHK 1	20,46	15,08	15,91	16,11	17,69	26,87	36,34
149	HD Dampftemperatur AHK 1	476,91	497	488,43	477,42	460,65	497	497
150	HD Dampfmenge AHK 2	21,31	15,47	16,36	16,6	18,26	27,54	37,11
151	HD Dampftemperatur AHK 2	472,84	497	489,37	479,57	465,61	497	497
152								
153	Leistung DT	5,788	3,848	4,09	4,073	4,501	8,896	12,46
154	DT Entnahmemenge	36,07	27,01	28,72	29,13	32,41	38,95	39,1
155	DT Entnahmedruck	3,614	3,614	3,614	3,614	3,614	3,614	3,614
156	DT Entnahmetemperatur	179,74	213,33	204,42	196,64	190,15	184,58	183,56
157	DT Durchsatz ND Teil	5,701	3,547	3,547	3,575	3,547	15,46	24,95
158	DT Radkammerdruck ND Teil	0,4339	0,2803	0,2773	0,277	0,2695	1,217	2,828
159	DT Gegendruck	0,0687	0,0396	0,0394	0,0395	0,0387	0,3392	1,127
160								
161	Menge Fv nach HEIKO1	301,28	220,27	244,82	254,25	287,9	317,64	318,11
162	T Fv nach HEIKO1	105,22	105,27	105,23	105,12	105,25	105,17	105,13
163	Menge Fv nach HEIKO2	300,29	219,95	244,12	253,4	286,94	316,61	317,06
164	T Fv nach HEIKO2	105,26	105,33	105,26	105,09	105,2	105,26	105,14
165								
166	Mühlbacherentnahmemenge	253,2	253,01	252,41	252,41	253,2	253,18	255,33
167	Mühlbacherentnahmetemperatur	27,65	23,13	23,11	23,14	22,82	42,41	49,82
168	MB Menge zu KT	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
169	KT Schwadenbildung	0	0	0	0	0	0	0
170								

Das Ergebnis (für die geladenen Daten in der Spalte E) in Abbildung 75 zeigt ein Optimum des Betriebs bei maximalem Bezug von der AVE und minimaler GT-Leistung (50 %). In diesem Beispiel wurde der Strompreis mit 50 €/MWh angenommen, somit entspricht das Ergebnis der Kostendarstellung unter Punkt 3.4.5.1.

In dem angegebenen Beispiel wurde der augenblickliche Betriebspunkt mit einer Fallstudie verglichen, in der der Ausgleichsstrompreis auf 90 €/MWh erhöht wurde. Die thermodynamische Berechnung ist die gleiche, deshalb wird sie nicht mehr durchgeführt. Die unterschiedliche Preissituation wirkt sich allerdings auf das Betriebsergebnis aus (rote Linie).

In diesem Fall liegt das wirtschaftliche Optimum bei 100% GT-Leistung ohne Zusatzfeuerung. Technisch würde dadurch allerdings die Abgastemperatur der GTs zu niedrig für die DT werden, weshalb im realen Betrieb in diesem Betriebspunkt zugefeuert werden muss (siehe Punkt 3.4). Die unzulässig niedere Frischdampftemperatur wird deshalb in Tabelle 15 in den Zellen I149 und I151 orange hinterlegt.

Die orange Hinterlegung in der ersten Zeile (Zelle I121) weist auf das Betriebsoptimum hin.

Wie bereits erwähnt wird mit Hilfe dieses Tools nur das wirtschaftliche Betriebsoptimum zu einem Zeitpunkt dargestellt. Zusammenhänge zu darauf folgende Zeitpunkte sind nicht mit einbezogen.

4.2.3 Verbesserungsvorschläge

Im thermodynamischen Abbild der Anlage ist eine Bypassleitung der Dampfturbine (Reduzierstation des Frischdampfes zu den Heizkondensatoren / Fernwärmenetz) nicht enthalten. Dieser Bypass ist für den Anfahrbetrieb der DT in der Anlage bereits vorhanden. In einem Optimierungsmodell wäre dies bei sehr tiefen Strompreisen aber auch eine mögliche Fahrweise. Außerdem erhöht sich die Verfügbarkeit der Anlage, sollte die DT ausfallen.

5 Potential modellgestützter Optimierungssysteme

Ziel dieser Arbeit ist es, laut Punkt 1, das Verbesserungspotential einer modellgestützten Optimierung der Fahrweise und des Einsatzes eines Fernheizkraftwerks gegenüber den derzeitigen betrieblichen Prozessen zu erheben und kritisch zu bewerten.

Ein Teil dieser Arbeit ist somit die Entwicklung der Struktur für ein Softwaremodell, welches die betrieblichen Prozesse eines FHKWs (konkret für jenes in Wels) unter Beachtung aller, sowohl technischer als auch betriebswirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Limitierungen und Entscheidungsaspekte umfasst und einen bestmöglichen Vorschlag zu diesen betrieblichen Prozessen erzeugt.

Die betrieblichen Prozesse sind in Kapitel 3 beschrieben. In dem neuen Modell wird aber auch die Wochenplanung als eigenständiger Punkt für wichtig erachtet, sodass sich folgende Abläufe für die Anwendung des Modells ergeben:

- Planung eines Jahres mit anschließendem Stromhandel am Terminmarkt, Verkauf an den Handel der Wels Strom und dem Gaseinkauf
- Wochenplanung zur Anpassung des Jahresplans an die aktuellen Gegebenheiten
- Erstellung des Tagesfahrplans und der anschließende Handel am Stromspotmarkt
- Umsetzung des Tagesfahrplans (mit Abweichungen und Anpassungen) und der anschließende Handel am Ausgleichsenergiemarkt

Ein wesentlicher Teil der Aufgabenstellung wird durch das im vorigen Kapitel 4 vorgestellte Planungsmodell bereits realisiert, nämlich die Wirtschaftlichkeitsberechnung unterschiedlicher Betriebspunkte. Nicht beachtet wird dabei aber die Auswirkung einer Anpassung auf den Betrieb an späteren Zeitpunkten, und dies ist das wesentlichste Qualitätsmerkmal eines neuen Modells.

Um ein neues Modell optimal in den Kraftwerksbetrieb integrieren zu können, werden folgende Anforderungen gestellt:

- Übersichtliches Bedienfeld mit einem Mindestmaß an Eingabeoptionen.
 - ⇒ Online verfügbare Parameter für die thermodynamische Berechnung werden nach Aufforderung geladen (Ausführung des Tagesplans).
 - ⇒ In einer möglichst übersichtlichen Form werden die wesentlichen Informationen dargestellt und die wichtigen Parameter aufgelistet, um einen Abgleich zu ermöglichen.
 - ⇒ In einem übersichtlich strukturierten Bedienfeld werden alle zusätzlich benötigten Informationen eingegeben.
- Berechnung der Fahrpläne zu Viertelstundenwerten (bei der Jahresplanung könnten auch Stundenwerte reichen), durch Verknüpfungen der thermodynamischen Berechnung mit:
 - ⇒ den fahrweisenbestimmenden Aspekten der Tagesplanung,

- ⇒ den Preisen für Strom, Wärme und Gas,
 - ⇒ allen verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten,
 - ⇒ den Rahmenbedingungen und Limitierungen der Anlage.
- Ausgabe des Ergebnisses in einer möglichst übersichtlichen Form
 - ⇒ Sofern möglich mit einer Angabe, welche Grenzwerte bzw. Limitierungen das Ergebnis begrenzen.
 - Angabe von Grenzwerten des Ausgleichsenergiepreises, ab welchen sich die unterschiedlichen Maßnahmen zur Leistungserhöhung bzw. –reduktion (3.4.3.2 und 3.4.4) rentieren.
 - ⇒ In der Warte versucht man softwareunterstützt den Ausgleichsenergiepreis vorherzusagen. Werden bestimmte Limits erreicht, soll die Warte entsprechend darauf reagieren.

Einen wesentlichen Unterschied zum Planungsmodell wird die Verknüpfungsstruktur zwischen thermodynamischer Berechnung und der Wirtschaftlichkeitsberechnung darstellen. Im Planungsmodell werden diese Schritte nacheinander abgehandelt. Für ein Modell nach den neuen Vorstellungen wird ein ständiges Interagieren zwischen diesen beiden Berechnungsschritten unumgänglich sein, wodurch die Rechenleistung erheblich ansteigen wird.

» Intensive Rechenleistung durch Interaktion zwischen der Wirtschaftlichkeitsberechnung und dem thermodynamischen Modell

5.1 Berechnungsschema

Der erste Schritt der Berechnung ist die Bestimmung der optimalen GT-Leistung entsprechend den Strompreisen (Base- und Peakband, sowie des Spotmarktes) und entsprechend dem Wärmebedarf. Für die Abdeckung des Wärmebedarfs wäre diese Regelung der GT-Leistung ausreichend, aber bei überdurchschnittlich hohen oder tiefen Strompreisen kann durch verschiedene Anpassungen der Fahrweise der Betriebserfolg erhöht werden. In Abbildung 76 sind diese möglichen Anpassungen zusammenfassend dargestellt.

5.1.1 Fahrweisenmöglichkeiten

Diese Möglichkeiten wurden unter den Punkten 3.4.3 und 3.4.4 bereits beschrieben, können mit dem Planungsmodell berechnet werden und sind Bestandteil der Jahres-, Wochen- und Tagesplanung. Vor allem in der Jahresplanung sind aber bei der derzeitigen Energiepreissituation durch die Annahme von durchschnittlichen Strompreisen einige der Möglichkeiten nicht relevant.

» Verschiedene Möglichkeiten zum Reagieren auf Strompreisveränderungen

Auf die Erstellung der Fahrpläne wird in den folgenden Punkten noch genauer eingegangen.

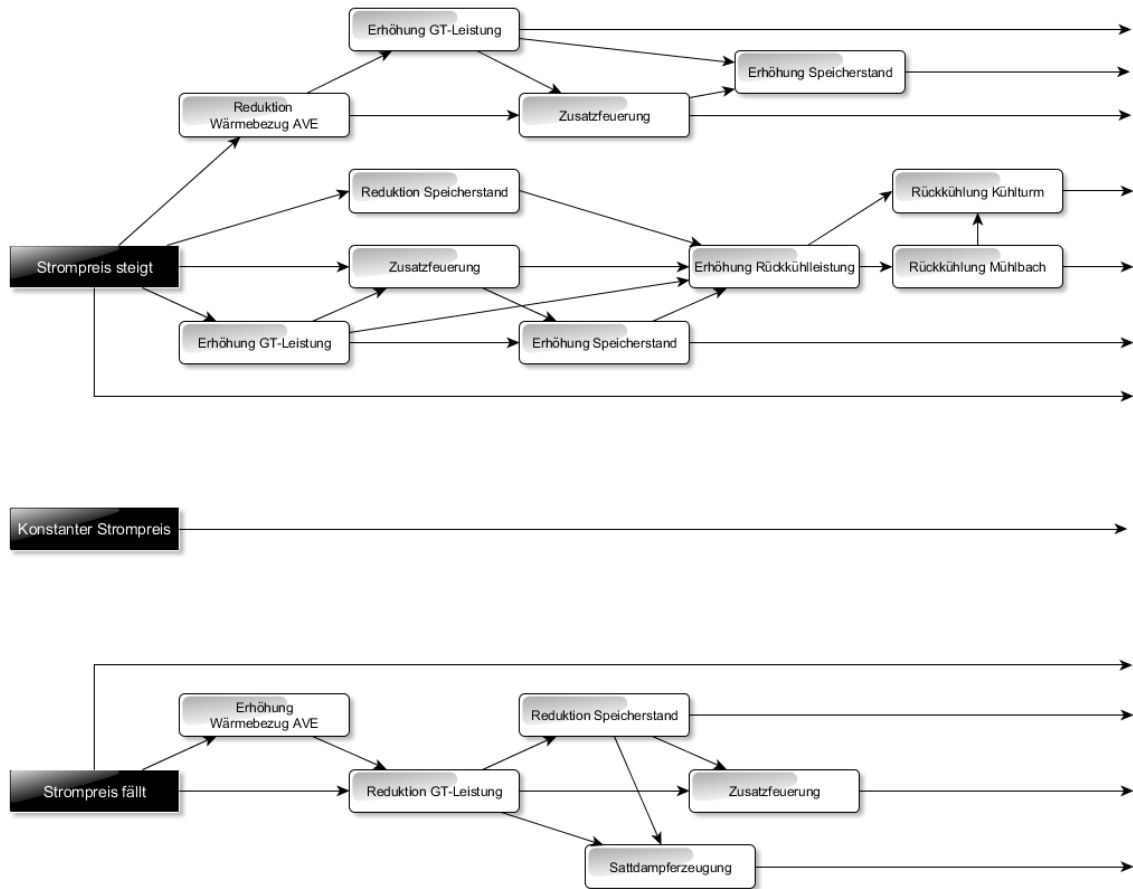


Abbildung 76: Handlungsszenarien in Abhängigkeit von der Strompreistendenz

Dabei ist zu beachten, dass die Erhöhung und Reduktion der GT-Leistung jeweils einen eigenen Prozess darstellen, welche vor allem von der Ausgangslage abhängig sind. Abbildung 77 und Abbildung 78 stellen diese Prozesse dar. Die Bezeichnungen GT1 und GT2 sind dabei nicht unmittelbar den jeweiligen Turbinen zugeordnet, sondern wechseln sich ab (siehe 5.3.4).

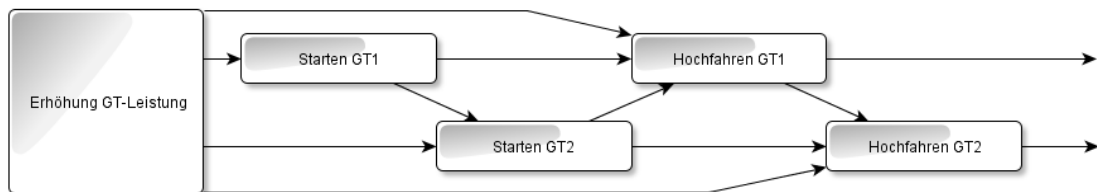


Abbildung 77: Prozess der Erhöhung der GT-Leistung

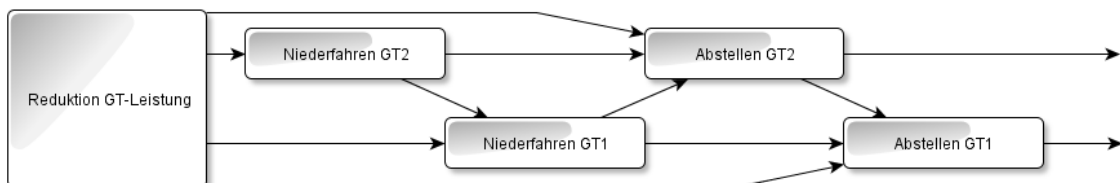


Abbildung 78: Prozess der Reduktion der GT-Leistung

Auch das Abstellen der Gasturbinen muss mit zusätzlichen Kosten bewertet werden, da sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder gestartet werden müssen.

Weiters muss beim Starten der Gasturbinen der Anfangszustand beachtet werden. Werden die Turbinen noch im warmen Zustand wieder angefahren (wegen eines kurzzeitigen Stillstandes), können die Startkosten vernachlässigt werden. Außerdem ist ein Neustart aus kaltem Zustand mit höheren Anlaufzeiten verbunden (siehe Punkt 3.3.6).

» **Beachten der Stillstandsdauer und der Kosten beim An- und Abstellen der GTs**

5.1.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Berechnung des Jahresplans fand bisher im FHKW mit vereinfachten Gleichungen statt. Im Punkt 3.4 wurde versucht die Genauigkeit dieser Gleichungen mithilfe von Vergleichen mit dem Planungsmodell darzustellen. Das Planungsmodell wurde wiederum im Zuge seiner Entwicklung durch Abgleiche mit dem Kraftwerk auf seine Richtigkeit überprüft. Dementsprechend können mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis des Planungsmodells genauere Ergebnisse erzielt werden als bisher.

Der Gas- und der Wärmepreis werden zuerst als Planwerte angegeben und danach laufend, wenn wieder eine Menge verkauft bzw. abgesichert wurde, angepasst (siehe Jahresplanung, 5.2). Dasselbe gilt für den Stromhandel am Terminmarkt, und für den Spotmarkt müssen möglichst exakte Preisverläufe angegeben werden. Dadurch sind alle benötigten Preise bekannt (ab 2013 werden auch die Kosten für CO₂-Zertifikate mit einberechnet).

» **Exakte Wirtschaftlichkeitsberechnung des Jahresplans durch Verwendung des thermodynamischen Modells**

Für jeden Zeitpunkt muss für einen bestimmten Wärmebedarf die Wirtschaftlichkeit berechnet werden. Dadurch ergibt sich eine ökonomische Reihung der verschiedenen Möglichkeiten zum Abdecken des Wärmebedarfs. In den meisten Fällen (bei gewöhnlichen Strompreisen) wird dies das Verhältnis von GT-Leistung zu Wärmespeicherbezug sein.

Wichtig:

Bei allen Möglichkeiten, welche zur Veränderung des Wärmespeicherstands bzw. des Betriebszustandes der Anlage (eine GT, zwei GTs, Stillstand) führen, ist die Wirtschaftlichkeit mit jener des ausgleichenden Zeitpunkts zu kombinieren.

5.1.2.1.1 CO-Bildung

Dem Modell können die Erzeugungsmengen an CO zu allen Betriebspunkten der Anlage übergeben werden. Eine weitere Möglichkeit wäre eine selbstlernende Funktion des Modells, welche stets den CO-Wert je Betriebspunkt aus den Anlagedaten übernimmt.

Der Grenzwert der CO-Erzeugung ist nicht limitierend, sondern darf überschritten werden, solange das Jahresmittel eingehalten wird. Zusätzlich ergibt sich ab nächstem Jahr eine Vorschreibung der Fahrweise für sechs Stunden pro Betriebstag. Von dieser Vorschreibung können zwar 10 % der Tage im Jahr ausgeschlossen werden, für die Jahresmenge werden diese Tage aber dennoch berücksichtigt (siehe Punkt 3.3.8).

Der CO-Wert ist deshalb nur im weiteren Sinn ein limitierender Faktor und führt nicht unmittelbar zum Ausschluss von Fahrweisen. Um dies in das Modell integrieren zu können, muss aber dennoch eine Systematik entwickelt werden.

» **CO-Wert ist keine unmittelbare Limitierung**

Eine Möglichkeit wäre in der Jahresplanung Betriebspunkte mit erhöhten Werten auszuschließen, um bei der Wochen- und Tagesplanung einen möglichst großen Freiraum diesbezüglich zur Anpassung der Fahrweise zu schaffen. Für die Wochen- und Tagesplanung muss dann für jede Fahrweisenmöglichkeit der Tagesmittelwert der CO-Bildung angegeben werden, sowie eine Übersicht des aktuellen Jahresmittelwerts und die Anzahl der bereits ungültig gewerteten Tage. Die Entscheidung muss dann von der Betriebsleitung getragen werden.

Im Folgenden wird nun eine Struktur zur modellgestützten Planung der vier betrieblichen Prozesse, unter Einbeziehung aller in Kapitel 3 aufbereiteten Gegebenheiten, erörtert. Für eine bessere Übersichtlichkeit werden dabei auch graphische Darstellungen verwendet, welche schematisch den Oberflächen eines neuen Modells entsprechen könnten. Abbildung 79 zeigt eine Legende dazu.

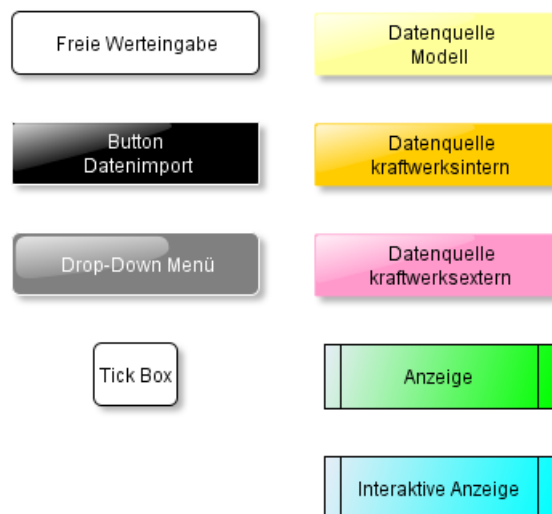


Abbildung 79: Legende für die graphischen Beschreibungen der Struktur für ein neues Modell

5.2 Erstellung des Jahresfahrplans

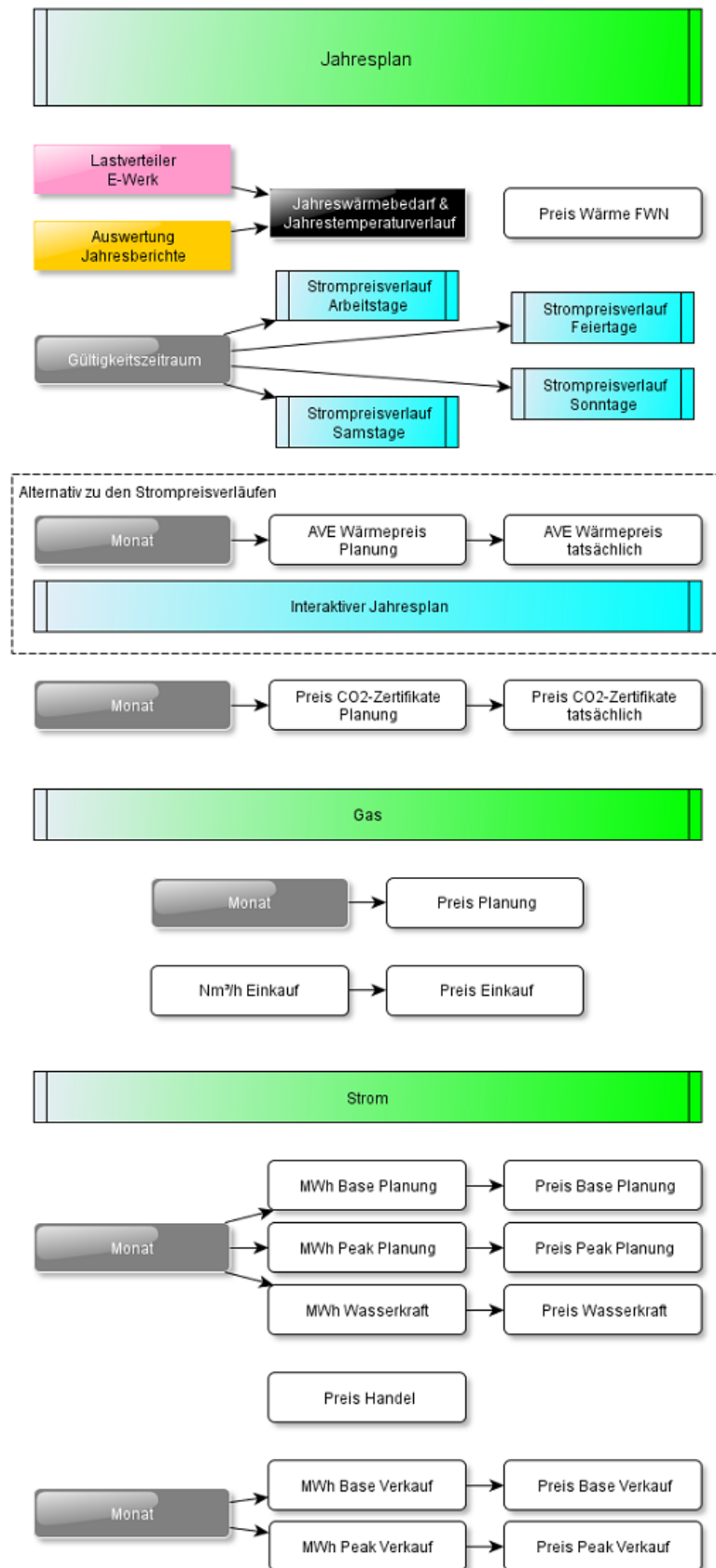


Abbildung 80: Eingabeparameter zur Erstellung des Jahresplans

5.2.1 Vorgabe des Außentemperaturverlaufs für das Jahr

Die Temperaturverteilung hat Einfluss auf den Wirkungsgrad und die Spitzenlast der Anlage. Da ein Temperaturunterschied von Tag zu Nacht doch als regelmäßig angenommen werden kann, kann durch einen einfachen Sinusverlauf somit die erzeugbare Strommenge und der Gasverbrauch besser geplant werden, als mit den bisher verwendeten Tagesdurchschnittswerten.

Da allerdings Wettervorhersagen eineinhalb Jahre (und länger) vor dem betrachteten Zeitpunkt mit einer gewissen Unschärfe verbunden sind, sollte eine Anpassung des Niveaus der Tagestemperaturverläufe nicht öfter als monatlich nötig sein.

» Monatliche Tagestemperaturverläufe

Möglich wäre natürlich auch ein Jahresverlauf der Temperatur. Dadurch sollte die Genauigkeit noch gesteigert werden können. Je nach Programmierung wird dadurch allerdings auch die Rechenleistung der Jahresplanung erhöht werden, da die Anzahl an unterschiedlichen Betriebspunkten um ein Vielfaches steigt (die einzelnen Wochentage innerhalb eines Monats sind auch bei einem gleichen Wärmebedarf nicht mehr gleich).

Der eingegebene Temperaturverlauf wird in einer Anzeige dargestellt (Jahresplan).

5.2.2 Vorgabe der benötigten Wärmeerzeugung für das Jahr

Ein voraussichtlicher Jahreswärmebedarfsverlauf bildet die Basis der Jahresplanung. Informationen dazu stammen von Berichten und Erfahrungswerte vergangener Jahre.

Unter 3.5.1 wurde kurz darauf eingegangen wie detailliert dieser Wärmebedarfsverlauf sein sollte. Wie dort festgehalten, tendiert die Betriebsleitung zu einem monatlichen Durchschnittswert (aufgeteilt auf Wochenmengen, welche mit dem Wärmespeicher an den Bedarfsverlauf angepasst werden). Da mit einem Modell aber leicht realisierbar, sollte der Gesamtwärmebedarf jedes Tages angepasst werden können. Dadurch können auch Vergleiche erstellt werden, ob sich detailliertere Planungen (Ferien, Feiertage, Wochenenden) rentieren.

» Eingabe des Wärmebedarfs für jeden Tag im Jahr (Tagesgesamtwerte)

Ein Tagesverlauf des Wärmebedarfs ist bei der Jahresplanung noch nicht nötig (wird derzeit im FHKW nicht beachtet). Es wird davon ausgegangen, dass die Wärmespeicherkapazität ausreicht, um die tägliche Fahrweise vollständig vom Wärmebedarf entkoppeln zu können.

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit des AVE- Bezugs ist im Speziellen darauf zu achten, dass sich zu den Zeiten hoher Strompreise (Peak) üblicherweise eine Reduktion der AVE- Wärme negativ auf das Ergebnis der folgenden Periode mit tieferen Strompreisen auswirken kann, weil der Speicher weniger befüllt wurde (siehe 3.4.3.2).

Der AVE-Wärmepreis wird zu Beginn für die Jahresplanung über das ganze Jahr nach den Terminmarkt-Börsenpreisen angenommen. Danach wird er für die tatsächliche Abrechnung monatlich über die aktuellen Börsenpreise neu bestimmt. Dies wird dann unter der Jahresplanung eingetragen und kann in der Wochenplanung zu einer Veränderung des Bezugs von der AVE führen (siehe Punkt 5.3).

» Wärmeerzeugung = Wärmebedarf – Bezug AVE

Der Wärmespeicher ermöglicht es schließlich, die Tageswärmemenge einem optimalen Fahrplan entsprechend erzeugen und dem benötigten Wärmebedarf entsprechend liefern zu können (siehe Punkt 3.4.3.1). Wie zuvor erwähnt wird dies derzeit vorausgesetzt. Soll der Wärmespeicherbezug bereits bei der Jahresplanung überprüft werden, werden tägliche Wärmebedarfsverläufe benötigt und die Differenz der Integrale der Wärmebedarfs- und Wärmeerzeugungskurven zu jedem Zeitpunkt berechnet.

» **Belastung Wärmespeicher = Wärmebedarf FWN – Erzeugung FHKW**

In der Anzeige (Jahrsplan) wird der eingegebene Jahreswärmebedarfsverlauf dargestellt und die angenommenen und bestätigten Energiepreise aufgelistet.

5.2.3 Berechnung des Jahresfahrplans

Die Berechnung des Jahresplans muss für Viertelstunden- bzw. zumindest für jeden Stundenwert (Strompreise werden stundenweise angegeben) geschehen.

Eine Erhöhung der Zusatzfeuerung mit Reduktion der GT-Leistung bei sehr tiefen Strompreisen (Punkt 3.4.4.3) kann bei der Jahresplanung vernachlässigt werden. Über längere Zeiträume (in der Jahresplanung werden monatliche Perioden berechnet – Gas-, Strom- und Wärmepreis, Temperaturverlauf) sind in diesem Fall die Sattdampferzeuger wirtschaftlicher.

Der Preis für den Verkauf an das Fernwärmenetz sollte bereits bekannt sein. Ebenso Planwerte für den Gaseinkauf sowie für den Stromverkauf am Terminmarkt, auf den Preis der restlichen Strommenge wird im Folgenden eingegangen. Bei Energiepreisen wie in den letzten Jahren, sollte sich der angenommene maximale Bezug von der AVE auch als am wirtschaftlichsten erweisen.

Dadurch ergibt sich für die Berechnung des Fahrplans der Jahresplanung folgender Ablauf:

1. Übernahme des eingegebenen Jahreswärmebedarfs und –temperaturverlaufs sowie des Preises für die Wärme an das Fernwärmenetz.

Die derzeitige Jahresplanung lässt vier unterschiedliche Erzeugungsperioden innerhalb des Wochenzyklus des Wärmespeichers (unabhängig vom Wärmebedarf) unterscheiden. Dies sind die Erzeugung zu Peakzeiten (Mo-Fr. 08:00 – 20:00 Uhr), zu Off-Peakzeiten, an Samstagen und an Sonntagen. Der Vollständigkeit halber wird auch eine fünfte Periode mit einbezogen, nämlich Feiertage. Ob diese dann auch in die Jahresberechnung integriert werden, kann dann von der Betriebsleitung entschieden werden.

» **Fünf Erzeugungsperioden: Peak, Off-Peak, Samstag, Sonntag, Feiertag**

2. Bestimmung der Strompreisverläufe des Spotmarktes

Auf Basis des Fahrplans der Jahresplanung wird ein Base- und ein Peakband am Terminmarkt verkauft. Die restliche Stromerzeugung geht an den Handel. Da aber keine Details zur Preisfindung des Handels bekannt gegeben wurden, wird an dieser Stelle angenommen, dass wie bei einem Kraftwerk ohne bilateralen Langzeit(Jahres)-Verkauf diese Restmenge am Spotmarkt gehandelt wird.

Dies sollte auch mit der Preisermittlung des Handels übereinstimmen.

Der Handel der Spotmarktmengen findet erst einen Tag vor Lieferung statt, muss aber bereits in der Jahresplanung geplant werden.

Dabei muss es sich nicht unbedingt um einen Stromverkauf handeln. Wird z. B. ein Spotmarkt-Strompreisverlauf wie unter Abbildung 81 für die Jahresplanung angenommen, würde man einen Gewinn erzielen, wenn man von 16:00 bis 18:00 Uhr die Stromerzeugung unter die verkaufte Peak-Menge absenken und die Differenz am Spotmarkt zukaufen würde. Dies ist allerdings abzuwiegen mit den zusätzlichen Kosten und Problemen einer kurzzeitigen Fahrweisenänderung.

Da am Spotmarkt Stundenprodukte gehandelt werden, müssen für das Modell Strompreisverläufe (für die Terminkontrakte reichen einzelne Werte) vorhergesagt werden. Ob diese Verläufe durchschnittlich für das ganze Jahr, jedes Monat, jede Woche oder jeden Tag angegeben werden, ist für das Modell nicht wesentlich (Gültigkeitsbereich muss festgelegt werden). Je nach Programmierung könnte allerdings der Rechenaufwand mit der Anzahl steigen, da die Anzahl an unterschiedlichen Betriebspunkten der Jahresplanung steigt. Definitiv steigt der Planungsaufwand durch Abschätzen der Verläufe. Und es muss für jede der unter Punkt 1 erwähnten Erzeugungsperioden mindestens ein Verlauf angegeben werden.

» **Spotmarkt-Strompreisverläufe für die fünf Erzeugungsperioden**

3. Maximale Erzeugung zu den Peakzeiten

Die Strompreise sind zu den Peakzeiten am höchsten. Dementsprechend ist diese Erzeugungsperiode primär zur Befüllung des Wärmespeichers zu betrachten. Geht man von einem Strompreisverlauf wie in Abbildung 81 aus, sollte die Erzeugung aber bereits 1-2 Stunden vor 8 Uhr gesteigert und nach 20 Uhr erst langsam zurückgenommen werden. Durch diese Verlängerung des „Erzeugungs-Peakblocks“, kann (in diesem Beispiel) Strom zu einem verhältnismäßig noch guten Preis am Spotmarkt (Handel) verkauft werden. Sinkt der angenommene Stromspotpreis unter den angenommenen Preis für den langfristigen Verkauf des Peakbandes, rentiert es sich die Leistung zu reduzieren und die Energie zur Erfüllung des Terminkontraktes wieder zuzukaufen. Dabei entsteht allerdings eine Unregelmäßigkeit der Fahrweise, welche von der Betriebsleitung als akzeptabel eingeschätzt werden muss.

In dieser Periode (verlängerte Peakperiode) wird die Anlage im technisch optimalen Betriebspunkt mit maximaler GT-Leistung betrieben. Wärme welche dabei im Überschuss erzeugt wird, wird zur Befüllung des Wärmespeichers genutzt.

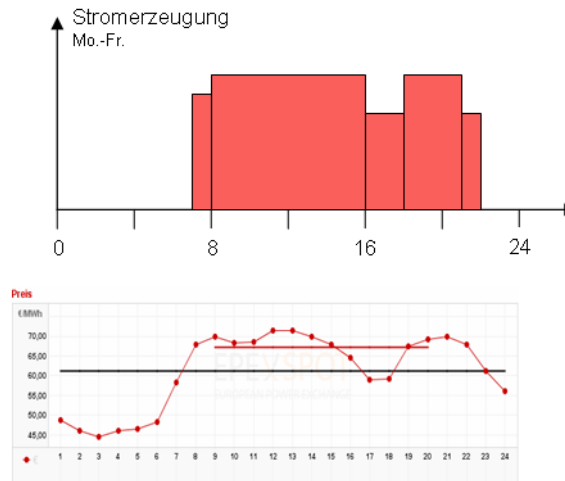


Abbildung 81: Maximale Erzeugung zu den Peakzeiten mit Anpassungen gemäß dem Strompreisverlauf (Spotmarkt)

Bei dieser Berechnung des „Erzeugungs-Peakblocks“ muss beachtet werden:

- Maximal eine Reduktion während der Peakzeiten – ansonsten zu unregelmäßiges Verhalten. Und auch diese muss von der Betriebsleitung akzeptiert werden.
- Entsprechend Punkt 3.3.8.2 müssen mindestens sechs Stunden dieses Blocks im Betriebspunkt mit maximaler GT-Leistung und einer Zusatzfeuerung von etwa 250 Nm³/h (siehe Punkt 3.3.2) erfolgen.
- Zum Zeitpunkt dieses Berechnungsschrittes geht man vom Betrieb beider GTs aus, eine mögliche Reduktion der Anlagenleistung auf eine GT wird erst im Punkt 5. betrachtet.
- Auch die Höhe der Anlagenleistung, wenn die GTs nicht mit maximaler Leistung betrieben werden, wird erst im Punkt 5. ermittelt.

» Priorität der Stromerzeugung zu den Peakzeiten mit Anpassungen (Mehr- oder Minderproduktion von Strom) in Abhängigkeit vom Spotmarkt-Strompreis

4. Anpassung der Turbinenleistung durch die Umgebungsbedingungen

Nötig wegen des in der Jahresplanung angenommenen Sinusverlaufs der Tagestemperatur

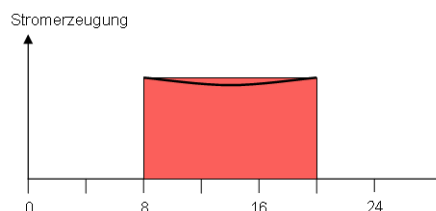


Abbildung 82: Anpassung der Maximalleistung an die Tagestemperatur

Dies muss auch bei den folgenden Berechnungen für Wochenenden und Feiertage beachtet werden.

5. Ermittlung der GT-Leistung zu den Off-Peakzeiten

Die Off-Peak-Leistung wird so gewählt, dass die geplante Tageswärmemenge, in Abhängigkeit von der Wochenmenge, erreicht wird. Zu diesem Zeitpunkt der Berechnung wird noch kein Betrieb am Wochenende angenommen.

In der Jahresplanung wird davon ausgegangen, dass die Pufferkapazität des Wärmespeichers ausreichend ist, um die Differenz von Wärmebedarf und Wärmeerzeugung abzudecken.

Um die GT-Leistung zu den Peakzeiten maximieren zu können, wird zu den Off-Peakzeiten üblicherweise eine Entnahme vom Wärmespeicher stattfinden. Dadurch würde die Off-Peak-Leistung noch weiter reduziert werden. Dies ist allerdings auch von der Wochenend- und Feiertagssituation abhängig.

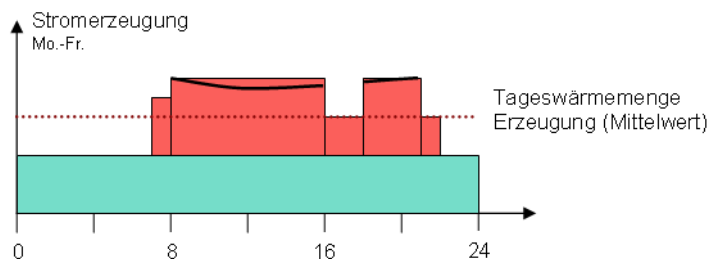


Abbildung 83: Berechnung der zusätzlich benötigten Wärmeerzeugung

Kann die Leistung beider GTs nicht weit genug abgesenkt werden ($<7,5$ MW) um die Wärmeerzeugung an die geforderte Tageswärmemenge muss eine Gegenüberstellung folgender Möglichkeiten erfolgen:

- Erhöhung des Kondensationsanteils zu den Peakzeiten.
- Verkürzung der Maximalauslastung zu den Peakzeiten. Zur Erfüllung des Peakbandes des Terminhandels, muss diese (teure) Leistung dann zugekauft werden.

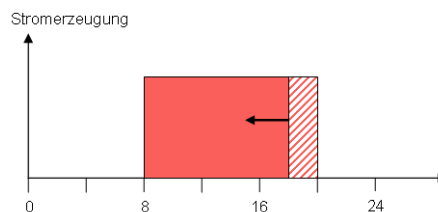


Abbildung 84: Verkürzung der Stromerzeugung zu Peakzeiten

- Reduktion der GT-Leistung zu den Peakzeiten. Dies ist schlechter für die GTs (Teillastverhalten) und nur möglich, sofern mindestens ein sechsständiger Teil mit maximaler GT-Leistung bestehen bleibt (CO, siehe Punkt 3.3.8.2).

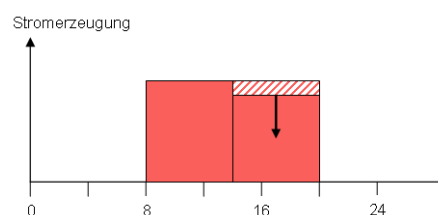


Abbildung 85: Reduktion der Stromerzeugung zu Peakzeiten

- Reduktion des Betriebs auf eine GT (mit oder ohne Zusatzfeuerung), auch zu Peakzeiten und am Wochenende (wenn geplant).
- Betrieb einer GT in Kombination mit einem der ersten beiden Punkte.
- Abstellen der Anlage und Betrieb der Sattdampferzeuger.

Üblicherweise wird der erste dieser Punkte nicht beachtet, die beiden nächsten Punkte die Optionen von November bis Februar sind und die drei weiteren für die restliche Zeit.

6. Anlagenbetrieb am Wochenende

Wie unter Punkt 3.4.6 erläutert, wird derzeit aufgrund des Wärmebedarfs und der Stromabnahme eines Großkunden der Wels Strom die Anlage auch am Samstag betrieben. Für eine automatisierte Berechnung sind folgende Schritte erforderlich:

- Berechnung, ob eine Abdeckung des Wärmebedarfs nur aus dem Speicher (Annahme: Vollbeladung) von Freitagabend bis zum Montagmorgen möglich ist.

Ist die Wärmemenge des Speichers nicht ausreichend, muss auch bei besserer Wirtschaftlichkeit des folgenden Vergleichs zu Peak- und Off-Peakzeiten am Samstag oder Sonntag Wärme erzeugt werden. Selbiges gilt wenn der Samstagbetrieb vom Handel (Wels Strom) vorgeschrieben wird.

Dabei muss auch beachtet werden, dass je nach Wärmebedarf und Preissituation am Wochenende der Wärmespeicher be- oder entladen oder auch konstant gehalten werden kann.

- Vergleich der Wirtschaftlichkeit des Betriebs am Samstag mit:
 - Betrieb Sonntag
 - Erhöhung des Kondensationsanteils
 - Reduktion der Leistung zu Off-Peakzeiten
 - Reduktion der Leistung zu Peakzeiten
 - Betrieb der Sattdampferzeuger

Bei der Berechnung sind wieder die selben Punkte wie unter 3. zu beachten. Außerdem sind sämtliche dieser Möglichkeiten auch zu kombinieren, um die Gesamtwärmemenge einzuhalten. Führt der Vergleich z. B. zu einem Betrieb am Samstag, muss am Samstag die Anlage mindestens sechs Stunden mit maximaler GT-Leistung betrieben werden (CO, siehe Punkt 3.3.8.2). Dies kann in weiterer Folge dazu führen, dass die Anlagenleistung zu den Off-Peak- oder auch Peakzeiten reduziert bzw. der Kondensationsanteil erhöht werden muss.

Eine Erhöhung des Kondensationsanteils muss primär zu den Peakzeiten erfolgen, da dabei die Stromausbeute im Niederdruckteil der DT erhöht wird und dies bei höheren Strompreisen einen besseren Erfolg erzielt.

7. Anlagenbetrieb an Feiertagen

Werden Feiertage in die Planung mit einbezogen, erfolgt die Berechnung gleich wie der Betrieb an Wochenenden. Außerdem haben Feiertage Auswirkungen auf die Wärmespeicherplanung der Vorwoche.

8. Ersetzen der Strompreisverläufe durch einen Fixwert (Situation im FHKW Wels)

Das FHKW Wels verkauft den Strom, der laut Jahresplanung erzeugt und nicht am Terminmarkt der Börse verkauft wird, zu einem Fixpreis an den Handel. Mit der Eingabe dieses Fixpreises können alle Strompreisverläufe ersetzt werden. Die Berechnung bleibt die gleiche. Für diesen Fall sollte dann aber der Verlauf manuell geprägt werden können, z. B. Betrieb am Samstag, Leistungsanstieg um 07:00 bis 22:00, usw... Dieser Verlauf wird dann an den Handel geschickt und man erhält dafür einen Strompreis.

5.2.4 Anzeige und Möglichkeit der Anpassung

In der Anzeige sollte übersichtlich dargestellt werden:

- Temperatur- und Wärmebedarf
- Errechneter Fahrplan
- Bezug AVE
- Wärmespeicherstand zum jeweiligen Ende der Tage
- Alle verwendeten Preise

Zum Erstellen von Vergleichen z. B. mit Fahrweisen mit weniger Unregelmäßigkeiten oder mit / ohne Wochenendbetrieb kann der Anwender uneingeschränkt die Angaben ändern.

5.2.5 Sommerbetrieb

Wird in der Jahresplanung ein Start nach längerer Pause und nicht durchgehend bis zum Winterbetrieb als wirtschaftlich erachtet (derzeit nicht der Fall, vor allem aber möglich wenn ein Stillstand der AVE bevorsteht), muss beachtet werden, dass sich die Anlage im konservierten Zustand befindet und zusätzliche Kosten anfallen (siehe Punkt 3.4.10.2).

5.2.6 CO₂- Problematik

Wie unter Punkt 3.3.8.1 erläutert sind ab 2013 CO₂-Zertifikate käuflich zu erwerben. Eine Reduktion dieser Kosten ist nur durch Steigerung des Wirkungsgrades möglich, und dies sollte durch das Modell ohnehin bestmöglich erfolgen. Die Betriebsleitung des FHKWs hat aber die Möglichkeit, bereits vorhandene Zertifikate aufzusparen und überlegt deshalb die Anlagenleistung noch weiter zu minimieren.

Möglich ist dies, da mit den Sattdampferzeugern die gesamte Brennstoffwärmeleistung zur Erzeugung von Wärme genutzt wird, während mit den Gasturbinen etwa 30 % davon in die Stromerzeugung übergehen. D. h. man würde die Anlage im Frühling noch früher abstellen und im Herbst noch später wieder anfahren.

Dementsprechend müssen bei der Jahresplanung auch der voraussichtliche Preis der Zertifikate angegeben werden, welcher in die Wirtschaftlichkeitsberechnung (betriebsgebundene Kosten) einfließen muss.

5.2.7 Anwendung der Jahresplanung

Die berechnete Fahrweise der Jahresplanung führt in Absprache mit dem Handel zu den an der Börse zu verkaufenden Base- und Peakbändern. In einer Oberfläche wie schematisch in Abbildung 80 dargestellt, müssen diese Planmengen und –preise eingegeben werden können. Über den unter 3.4.10.4 angeführten Zusammenhang kann dann dadurch der voraussichtliche Jahresertrag berechnet werden.

Fixiert werden diese Werte erst durch den Verkauf am Terminmarkt, und da sich bis dahin vor allem die Preise (möglicherweise aber auch die Mengen) noch ändern, wird der Verkauf noch einmal eingegeben.

Dasselbe gilt für den Gaseinkauf. Mit den Planwerten wird der voraussichtliche Jahresplan berechnet. Dann werden die endgültigen Mengen und Preise eingegeben und übernommen.

All diese Plan- und Istmengen sollten in der Jahresplan-Anzeige übersichtlich dargestellt bzw. aufgelistet werden.

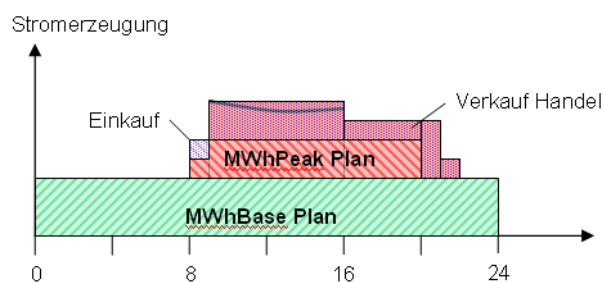


Abbildung 86: Anzeige (Beispiel) des geplanten Stromhandels an der Börse und an den Handel der Wels Strom

In weiterer Folge könnte ein Risikomanagementsystem in das Modell eingegliedert werden, welches die Zeitpunkte und Mengen für die Stromterminmarktgeschäfte, sowie die Absicherung des Erdgaspreises vorschlägt. Dieses Thema wird in dieser Arbeit aber nicht weiter behandelt.

5.3 Wochenplanung

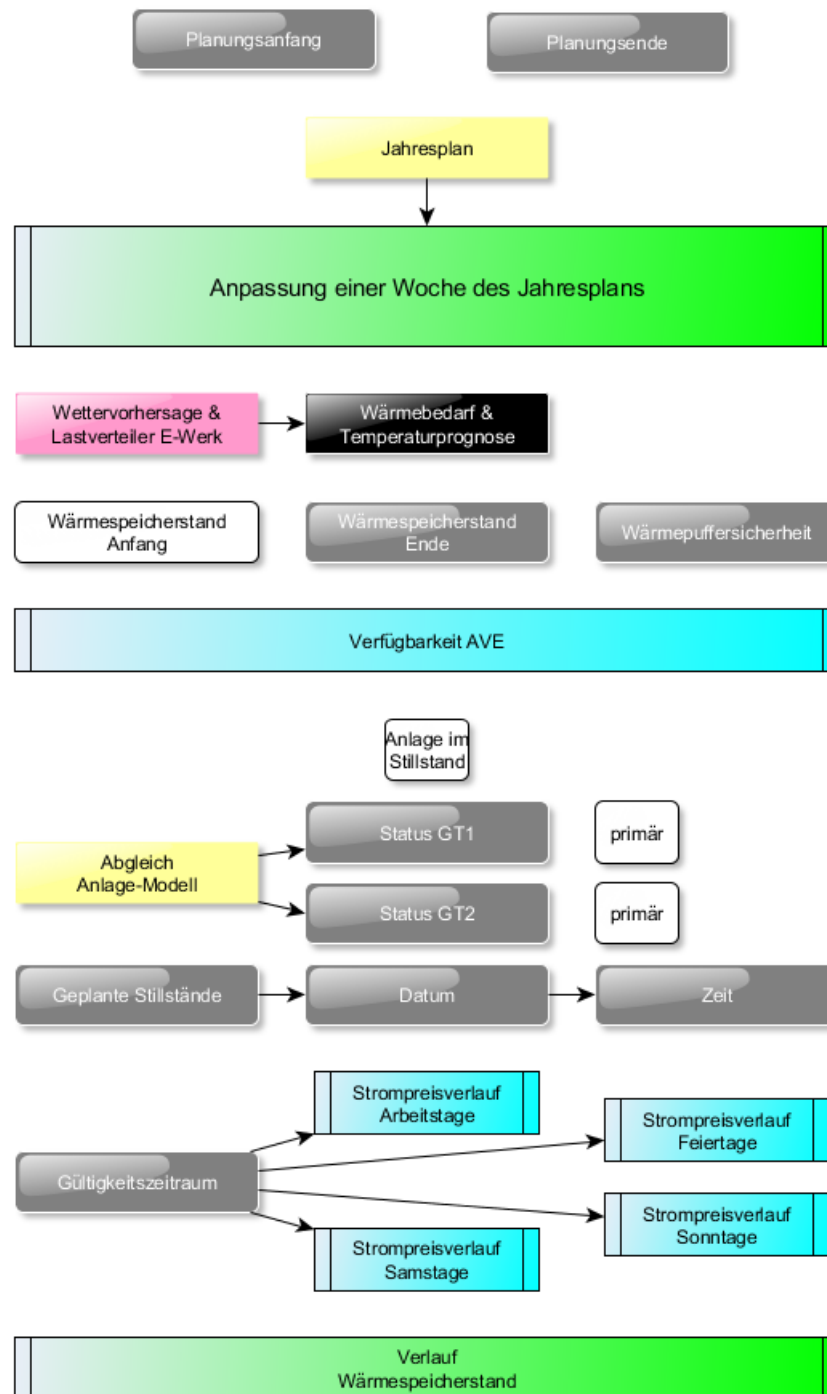


Abbildung 87: Eingabeoberfläche zur Erstellung des Wochenplans

Die Berechnung des Tagesfahrplans benötigt Sollwerte des Anlagenstatus und des Wärmespeicherstandes des Vortages ($t-1$; eine GT, zwei GTs, ...), sowie des Beginns des folgenden Tages ($t+1$). Im Jahresplan sind diese Daten bereits vorhanden. Da aber von der Erstellung bis zur Ausführung des Jahresfahrplans bis zu zweieinhalb Jahre vergehen können, können sich bezogen auf den Anlagenstatus, Bezug von der AVE, Wärmebedarf, Temperaturvorhersage und die Energieträgerpreise noch Änderungen ergeben.

Dabei reicht es nicht, nur den vorherigen und folgenden Tag zu betrachten, da die Wärmespeicherplanung einen Wochenzyklus durchläuft (siehe Punkt 3.4.3.1). Zum Ende jeder Woche muss deshalb der Jahresplan auf die voraussichtliche Situation der kommenden Woche angepasst werden.

» Wöchentliche Anpassung des Jahresfahrplans

Die Energieträgerpreise (mit Ausnahme der Stromspotpreise) sollten bis zum Zeitpunkt der Wochenplanung bereits abgesichert (siehe Punkt 3.5.3) und im Jahresfahrplan aktualisiert worden sein.

5.3.1 Temperatur- und Wärmebedarfsprognose

Die Fahrweise, welche durch diese neuen aktuelleren Werte berechnet wird, bestimmt die Nutzung des Wärmespeichers der ganzen Woche. Anders als bei der Jahresplanung (siehe Punkt 3.5) ist deshalb der Gewinn direkt mit der Genauigkeit der Daten und Berechnungsergebnisse verbunden.

» Das wirtschaftliche Ergebnis steigt mit der Genauigkeit der Vorhersage

Bezüglich des Wärmebedarfs betrifft diese Steigerung der Wirtschaftlichkeit hauptsächlich die Genauigkeit der Tagesgesamtwärmemenge. An Tagen höherer Strompreise soll mehr erzeugt werden als an den anderen.

Die Information, welche Kapazitäten zu den verschiedenen Zeitpunkten verfügbar sind, wird erst bei Abweichungen vom Fahrplan während der Ausführung (siehe 5.5) und bei der Berechnung von Grenzpreisen, ab welchen sich Anpassungen rentieren (siehe 5.4.3) benötigt.

Gerade am Anfang und Ende der Wärmespeicherentnahme- und -befüllungsperioden (Arbeitswoche, Wochenende), an welchen man sich an den Speichergrenzen befindet, kann der Wärmespeicher aber auch zum einschränkenden Kriterium der Fahrweise werden (siehe 3.4.3.1). Deshalb sollte bei der Wochenplanung bereits ein Verlauf des Wärmebedarfs angegeben werden.

5.3.2 Wärmespeicherstand und Wärmepuffersicherheit

Im Normalfall wird der Wärmespeicher am Ende einer Woche im entleerten Zustand der neuen Woche übergeben. Dies ist nicht der Fall, wenn die Anlage am Wochenende ungeplant betrieben wurde oder wenn weniger Wärme benötigt wurde als geplant. Und dies sollte auch nicht der Fall sein, wenn zu Beginn der neuen Woche ein Feiertag mit tiefen Strompreisen bevorsteht oder die Anlagenleistung aus anderen Gründen zurückgenommen wird.

Für den Wärmespeicherstand am Ende der zu planenden Woche sollte es deshalb reichen, aus Bereichen wählen zu können. Z. B.: 0 % - 25 % - 50 % - 75 % - 100 % (bei den Randwerten muss die Puffersicherheit noch eingehalten werden). Der Speicherstand zu Beginn der Wochenplanung sollte direkt eingegeben werden können. Vor allem wenn es aufgrund von Planungsabweichungen zu einer Neuberechnung kommt, muss der aktuelle Wert eingegeben werden können.

Durch Nutzung des Wärmespeichers lassen sich vorteilhaftere Betriebszustände einstellen. Es muss allerdings stets eine Reserve vorhanden sein, um außerplanmäßige

Wärmelastspitzen oder Anlagenstillstände puffern zu können (siehe Punkt 3.4.3.1). Je höher diese Reserve angenommen wird, desto geringer ist das Risiko, dass es zu einem Lieferungsausfall der Wärme kommt, die Sattdampferzeuger angeheizt werden müssen oder im Fall von Wärmeüberproduktion, diese im Kondensationsbetrieb zu schlechten Preisen verwertet werden muss. Ein erhöhtes Risiko im Betrieb des Speichers (d. h. verringerte bzw. keine Reserven) erhöhen hingegen den potentiellen Gewinn.

» **Höhere Reserve** → schlechteres Ergebnis vs. **Geringere Reserve** → besseres Ergebnis

Für das Modell sollte ein Drop-Down-Menü mit drei Stufen der Reserve reichen. Mit diesen werden der minimale und maximale Grenzwert der Wärmespeicherbe- oder -entladung verschoben. In der Anzeige sollte der Unterschied erkennbar sein.

5.3.3 Verfügbarkeit AVE

Auch der voraussichtliche Wärmebezug von der AVE für die folgende Woche wird aktualisiert. Eine Möglichkeit der Darstellung wäre eine interaktive Anzeige des Verlaufs, um ihn stündlich anpassen zu können.

5.3.4 Betriebszustand

Das Anfahren aus dem Stillstand einer oder beider GTs (Anlagenstillstand) ist mit zusätzlichen Kosten verbunden (siehe Punkt 3.4.10.2). Da der Betriebszustand des Jahresplans mit dem aktuellen Stand nicht übereinstimmen muss, muss im Wochenplan diese Information für den Beginn der Woche (bzw. der Planungsperiode) angegeben werden.

Eine einfache Möglichkeit dazu wäre ein Drop-Down-Menü je Gasturbine zur Auswahl von:

- Einsatzfähig, in Betrieb
- Einsatzfähig, nicht in Betrieb
- Nicht einsatzfähig
- Konserviert

Außerdem ist eine Bestätigung nötig, ob sich die gesamte Anlage im Stillstand befindet, da in diesem Fall die reduzierten Betriebskosten zu beachten sind (siehe Punkt 3.4.10.2).

Auch geplante Stillstände müssen angegeben werden können. Dafür reicht ein Drop-Down-Menü zu Auswahl zwischen GT1, GT2 oder der gesamten Anlage mit einer Zeit- und Datumseingabe.

Der Status der Abhitzeessel entspricht der jeweiligen GT.

Für den Fall, dass die Anlage mit nur einer Gasturbine betrieben wird, muss vorgeschlagen werden mit welcher der beiden. Zum einen sollen beide Linien regelmäßig betrieben werden, und zum anderen sollten beide etwa dieselbe Menge an Betriebsstunden erreichen, um Revisionen zum selben Zeitpunkt zu ermöglichen. Letzteres ist nur deshalb sinnvoll, weil die Anlage ohnedies im Sommer über längeren Zeitraum nicht betrieben wird. Die Auswahl sollte von der Betriebsleitung erfolgen, deshalb wäre eine laufende Anzeige der Betriebsstunden vorteilhaft.

» **Zur Berechnung wird der Betriebsstatus der Gas- und Dampfturbinen zu Beginn der geplanten Woche benötigt**

Über Abgleiche des thermodynamischen Modells mit den Messwerten der Anlage können die aktuellen Abminderungsgrade (Degradation) der Turbinen ermittelt werden.

Alle diese Anpassungen werden in der Anzeige der Wochenplanung („Anpassung einer Woche des Jahresplans“) dargestellt.

5.3.5 Bestimmung der Strompreisverläufe

Im Vergleich zur Jahresplanung können eine Woche vor Durchführung die Strompreise des Spotmarktes besser vorhergesagt werden. Dementsprechend sollte die Neuberechnung auch mit aktualisierten Strompreisen durchgeführt werden. Wie bei der Jahresplanung sind auch dabei stündliche Strompreisverläufe der einzelnen Erzeugungsperioden nötig.

Um die Strompreise besser vorhersagen zu können, wäre eine Darstellung der Verläufe des Vortages, desselben Tages der vorigen Woche, sowie – im Fall der betrachtete Tag ist ein Feiertag - des letzten Feiertages und des letzten Sonntags vorteilhaft. Dies führt auch zur Überlegung, die Strompreise jedes Tages aufzuzeichnen und in übersichtlicher, aufbereiteter Form für spätere Entscheidungen zu speichern.

» **Aufbereitung vergangener Strompreisverläufe**

5.3.6 Berechnung des Wochenplans

Die Berechnung der Wochenplanung ist identisch mit jener der Jahresplanung. Es müssen zu jedem Zeitpunkt die wirtschaftlichen Ergebnisse verschiedener Betriebspunkte berechnet werden, um zu vergleichen, ob eine Leistungserhöhung oder -reduktion mit einer ausgleichenden Aktion zu einem anderen Zeitpunkt einen wirtschaftlichen Vorteil ergibt. Um dabei nicht eine sehr große Anzahl von Berechnungsschritten zu erzeugen, wird man repräsentative Punkte der einzelnen Erzeugungsperioden erstellen müssen. Diese Referenzpunkte werden einem Ranking unterzogen, um schließlich die Position mit dem höchsten Gewinn bei Leistungserhöhung mit der Position der größten Reduktion der Kosten bei Leistungsreduktion zu kombinieren.

5.3.7 Wärmespeicherstand

Mit den neuen Werten für Temperatur, Wärmebedarf, AVE-Bezug, Wärmepuffersicherheit und Betriebszustand kann ein neuer Fahrplan für die Woche berechnet werden. Dementsprechend ergibt sich dann auch ein Verlauf des Wärmespeicherstandes über die ganze Woche. Will die Betriebsleitung an diesem etwas ändern, müssen die Eingaben zuvor entsprechend geändert werden.

» **Der Wärmespeicherstand kann nicht direkt verändert werden, er ist Ergebnis der gewählten Fahrweise**

5.3.8 Anwendung

Prinzipiell wird die Wochenplanung vor Beginn jeder Woche durchgeführt. Treten Störfälle, Strompreisextrema oder starke Abweichungen von den Temperatur- oder Wärmebedarfsprognosen auf, muss die Wochenplanung aber auch während der Woche neu berechnet werden können. Deshalb wird zu Beginn der Wochenplanung der zu planende Zeitraum ausgewählt. Der eingegebene Betriebszustand (siehe vorheriger Punkt) bezieht sich dann auf den Anfang der neuen Planungsperiode.

5.4 Erstellung des Tagesfahrplans

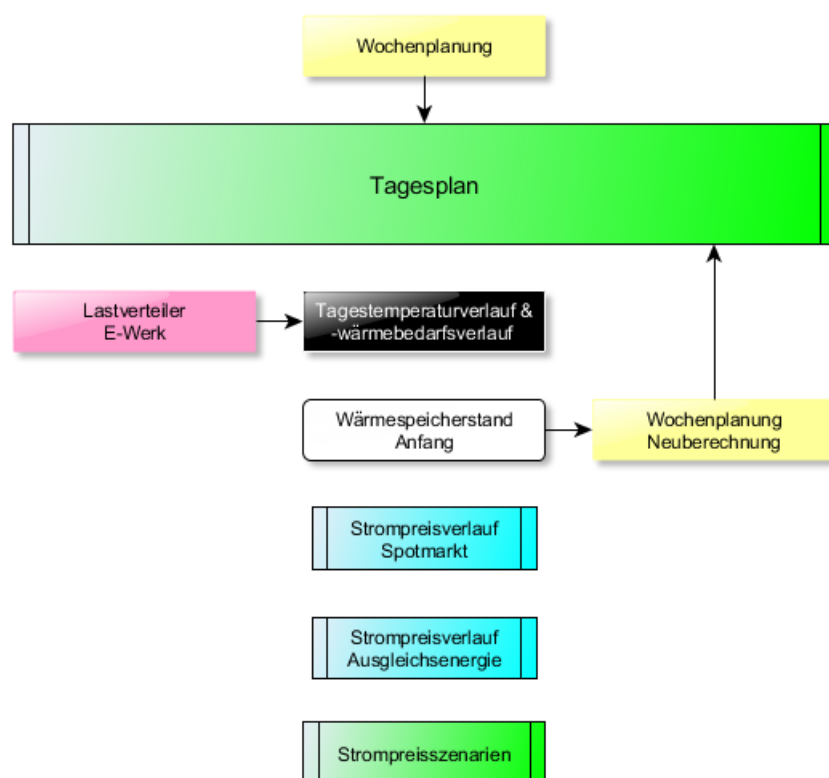


Abbildung 88: Eingabeoberfläche zur Erstellung des Tagesplans

Durch die Anpassung des Jahresplans im Wochenplan wurden die Sollwerte des Anlagenbetriebs über den Tag neu erstellt. Der Anfangs- und Endspeicherstand, sowie der Betriebszustand werden in die Tagesplanung direkt übernommen. Möchte man an diesen Werten etwas ändern, muss dies in der Wochenplanung (erneute Berechnung) geschehen, da dies auch unmittelbare Auswirkungen auf die folgenden Tage hat (siehe auch den folgenden Punkt).

Der Anlagenbetrieb während des Tages wird anfänglich zwar auch übernommen, dieser wird aber noch einmal wie folgt aktualisiert.

5.4.1 Wärmebedarf- und Temperaturverlauf, Wärmespeicherplanung

Für die Tagesplanung wird vom Lastverteiler, sowohl für den Wärmebedarf, als auch für die Temperatur ein Verlauf für den ganzen Tag prognostiziert. Dadurch kann der Fahrplan noch genauer angepasst werden.

Geringe Abweichungen vom Fahrplan sind aufgrund der Ungenauigkeit von Wärmebedarf- und Temperaturprognose nicht zu vermeiden. Aufgrund des Wärmepuffers ist dies auch nicht unbedingt nötig, und die einzige Auswirkung geringer Abweichungen auf den folgenden Tag scheint im Stand des Wärmespeichers auf. Dementsprechend muss jeden Tag der Speicherstand (Anfangsstand) aktualisiert werden. Da der Wärmespeicher immer mit Bezug auf den Rest der Woche geplant werden sollte, muss dies in der Wochenplanung geschehen.

» Zur Aktualisierung des Wärmespeicherstandes, sollte jeden Tag die Wochenplanung neu berechnet werden

Größere Abweichungen können sich auch auf den Anlagenstatus auswirken, in diesem Fall muss ohnehin die Wochenplanung neu berechnet werden.

Die unter Punkt 3.4.3.1 beschriebenen Aspekte für die Wärmespeicherplanung ergeben Grenzwerte für den Wärmespeicherstand an allen Zeitpunkten des Tages. Die zwischen diesen Grenzwerten verfügbaren Kapazitäten können zur Optimierung der Fahrweise während des Anlagenbetriebs (siehe Punkt 5.5) verwendet werden.

5.4.2 Strompreise

Am Spotmarkt wird die Differenz der Strommenge des Tagesplans und jener Strommenge, welche bereits am Terminmarkt oder an den Handel verkauft wurde, gehandelt. Der Strompreisverlauf des Spotmarktes kann für die Tagesplanung noch einmal aktualisiert werden. In den meisten Fällen wird allerdings der Verlauf der Wochenplanung übernommen werden, dementsprechend sollte dieser als Voreingabe bereits vorhanden sein.

Wie unter Punkt 3.4.7 erwähnt, ist die Betriebsleitung des FHKWs Wels der Meinung, dass auch am Ausgleichsenergiemarkt Regelmäßigkeiten auftreten. Sollen diese Abhängigkeiten auch berücksichtigt werden, ist der erwartete Preisverlauf der Ausgleichsenergie nötig. Für die Berechnung ergibt sich kein Unterschied, es wird der bessere der Preise von Spot- bzw. Ausgleichsenergiemarkt zu jedem Zeitpunkt verwendet. Wird allerdings die Fahrweise zu einem Zeitpunkt aufgrund des Ausgleichsenergiepreises bestimmt, muss dies im Ergebnis als solches ersichtlich sein, da diese Strommenge dann nicht am Spotmarkt verkauft werden darf.

» Mögliche Integration von Prognosen des Ausgleichsenergiepreises

Umgekehrt kann auch der tiefere der beiden Preise gewählt werden, wenn Strom zur Erfüllung der langfristigen Kontrakte wieder zugekauft werden soll.

Die Integration des Ausgleichsenergiepreises könnte bereits auch bei der Wochenplanung stattfinden. Dadurch steigt allerdings das spekulative Risiko, welches durch Annahme von Spotpreisen ohnehin bereits vorhanden ist, noch weiter an.

Wichtig:

Die Ausgleichsenergie wird viertelstündlich abgerechnet, der Spotmarktstrom stündlich. Wird dementsprechend der Bezug oder Verkauf von Ausgleichsenergie geplant, so muss dies über 4 Perioden (stündlich) stattfinden.

5.4.3 Vorgabe von Grenz-Ausgleichsenergiepreisen

Bei der Tagesplanung sollen Grenzwerte des Ausgleichsenergiepreises berechnet werden, ab welchen sich eine Anpassung der Fahrweise am nächsten Tag rentiert. Die Anzahl an Möglichkeiten dafür hängt vom Betriebszustand des jeweiligen Zeitpunktes ab, die wichtigsten - da günstigsten - Beispiele sind:

- Sind eine oder beide GTs in Betrieb?
- Kann die GT-Leistung noch erhöht/reduziert werden?

In Abbildung 76 wurden alle Möglichkeiten graphisch aufbereitet. Es stellen sich zusätzlich aber weitere zu entscheidende Fragen:

- Rentiert es sich in einen Betriebspunkt erhöhter CO-Werte zu wechseln?
- Wie lange wird der Ausgleichsenergiepreis den vorhergesagten Wert beibehalten?
- Rentiert es sich für eine kurzzeitige Optimierung des wirtschaftlichen Erfolgs die Anlage aus einer konstanten Fahrweise zu nehmen?

Für die Bestimmung der optimalen Fahrweise ergibt sich auch wieder das Problem, dass Fahrweisenanpassungen, die den Wärmespeicher betreffen, auch wieder ausgeglichen werden müssen. Für diesen Fall sollte auch gleich der optimale Zeitpunkt für den Ausgleich neu berechnet werden.

5.5 Fahrweisenanpassung (während der Ausführung des Tagesplans)

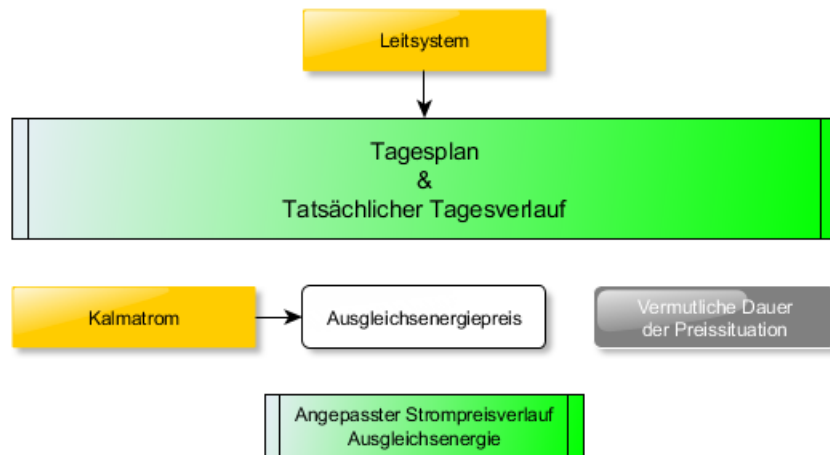


Abbildung 89: Eingabeoberfläche zum Abgleich des Tagesplans in der Warte

Wie im Punkt 3.7 beschrieben, muss die Warte auf unerwartete Ereignisse mit einer Abweichung vom vorgegebenen Tagesplan reagieren. Für eine schnelle Entscheidung bezüglich des Ausgleichsenergiepreises wurden bei der Tagesplanung bereits Strompreise berechnet, ab welchen sich für den jeweiligen Zeitpunkt eine Anpassung rentiert.

Bei der Ausführung des Tagesfahrplans besteht aber der Vorteil, auf die aktuellen Daten aus dem Leitsystem zugreifen zu können. Dementsprechend sollte der Fahrplan möglichst kurzfristig an die neuen Gegebenheiten angepasst werden können, um bei einem außerplanmäßigen Ereignis optimal reagieren zu können.

» Neuberechnung des Tagesplans bei außerplanmäßigen Ereignissen

In der Anzeige werden der Tagesplan und der tatsächliche Tagesverlauf angegeben. Folgende Punkte sind die wichtigsten dieses Vergleichs und sollten übersichtlich dargestellt werden:

- Abweichung vom Wärmespeichersollwert – Anzeige des Speicherstandes zum Ende des Tages mit den tatsächlichen Erzeugungswerten
- CO-Werte
- Modellabgleich (stimmen die Modellberechnungen mit den tatsächlichen Werten überein)
- Wärmebedarf Plan- und Istwert
- Temperatur Plan- und Istwert

Die Berechnung ist dieselbe wie in der Tagesplanung, allerdings mit den aktuellen Werten aus dem Leitsystem und der Angabe des aktuellen Ausgleichsenergiepreises (siehe Punkt 3.7.3). Mit dem Ausgleichsenergiepreis und der Ausgleichsenergiemenge wird ein neuer Stromertrag berechnet. Außerdem sollte abgeschätzt werden, für wie lange der

Ausgleichsenergiepreis vom in der Tagesplanung angegebenen Verlauf abweicht (wenn dort einer angegeben wurde; siehe Punkt 5.4.2).

Ein Szenario wie es unter Punkt 3.3.6.5 für den 02.03.2011 dargestellt wurde, kann auch durch ein optimales Modell nicht verhindert werden. Solche Ereignisse werden durch die Kommunikation zwischen AVE und FHKW bestimmt.

Eine zusätzliche Option wäre auch, dass das Modell regelmäßig einen Abgleich des Tagesplans durchführt, um auch bei keinen außergewöhnlichen Ereignissen auf eventuelle Möglichkeiten aufmerksam zu machen.

5.6 Anwendung des Modells in anderen Kraftwerken

Alle Angaben dieser Arbeit beziehen sich auf das Fernheizkraftwerk der Wels Strom GmbH. Für die VTU Energy GmbH ist es allerdings von Interesse, ein solches Modell auch auf andere Werke anzuwenden. In diesem Punkt wird deshalb versucht festzustellen, inwiefern der Modellvorschlag dieser Arbeit für andere Kraftwerke angepasst werden müsste.

Die Limitierungen und Randbedingungen des Punktes 3.3 sind Grenzwerte, welche dem Modell als Datenbank zur Verfügung stehen sollten. Für andere Kraftwerke sind die technischen Randbedingungen jeweils neu zu erheben.

Die fahrweisenbestimmenden Aspekte des Punktes 3.4 sind hingegen Teil der Berechnungsstruktur des Modells. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass die gesamte Programmierung individuell angepasst werden muss. Folgende Punkte sind dabei im Detail zu untersuchen:

- Anlagenkonfiguration: Anzahl an GTs und DTs, Engpassleistungen,...
- Variierbarer Wärmebezug (wie im Fall des FHKW Wels von der AVE)
- Spezifische Größe des Wärmespeichers (bezogen auf die Ausgangsleistung)
- Entnahmedampfturbine vs. Gegendruckdampfturbine
- Fernwärmeschleife (Unterteilung der Abhitzeessel)
- Notwendige Zufeuerung im Volllastpunkt (ist von den GTs abhängig)
- Wärmelastspitzen
- Bilateraler Stromverkauf an den Handel (muss bei diesem Vorschlag eines Modells nicht vorhanden sein, siehe Punkt 5.2.3)

Diese Liste würde sich, je nachdem wie detailliert man vorgeht, noch erweitern lassen.

Die betrieblichen Prozesse der Jahres-, Wochen- und Tagesplanung sowie der Ausführung des Tagesplans in der Warte, sollten aber generell für FHKWs repräsentativ sein. Deshalb sollte die Modellstruktur auch durchaus anderen Fernheizkraftwerken entsprechen und in solchen für Optimierungszwecke eingesetzt werden können.

6 Schlussfolgerung und Ausblick

Durch den unter Kapitel 5 erarbeiteten Vorschlag für ein modellgestütztes Optimierungssystem, wären folgende Verbesserungen im FHKW Wels denkbar:

- Die Jahresplanung wird mit exakteren Werten durchgeführt. Dadurch entsteht zwar nicht unmittelbar ein wirtschaftlicher Erfolg, es wird aber das Risiko von Fehlplanungen (Gaseinkauf, Verluste an den Strombörsen) reduziert.
- Die Wochenplanung fand bisher in Besprechungen mit der Betriebsleitung statt. Durch die Integration in ein Modell könnte dieser Arbeit eine konsistente Informationsbasis und klare Vorgabe verliehen werden. Vor allem aber die Wärmespeicherplanung könnte durch exakte Berechnungen unterstützt werden.
- Durch ein besseres Wärmespeichermanagement (mehr verfügbare Kapazität) kann die Fahrweise besser der Strompreissituation angepasst werden, wodurch unmittelbar das Betriebsergebnis verbessert wird.
- Die Tagesplanung wurde bisher durch das Softwarepaket „Ketek“ unterstützt. Da diese Software in der vorliegenden Version aber vom Hersteller nicht mehr unterstützt wird, muss sie ersetzt werden. Mit dem neuen Modell sollten Schwächen von „Ketek“ neutralisiert und somit für die Tagesplanung eine bessere Basis erzeugt werden können.
- Durch eine bessere Tagesplanung würden Risiken von Fehlkäufen am Spotmarkt reduziert werden.
- Bisher wurden in der Warte zwei Grenzwerte für den Ausgleichsenergiepreis angegeben, ab welchen die Fahrweise geändert werden soll. Mit dem Modell werden für jede mögliche Fahrweisenanpassung exakte Werte berechnet.
- Mit der Eingliederung in die Warte und das Leitsystem kann der Tagesfahrplan bei außerplanmäßigen Ereignissen technischer oder wirtschaftlicher Natur kurzfristig mit den aktuellen Werten neu optimiert werden. Dies kann auch zu Vorteilen an den folgenden Tagen führen, da der gesamte Verlauf der verbleibenden Woche in der Optimierung berücksichtigt wird.
- Die Wochenplanung stellt eine brauchbare Entscheidungshilfe über ein Starten der Anlage bei einem Ausfall der AVE im Sommer dar.
- Die ab 2013 entstehenden Kosten für CO₂-Zertifikate werden bereits berücksichtigt.
- Wird das Modell mit einer Onlineverbindung zum Leitsystem ausgestattet, können durchgehend zu den Plan- die Istwerte aufgezeichnet werden. Dadurch können Vergleiche erstellt werden, ob die Abweichungen Regelmäßigkeiten aufweisen. Ist das der Fall, kann das Modell laufend aktualisiert werden.
- Durch diese Onlineverbindung können auch Berichte in graphischer und tabellarischer Form, wie sie unter den Punkten 3.5.4 und 3.6.5 dargestellt sind, generiert werden.
- Da alle Planungsprozesse anhand derselben Struktur erzeugt werden, entsteht ein einheitliches Erscheinungsbild.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass der liberalisierte Energiemarkt einem ständigen Wandel unterliegt. Global versucht man zurzeit die Nachhaltigkeit zu fördern und die Nutzung von Sonne, Wind und Geothermie voranzutreiben. Ob dadurch der Strompreis steigen wird, ist aufgrund zahlreicher weiterer Einflussfaktoren schwer vorhersehbar. Mit Sicherheit wird darunter aber die Planbarkeit des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage am Strommarkt leiden, und die Volatilität wird steigen.

Dies könnte zu der Annahme führen, dass ein Planungsmodell an Bedeutung verliert. Aber vor allem durch die Wärmespeicherplanung werden gerade für diesen Fall durch das Planungsmodell Informationen geschaffen, welche eine optimale Anpassung an die Gegebenheiten erlauben und zum maximal möglichen wirtschaftlichen Erfolg führen.

Gasbefeuerte Kraftwerke gehören zu den schnell regelbaren. Die Betriebsleitung des FHKWs Wels bevorzugt eine möglichst konstante Fahrweise. Sollten die soeben angeführten Aussichten aber zutreffen, wird das FHKW in Zukunft gerade durch kurzfristige Leistungsanpassungen seine Vorteile am Markt verbessern können. Und möglicherweise kann es durch diese Arbeit dabei unterstützt werden.

Literaturverzeichnis

Das Literaturverzeichnis weist eine große Anzahl an energiewirtschaftlichen Informationen aus Internet-Quellen auf. Ein Großteil dieser Quellen ist gesetzlich zur Bereitstellung dieser Informationen verpflichtet oder stammt auch von Behörden der Regierung und muss dementsprechend nach bestem Gewissen der bereitstellenden Unternehmen vertrauenswürdig sein.

110. Bundesgesetz (2010): Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 und Energie-Control-Gesetz (NR: GP XXIV RV 994 AB 997 S. 86. BR: 8420 AB 8421 S. 791.) [CELEX-Nr.: 32004L0008, 32006L0032, 32008L0027, 32009L0072, 32009L0714]. Wien, 2010
111. Bundesgesetzblatt (2008): BGBl I Nr. 111/2008, Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, Erlassung von Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz), ((NR: GP XXIII RV 554 AB 644 S. 65. BR: AB 7988 S. 759.), [CELEX-Nr.: 32003L0054. 32004L0008]. Wien, 2008
- APCS: Informationen von Internet- Quelle.
URL: http://www.apcs.at/balance_energy_market/statistics/2010/index.html
(Zugriff: 25.07.2011)
- APG: Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.apg.at/>
(Zugriff: 10.06.2011)
- Benutzerhandbuch Planungsmodell: Betriebsinternes Handbuch der VTU Energy Gmbh zum Planungsmodell FHK Wels. Graz / Grambach, 2010
- E-Control: Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.e-control.at>
(Zugriff: 21.05.2011)
- E-Control Regelleistung: Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.e-control.at>
(Zugriff: 20.09.2011)
- ECC: Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.ecc.de>
(Zugriff: 10.06.2011)
- EEX: Graphiken und Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.eex.com>
(Zugriff: 20.06.2011)
- EEX Produktbroschüre Strom (2011): Konzept für potentielle Börsenteilnehmer der EEX-Börse von Internet Quelle.
URL: http://www.eex.com/de/document/89878/20110414_EEX_Produktbroschuere_Strom.pdf
(Zugriff: 10.06.2011)
- Energieabgaben-Richtlinien (2011), Energieabgaben-Richtlinien 2011, Richtlinien zum Elektrizitätsabgabegesetz, zum Erdgasabgabegesetz, zum Kohleabgabegesetz und zum Energieabgabenvergütungsgesetz, BMF-010220/0058-IV/9/2011, EnAbgR, Wien, 2011
- Entso-e: Informationen und Abbildung von Internet- Quelle.
URL: <http://www.entsoe.eu>
(Zugriff: 11.06.2011)
- Erdgasabgabegesetz (2011): Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch von Erdgas eingeführt wird (Erdgasabgabegesetz), Strukturanpassungsgesetz 1996 (NR: GP XX RV 72 und Zu 72 AB 95 S. 16. BR: 5161, 5162, 5163, 5164 und 5165 AB 5166 S. 612.) StF: BGBl. Nr. 201/1996, Wien, 2011

- EpexSpot: Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.epexspot.com>
(Zugriff: 10.06.2011)
- EXAA: Informationen von Internet- Quelle.
URL: <http://www.exaa.at>
(Zugriff: 10.06.2011)
- EXAA Folder Power (2011): Informationsfolder von Internet- Quelle.
URL: http://www.exaa.at/static/cms/sites/exaa.at/media/downloads/EXAA_Folder_Power_2011.pdf
(Zugriff: 10.06.2011)
- FHKW: Abbildungen und Kurzinformation von Internet- Quelle.
URL: <http://www.welsstrom.at/wsg-geschaeftsbereiche/erzeugung/fernheizkraftwerk.html>
(Zugriff: 14.04.2011)
- Kalide W.; Sigloch H. (2010):Energieumwandlung in Kraft- und Arbeitsmaschinen, Kolbenmaschinen – Strömungsmaschinen – Kraftwerke. 10 Auflage, München: Carl Hanser Verlag.
ISBN 978-3-446-41779-3
- Lechner C.; Seume J. (2010): Stationäre Gasturbinen. 2. Aufl., Berlin: Springer. ISBN 978-3-540-92787-7
- Nordpool: Abbildung von Internet- Quelle.
URL: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-calculation>
(Zugriff: 26.09.2011)
- Panos K. (2006): Praxisbuch Energiewirtschaft, Energiewandlung, -transport und –beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin: Springer. ISBN 3-540-35377-1
- Regelleistung.at: Abbildung von Internet- Quelle.
URL: <http://www.regelleistung.at>
(Zugriff: 11.06.2011)
- Strauß K. (2006): Kraftwerkstechnik, zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. 5. Aufl., Berlin: Springer. ISBN 3-540-29666-2
- Strommix Wels Strom: Abbildung von Internet- Quelle.
URL: <http://www.welsstrom.at/leistungen/privatkunden/strommix-labeling.html>
(Zugriff: 07.04.2011)
- Tretter H., Pauritsch G. (2010): Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke, mit Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerke. Hrsg.: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Wien
- Umweltförderung KWK (2010): Förderung des „lebensministerium.at“, Information aus Internet- Quelle.
URL: http://www.publicconsulting.at/kpc/de/home/umweltforderung/fr_betriebe/energieeffizienz/erdgas_kraftwrmekopplung/
(Zugriff: 12.05.2011)
- Verbund Mellach: Information von Internet- Quelle.
URL: <http://www.verbund.com/cc/de/news-presse/news/2008/05/09/GuD%20Mellach>
(Zugriff: 13.06.2011)
- Zahoransky R. (2007): Energietechnik. 3. Aufl., Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH. ISBN 978-3-8348-0215-6

Anhang A

Tabelle 16: Vorlauftemperaturen für Wärmenetz

Außentemperatur	-	Vorlauftemperaturen
+ 15° C = 71° C		- 1° C = 101° C
+ 14° C = 72° C		- 2° C = 103° C
+ 13° C = 73° C		- 3° C = 105° C
+ 12° C = 73° C		- 4° C = 107° C
+ 11° C = 74° C		- 5° C = 110° C
+ 10° C = 75° C		- 6° C = 112° C
+ 9° C = 77° C		- 7° C = 113° C
+ 8° C = 80° C		- 8° C = 115° C
+ 7° C = 82° C		- 9° C = 116° C
+ 6° C = 85° C		-10° C = 117° C
+ 5° C = 87° C		-11° C = 119° C
+ 4° C = 88° C		-12° C = 120° C
+ 3° C = 91° C		-13° C = 120° C
+ 2° C = 93° C		-14° C = 120° C
+ 1° C = 96° C		-15° C = 120° C
0° C = 98° C		-16° C = 120° C
		-17° C = 120° C
		-18° C = 120° C
		-19° C = 120° C
		-20° C = 120° C

Wert +5° C

Anhang B

Förderungen

Die Bundesrepublik Österreich fördert den umwelttechnischen Vorteil durch KWK-Anlagen. Unter diesem Punkt werden die Förderungen mit Bezug auf gasbefeuerte Fernheizkraftwerke angegeben. Weitere Förderungsprogramme, vor allem mit Bezug auf erneuerbare Brennstoffe wurden nicht beachtet.

111. Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden (2008)⁵³

Nach § 4 des BGBl I Nr. 111/2008 i. d. g. F. ist das Ziel dieses Bundesgesetzes, KWK-Anlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung zu unterstützen und bis Ende 2014 in Österreich zwei Gigawatt Elektrizität durch moderne KWK-Anlagen zu erzeugen.

Den beiden folgenden Punkten entsprechend, bewilligt dieses Gesetz keine Förderungen mehr für Anlagen, welche nach dem 30. September 2012 genehmigt werden. Für alle anderen Anlagen trifft bzw. traf folgendes zu:

Neue Anlagen

Anlagen, welche zwischen dem 1. Jan. 2007 und dem 30. Sept. 2012 genehmigt werden und wurden und bis Dez. 2014 in Betrieb gehen oder gingen, erfolgt(e) die Förderung in Form eines Investitionszuschusses. Bei Anlagen kleiner 2 MW gilt dieses Gesetz nicht, wenn die Anlagen der Erzeugung von Prozesswärme dienen.

1. Bis zu einer Engpassleistung von 100 MW ein Investitionszuschuss in Höhe von 100 Euro/kW Engpassleistung.
2. Ab einer Engpassleistung von mehr als 100 MW bis 400 MW in Höhe von 60 Euro/kW Engpassleistung.
3. Ab einer Engpassleistung von 400 MW in Höhe von höchstens 40 Euro/kW Engpassleistung

Es werden aber (nach Maßgabe der verfügbaren Mittel von 55 Mil. Euro bis 2014) maximal 10 % der Investition gewährt.

Bestehende und modernisierte Anlagen

Für, zum Zeitpunkt des Gesetzesbeschlusses bereits bestehende KWK-Anlagen, wurden, unter Berücksichtigung der Strom- und Fernwärmeerlöse, durch jährlich neu berechnete Unterstützungstarife (in Cent/kWh KWK-Strom), die für die Aufrechterhaltung des Betriebs erforderlichen Kosten abgegolten .

Rahmenbedingung für den KWK-Betrieb: **$2/3 \cdot W/B + E/B \geq 0,6$**

⁵³ Vgl. 111. Bundesgesetzblatt (2008)

W = Wärmemenge (kWh), die an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben oder als Prozesswärme wirtschaftlich genutzt wird.

B = Gesamter Brennstoffeinsatz in kWh.

E = Elektrische Energie (kWh), die an das öffentliche Elektrizitätsnetz abgegeben oder an der Generatorklemme gemessen wird.

Dabei wurde unterschieden, zwischen:

- bestehenden Anlagen, welchen vor dem 1. Jänner 2003 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen erteilt wurde. Diesen wurde der Unterstützungstarif bis 2008 gewährt.
- „modernisierten“ KWK-Anlagen, für die eine Inbetriebnahme nach dem Oktober 2001 erfolgte, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50% der Kosten einer Neuinvestition der Gesamtanlage (ohne Baukörper) betragen. Diesen wurde der Unterstützungstarif bis 2010 gewährt.

In den Jahren 2003 und 2004 darf der KWK-Zuschlag höchstens 0,15 Cent/kWh und in den Jahren 2005 und 2006 höchstens 0,13 Cent/kWh betragen. In den Jahren 2007 und 2008 dürfen höchstens jeweils 54,5 Millionen Euro und in den Jahren 2009 und 2010 höchstens jeweils 28 Millionen Euro über das Zählpunktpauschale gemäß § 22a ÖSG für die Unterstützung von KWK Anlagen bereitgestellt werden. Exakte Berechnungsschlüssel werden nicht angegeben.

Umweltförderung des Bundes für betriebliche KWKs bis 2 MW⁵⁴

Durch „Lebensministerium.at“ wird eine Lücke im Förderungsprogramm laut BGBl I Nr. 111/2008 i. d. g. F., bezüglich betrieblicher KWKs bis 2 MW geschlossen.

Gefördert werden hocheffiziente KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas oder Flüssiggas zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme bis zu einer Größe von 2 MW_{el}, wobei die elektrische Energie im Ausmaß von zumindest 80 % innerbetrieblich genutzt werden muss.

Förderungsbasis sind die gesamten umweltrelevanten Investitionskosten unter folgenden Vorraussetzung:

- Das Ansuchen muss vor Baubeginn bzw. Liefertermin bei der Kommunalkredit Public Consulting GmbH einlangen.
- Der elektrische Jahresnutzungsgrad muss mindestens 25 % betragen
- Der gesamte energetische Jahresnutzungsgrad muss mindestens 75 % betragen
- Die gesamten umweltrelevanten Investitionskosten müssen mindestens 10.000 Euro betragen
- Die fossile KWK-Anlage muss eine elektrische Mindest-Nennleistung von 6,7 kW aufweisen.

⁵⁴ Vgl. Umweltförderung KWK (2010)

