



Diplomarbeit

Optimierung der Strom- und Wärmeproduktion in der MVA Spittelau

erstellt für

Fernwärme Wien

Vorgelegt von:

Juliane Koch
0135129

Betreuer/Gutachter:

O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.mont. Werner Kepplinger
Dipl.-Ing. Alexander Kirchner

Leoben, März 2008

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

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.

Datum

Unterschrift

DANKSAGUNG

Zu Beginn möchte ich mich vor allem bei O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.mont. Werner Kepplinger für die Unterstützung während meines Studiums und beim Verfassen dieser Diplomarbeit ganz herzlich bedanken.

Weiters gilt mein Dank der Fernwärme Wien, insbesondere Herrn Dipl. Ing. Alexander Kirchner, der mir beim Verfassen dieser Diplomarbeit in jeder Hinsicht sehr unterstützte und diese damit erst ermöglichte. Auch möchte ich mich beim gesamten Team der Fernwärme Wien für die Unterstützung bedanken.

Ganz besonders nutze ich diese Gelegenheit um meiner Familie und Freunden zu danken, ohne deren Unterstützung und Verständnis mein Studium an der Montanuniversität und damit auch diese Diplomarbeit nicht möglich gewesen wäre.

Kurzfassung

Optimierung der Strom- und Wärmeproduktion in der MVA Spittelau

Diese Diplomarbeit befasst sich mit dem Thema „Optimierung der Strom- und Wärmeproduktion in der Müllverbrennungsanlage Spittelau“. In der Müllverbrennungsanlage Spittelau wird der kommunale Abfall der Stadt Wien thermisch behandelt und die dabei umgewandelte Energie zur Erzeugung von Dampf eingesetzt. Dieser Dampf wird in einer Turbine zur Stromerzeugung und anschließend in einem System mit Kondensatoren zur Fernwärmeauskopplung eingesetzt.

Das erste Kapitel soll einen kurzen Überblick über die entsprechenden gesetzlichen Vorgaben eines Energieversorgungsunternehmens geben. Der Aufbau der Verfahrenstechnik der beiden Verbrennungslinien und den dazugehörigen technischen Eckdaten wird in den folgenden beiden Kapiteln behandelt. Wobei die Verfahrenstechnik des Wasser – Dampf – Kreislaufs sehr detailliert beschrieben wird, da hier die Strom- und Wärmeproduktion stattfindet. Strom und Fernwärme werden nicht nur für den Eigenbedarf eingesetzt, sondern werden auch in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Aus diesem Grund wird nicht nur die Strom- bzw. Wärmewirtschaft in der MVA Spittelau genauer betrachtet sondern auch die öffentlichen Strom- und Wärmemärkte. Einen Überblick über die einzelnen Stoffströme des Wasser – Dampf – Kreislaufs verschafft die Massen- und Energiebilanzierung. Um die Stromproduktion und in weiterer Folge die Wärmeproduktion zu optimieren, wurde neben der Bilanzierung des Wasser – Dampf - Kreislaufs, die Möglichkeiten der Eingabe für die Stromprognose geändert. Mit der geänderten Form der Stromprognose sind genauere Vorhersagen über die gelieferten Strommengen möglich, dass in weiterer Folge zu wirtschaftliche Vorteilen für das Unternehmen führt.

Abstract

Optimization of the heat and power production in the thermal waste treatment plant Spittelau

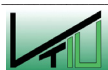
The aim of this thesis was to optimize the electrical power and heat production of the thermal waste treatment plant Spittelau. In the thermal waste treatment plant the municipal waste of the city of Vienna is treated thermally and the converted energy is used to produce steam. This steam is furthermore used to generate electrical power via a turbine and is moreover used to gain heat by means of heat exchangers.

The first chapter gives a short overview about legal requirements in the power supply industry. The following chapters deal with the processes of the plant whereas a special focus is laid on the water-steam system because of the fact that power and heat is generated in those processes. The gained electrical power and heat are not only produced for internal use but also for public mains supply. For this reason this thesis even considers public electric power and heat markets. In the following chapter an energy- and heat balance of the entire water-steam system is drawn and therefore gives a good overview of the specific flow patterns of materials. To optimize the power production (and therefore the heat production) the author developed an interface for a detailed input of the electrical-power-consumption-forecast for the plant. With this detailed power-consumption-forecast the plant should be able to make more precise statements about the power availability for the public mains supply and therefore increase its profitability.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 EINLEITUNG	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung	1
2 GESETZLICHE GRUNDLAGEN	2
2.1 Begriffsbestimmungen	2
2.2 Ökostromgesetz	4
2.2.1 Ökostrom	5
2.2.2 KWK - Energie	6
2.3 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz	8
2.4 Förderung von Energieversorgungsunternehmen	9
3 MÜLLVERBRENNUNGSANLAGE SPITTELAU	10
3.1 Historie	10
3.2 Allgemeine Verfahrensbeschreibung	11
4 VERFAHRENSBESCHREIBUNG DES WASSER-DAMPF-KREISLAUFS.....	16
4.1 Detaillierte Beschreibung der einzelnen Aggregate des WDK	18
4.1.1 Speisewasserbehälter & Entgaser	18
4.1.2 Kesselspeispumpen & Impfeinrichtung	18
4.1.3 Speisewasserregelstation	19
4.1.4 Economiser	20
4.1.5 Kesseltrommel	21
4.1.6 Hochdruckverteiler & Reduzierstation	23
4.1.7 Dampfturbine	24
4.1.7.1 Aufbau und Wirkungsweise	24
4.1.7.2 Turbinenhilfseinrichtung	29
4.1.8 Niederdruckverteiler	30
4.1.9 Kondensator & Kondensatkühler	31

5	WASSERDAMPF UND SEINE INDUSTRIELLE ANWENDUNG IN KRAFTWERKEN	33
5.1	Wasserdampf.....	33
5.2	Wasserdampf in Maschinen und Anlagen.....	37
5.2.1	Dampfkraftanlage	37
5.2.2	Dampfkraftanlage der MVA Spittelau	39
6	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES UMFELD	42
6.1	Strommarkt	42
6.1.1	Stromerzeugung	42
6.1.2	Übertragung und Verteilung	44
6.1.3	Liberalisierung	46
6.1.4	Stromhandel	49
6.1.5	Strompreis	51
6.1.6	Stromwirtschaft in der MVA Spittelau	54
6.2	Wärmemarkt	60
6.2.1	Raumwärmemarkt in Wien.....	60
6.2.2	Fernwärmesituation in Wien.....	61
6.2.3	Fernwärmewirtschaft in der MVA Spittelau	70
7	MASSEN- UND ENERGIEBILANZIERUNG DES WDK	72
7.1	Müllkessel	73
7.2	Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation	76
7.3	Kondensator und Kondensatkühler.....	80
7.4	Entgaser, Speisewasserbehälter 1 und 2	83
7.5	Zusammenfassung der Energiebilanz des WDK	84
8	STROMPROGNOSE.....	87
9	ERGEBNISSE / DISKUSSION	91
10	VERZEICHNISSE	93
10.1	Literatur.....	93
10.2	Abkürzungsverzeichnis	95
10.3	Tabellen	96
10.4	Abbildungen.....	97



ANHANG.....|



1 Einleitung

In der Müllverbrennungsanlage Spittelau wird der kommunale Abfall der Stadt Wien thermisch behandelt. Die dabei entstehende Abwärme wird zur Erzeugung von Satttdampf verwendet, welcher zuerst in einer Dampfturbine zur Stromproduktion und anschließend in einem Wärmetauschersystem zur Fernwärmeauskopplung eingesetzt wird.

1.1 Problemstellung

Der Eigenbedarf an elektrischen Strom kann durch den in der Turbine erzeugten Strom abgedeckt werden, weiters ist es auch jederzeit möglich überschüssige Strommengen in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Da der eingespeiste Strom auf der Strombörse gehandelt wird, muss rechtzeitig eine Prognose über die einzuspeisenden Strommengen vorliegen. Zwischen den prognostizierten und tatsächlich gelieferten Strommengen kommt es jedoch immer wieder zu Abweichungen, welche Kosten für das Unternehmen verursachen.

1.2 Zielsetzung

Im Rahmen der Diplomarbeit sollen sowohl die ökonomischen wie auch die technischen Hintergründe der Stromwirtschaft in der MVA Spittelau erörtert werden. Weitere Kenntnisse und Daten im Bereich der Stromwirtschaft, sollen durch eine Systembetrachtung und eine Systembilanzierung sowie durch zeitliche Analysen und durch eine Evaluierung der Stromhauptverbraucher erarbeitet werden. Diese Erkenntnisse werden anschließend in der Oberfläche eines Excel - Programms für die Stromprognose eingearbeitet. Mit Hilfe des neuen Pogramms soll die Prognosegenauigkeit der Stromlieferung erhöht und somit die Kosten für die Abweichungen (Ausgleichsenergie) minimiert werden.

2 Gesetzliche Grundlagen

2.1 Begriffsbestimmungen

In diesem Kapitel werden die relevanten Begriffsbestimmungen gemäß § 5 Ökostromgesetz genauer erläutert. [1]

„*Abfall mit hohem biogenen Anteil*“ ist der in der Anlage 1 des Ökostromgesetzes angeführte Abfall aus Industrie, Gewerbe und Haushalten, definiert durch die zugeordnete Schlüsselnummer gemäß Anlage 5 der Abfallverzeichnisverordnung;

„*bestehende Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zur öffentlichen Fernwärmeversorgung*“ sind jene KWK – Anlagen, für die vor dem 1. Jänner 2003 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen erteilt wurden;

„*erneuerbare Energieträger*“ sind erneuerbare, nichtfossile Energieträger; zu dieser Art der Energieträger zählt auch der Abfall mit hohem biogenen Anteil;

„*Förderbeitrag*“ jenen Beitrag in Cent/kWh oder Euro pro Zählpunkt, der in Summe zur Abdeckung der Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle erforderlich ist;

„*KWK – Anlagen*“ (Kraftwärmekopplungsanlage) ist eine Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie, in der aus Primärenergieträgern gleichzeitig elektrische Energie und Nutzwärme erzeugt wird;

„*KWK – Energie*“ ist elektrische Energie, die unmittelbar und effizienzmaximiert als Koppelprodukt bei der Erzeugung von Nutzwärme erzeugt wird;

„*modernisierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlage*“ jene KWK – Anlage, für die eine Inbetriebnahme nach dem 1. Oktober 2001 erfolgte, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50 % der Kosten einer Neuinvestition der Gesamtanlage betragen;

„*öffentliche Fernwärmeversorgung*“ die entgeltliche Abgabe von Nutzwärme für Raumheizung und Warmwasser über ein Leitungsnetz in einem bestimmten Gebiet zu Allgemeinen Bedingungen an eine Mehrzahl an Kunden;

„*öffentliches Netz*“ ein konzessioniertes Verteilernetz oder ein Übertragungsnetz, das der Versorgung Dritter dient und zu dem Anspruch auf Netzzugang besteht;

„*Ökostrom*“ elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern;

„*Ökostromanlage*“ eine Erzeugungsanlage, die aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als solche anerkannt ist;

„*Strom aus erneuerbaren Energieträgern*“ elektrische Energie, die in Anlagen erzeugt wurde, die ausschließlich erneuerbare Energieträger nutzen, sowie den dem Anteil der Biomasse



entsprechenden Teil elektrischer Energie aus Hybrid- oder Mischfeuerungsanlagen, die auch nicht erneuerbare Energieträger einsetzen, einschließlich Strom aus erneuerbaren Energieträgern, der zum Auffüllen von Speichersystemen genutzt wird;

„Zählpunkt“ eine mit einer eindeutigen alphanumerischen Bezeichnung identifizierte Messstelle für elektrische Messgrößen, über die ein Netzbetreiber alle zur Verrechnung relevanten Messwerte zuordnet;

Weiters werden die relevanten Begriffsbestimmungen gemäß § 7 EIWOG ebenfalls kurz erläutert. [2]

„Bilanzgruppe“ die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt;

„Bilanzgruppenkoordinator“ eine natürliche oder juristische Person, die eine Verrechnungsstelle auf Grund einer Konzession betreibt;

„Bilanzgruppenverantwortlicher“ ist eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche die Bilanzgruppe vertritt;

„Elektrizitätsunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person oder eine Erwerbsgesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgabe im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher;

„Erzeuger“ ist eine juristische oder natürliche Person oder eine Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität erzeugt;

„Erzeugung“ ist die Produktion von Elektrizität;

„Fahrplan“ jene Unterlage, die angibt, in welchem Umfang elektrische Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster (Messperioden) an bestimmten Netzpunkten eingespeist und entnommen wird;

„Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;

„Lieferant“ eine natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt;



„*Netzbenutzer*“ ist jede natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder entnimmt;

„*Netzbetreiber*“ betreiben Übertragungs- oder Verteilernetze mit einer Nennfrequenz von 50 Hz;

„*Regelzonenführer*“ denjenigen, der für die Leistungs-Frequenzregelung in einer Regelzone verantwortlich;

„*Übertragung*“ den Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz;

„*Versorgung*“ den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden;

„*Verteilung*“ den Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungs – Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung;

2.2 Ökostromgesetz (BGBl. Nr. 149/2002)

Das Ökostromgesetz regelt die Nachweise über die Herkunft elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern; die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU – Mitgliedstaat, einem EWR – Vertragstaat oder einem Drittstaat; die Abnahme- und Vergütungspflichten; die Voraussetzungen für und die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern; die bundesweit gleichmäßige Verteilung der durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern entstehenden Aufwendungen; die bundesweit gleichmäßige Verteilung der durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entstehenden Aufwendungen. [1, §2]

Gegenstand der Förderung sind folgende Bereiche:

1. Förderung durch Mindestpreise und Abnahmepflicht von Strom, der auf Basis von erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird;
2. Förderung durch Vergütung eines Teils der Aufwendungen für den Betrieb von bestehenden und modernisierten KWK – Anlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung;
3. Förderung durch Investitionszuschüsse für mittlere Wasserkraftanlagen;
4. Förderung durch Investitionszuschüsse für neue KWK – Anlagen. [1, §2]

Mit diesem Bundesgesetz versucht man, den Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie in Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energieträger zu erhöhen; die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen; eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen; die Unterstützung von bestehenden KWK – Anlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung deren weiteren Betrieb sicherzustellen und deren Modernisierung zu fördern; eine Anhebung des Anteils der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken; die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten; einen bundesweiten Ausgleich der Lasten der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und KWK zu schaffen. [1, §4]

2.2.1 Ökostrom

Im § 7 wird die Anerkennung von Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträger geregelt. Um eine solche Anerkennung zu erhalten, muss beim Landeshauptmann des Landes in dem sich die Anlage befindet ein Antrag gestellt werden. Dem Antrag sind verschiedenste Unterlagen über den rechtmäßigen Betrieb der Anlage, die eingesetzten Primärenergieträger, die technischen Größen und Ausführung der Anlage, die eindeutige Bezeichnung des Zählpunktes, sowie Name und Adresse des Netzbetreibers an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, in zweifacher Ausfertigung anzuschließen. Wird der Antrag genehmigt ist die Anlage mit Bescheid als Ökostromanlage anzuerkennen. [1, §7]

Die Förderung von Ökostrom wird im § 10 des Ökostromgesetzes geregelt. Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel für Ökostromanlagen, die ihr angebotene elektrische Energie aus Ökostromanlagen in der Höhe der entsprechenden Preisen abzunehmen. Diese Abnahmeverpflichtung endet bei allen Ökostromanlagen, 24 Jahre nach Inbetriebnahme der Ökostromanlage. Wenn eine Anlage bereits eine KWK – Förderung bezieht besteht keine Abnahmepflicht mehr für den Ökostrom. Zu welchen Preisen die Ökostromabwicklungsstelle den Ökostrom abnimmt, berechnet sich aus dem durchschnittlichen Marktpreis elektrischer Grundlastenergie (von E - Control veröffentlicht) abzüglich der durchschnittlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie der Ökostromabwicklungsstelle. [1, §10]

In § 22 wird die Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel festgelegt. Zur Aufbringung von Mehraufwendungen ist von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Verbrauchern ein Förderbeitrag (Cent/kWh) zu leisten, der von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Nutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern einzuheben ist. Die vereinnahmten Mittel sind vierteljährlich an die Ökobilanzgruppenverantwortlichen abzuführen. Die Höhe des Beitrags hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit im Vorhinein aufgrund einer Schätzung der zu erwarteten Mehraufwendungen durch Verordnung in Cent/kWh jährlich festzusetzen. Die Höhe der Förderung für Ökostrom stieg in den letzten Jahren an und betrug im Jahr 2006 0,416 Cent/kWh. [1, §22]



In der MVA Spittelau wird elektrische Energie aus Hausmüll (ca. 50 % biogener Anteil) erzeugt. Laut Ökostromgesetz (Anlage 1) zählt Hausmüll nicht zu den Abfällen mit hohem biogenen Anteil. Sortiert man jedoch den Hausmüll in die einzelnen Abfallarten, so ist erkenntlich das ein Großteil dieser Abfälle unter den Begriff Abfälle mit hohem biogenen Anteil fallen würde. Zurzeit ist jedoch noch Unklar ob eine solche Vorgehensweise genehmigt werden würde. Da die MVA – Spittelau nur geringe Mengen an Strom in das öffentliche Netz einspeist, wurde bis jetzt noch kein Bescheid beantragt.

2.2.2 KWK - Energie

Die KWK – Förderung wird vor allem in den §12 und §13 des Ökostromgesetzes geregelt. Im Zuge des Gesetzes soll der weitere Betrieb von bestehenden KWK – Anlagen sowie deren Modernisierung unterstützt und die Art und Weise der Förderungen festgelegt werden. Eine Förderung der Erzeugung von elektrischer Energie, die aus bestehenden oder modernisierten Kraft – Wärme - Kopplungsanlagen unmittelbar und effizienzmaximiert als Koppelprodukt bei der Erzeugung von Fernwärme hergestellt wird, ist nur unter den folgenden Voraussetzungen zulässig, dass

1. deren Betrieb der öffentlichen Fernwärmeversorgung dient und
2. eine Einsparung des Primärenergieträgereinsatzes und der CO₂ – Emissionen im Vergleich zu getrennter Strom- und Wärmeerzeugung erzielt wird. [1, §12]

Die KWK – Förderregelung im Ökostromgesetz ist auf das öffentliche Fernwärmenetz ausgerichtet, daher haben industrielle Anlagen zur Eigenversorgung mit Wärme keinen Förderungsanspruch. [1, §12]

Für KWK Strom ist keine Abnahmepflicht festgeschrieben. Für jene Strommengen, die unmittelbar und effizienzmaximiert als Kuppelprodukt bei der Erzeugung von Fernwärme hergestellt werden, werden dem Betreiber der KWK – Anlage „unter Berücksichtigung der Strom- und Fernwärmerlöse die für die Aufrechterhaltung des Betriebs erforderlichen Kosten“ in Cents pro kWh vom österreichischen Regulator E – Control GmbH abgegolten. Es werden also die im Vergleich zum Marktpreis anfallenden Mehrkosten ersetzt, dazu zählen die Brennstoffkosten, Instandhaltungskosten und Betriebskosten. Ausgenommen sind die Kosten für Pensionszahlungen, Verwaltungskosten und Steuern. Sind die Kosten für eine Anlage nicht nachweisbar, besteht kein Anspruch auf eine Förderung. Förderungswürdig sind nur Anlagen, die einem Effizienzkriterium entsprechen, welches nach folgender Gleichung definiert ist. Das Effizienzkriterium ist seit 2005 mit dem Wert 0,6 festgelegt (in den Jahren davor war der Wert mit 0,55 definiert). [1, §13]

$$\frac{2}{3} \times \frac{W}{B} + \frac{E}{B} \geq 0,6$$

W.... Wärmemenge(kWh), die an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben wird,

B.... Gesamter Brennstoffeinsatz in kWh,

E.... Elektrische Energie (kwh), die an das öffentliche Elektrizitätsnetz abgegeben wird.

Neben dem Effizienzkriterium ist noch ein Heizwertkriterium festgelegt, nachdem die Menge der ins öffentliche Netz eingespeisten Wärme mindestens 10% des Heizwertes des eingesetzten Brennstoffs betragen muss, um die höchstmögliche Förderung zu erlangen. Anlagen, die zwischen 3 % und 10 % des eingesetzten Brennstoff – Heizwertes an Wärme ins Netz liefern, sowie Anlagen, die zwar das Heizwertkriterium, nicht aber das Effizienzkriterium erfüllen, steht nur eine geringe Förderung zu. [1, §13]

Das Heizwertkriterium soll sicherstellen, dass ausreichend Fernwärme in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Funktion des Effizienzkriteriums ist die Überprüfung von Primärenergieeinsparungen von KWK – Anlagen gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. [1, § 13]

Die Förderung von bestehenden Kraft – Wärme – Kopplungsanlagen ist bis 31. Dezember 2008 begrenzt und für Förderungen von modernisierten KWK – Anlagen endet die Frist mit Ablauf des 31. Dezember 2010. Die Finanzierung des Mehraufwands für KWK – Anlagen erfolgt durch einen einheitlichen Zuschlag (KWK – Zuschlag) auf die an die Endverbraucher abgegebenen Strommengen, der von den Netzbetreibern gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt einzuheben ist und auf der Rechnung für die Endverbraucher getrennt auszuweisen ist. Die Höhe des Zuschlages hat den erwarteten Beträgen für die Mehraufwendungen für KWK – Anlagen zu entsprechen und ist vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit jährlich im Vorhinein festzulegen. Die für die Förderung verfügbaren Finanzmittel hängen von den Zuschlägen bei den Endverbrauchern ab. Sind diese geringer als das erforderliche Fördervolumen, kommt es zu einer aliquoten Kürzung der KWK – Förderung durch das Wirtschaftsministerium. [1, §13]

Eine KWK - Förderung wurde für die MVA Spittelau im Jahr 2003 beantragt und auch bewilligt. Das Effizienzkriterium das im Gesetz mit einem Wert von 0,55 festgelegt war, wurde im Jahr 2003 von der MVA Spittelau mit einem Wert von 0,45 (Jahresdurchschnitt) nicht erfüllt. Die Menge der ins öffentliche Netz eingespeisten Wärme beträgt 65 % des Heizwertes des eingesetzten Brennstoffes. Somit wurde das Heizwertkriterium erfüllt, nicht jedoch das Effizienzkriterium, aus diesem Grund wurde der MVA nur eine geringe Förderung zugesprochen.

Für die folgenden Jahre wurde kein Antrag auf eine KWK – Förderung gestellt, da sich herausstellte dass die Kosten für die Nachweise einer solchen Förderung in keiner Relation zur Förderhöhe stehen.

2.3 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG, BGBl. Nr. 143/1998)

Dieses Bundesgesetz hat laut § 2 die Erlassung von grundsatzgesetzlichen Bestimmungen für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung von und Versorgung mit Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft; und die Bestimmung von Preisen sowie Vorschriften über die Rechnungslegung durch unmittelbar anwendbares Bundesrecht; zum Gegenstand. [2, §2]

Das EIWOG versucht, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen; eine Marktorganisation für die Elektrizitätswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Elektrizitätsbinnenmarktes zu schaffen; das Potential der KWK und KWK - Technologie als Mittel zur Energieeinsparung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit nachhaltig zu nutzen; einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Elektrizitätsunternehmen auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umweltschutz beziehen. [2, §3]

Die MVA Spittelau hat als Erzeuger und Netzbenutzer die §39 und §44 des EIWOG zu erfüllen.

Zu den wichtigsten Pflichten eines Erzeugers zählt, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene zu bilden; erforderliche Daten den betroffenen Netzbetreiber, dem Bilanzgruppenverantwortlichen und Bilanzgruppenkoordinator zur Verfügung zu stellen; und Erzeugungsfahrpläne vorab an die betroffenen Netzbetreiber, den Regelzonenführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen in erforderlichem Ausmaß zu melden. [2, §39]

Zu den wichtigsten Verpflichtungen eines Netzbenutzers zählt, sich ebenfalls einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene zu bilden; weiters sind sie aufgrund gesetzlicher und vertraglicher Verpflichtungen verpflichtet – Daten, Zählerwerte und sonstige zur Ermittlung ihres Stromverbrauches dienenden Angaben an Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche sowie den Bilanzgruppenkoordinator bereitzustellen und zu übermitteln; Meldungen bei Lieferanten- und Bilanzgruppenwechsel abzugeben sowie die hierfür vorgegebenen Fristen einzuhalten; bei technischer Notwendigkeit Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne an den Netzbetreiber und die Regelzonenführer zu melden. [2, §44]

2.4 Förderung von Energieversorgungsunternehmen (EnFG, BGBl. Nr. 252/1985)

Unternehmen, die zum Zwecke der entgeltlichen Versorgung Dritter Fernwärmeanlagen betreiben und deren Gewinn gemäß § 4 und § 5 des Einkommenssteuergesetzes ermittelt wird und bei deren Gewinnermittlung im selben Jahr keine Investitionsrücklage gemäß §9 des Einkommensteuergesetz gebildet wird, könne zu Lasten der Gewinne der in den Kalenderjahren 1980 bis 1989 endenden Wirtschaftsjahre aus dem der Fernwärmeversorgung Dritter dienende Teil des Unternehmens steuerfreie Rücklagen im ausmaß bis zu 50% des Gewinns bzw. Gewinnanteiles im Sinne des § 5 Abs. 2 vor Bildung der Gewerbesteuerrückstellung und nach Abzug aller anderen Betriebsausgaben bilden. [3, §10]

Diese Rücklagen dürfen nur für bestimmte Zwecke verwendet werden, wie z.B., für die Anschaffung oder Herstellung von Fernwärmeanlagen die mit energiewirtschaftlich zweckmäßigen Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie gekoppelt sind, oder für die Anschaffung oder Herstellung von Fernwärmeanlagen die auf Basis von Biomasse oder Müll Fernwärme erzeugen, leiten oder verteilen.

Die Förderungen der Fernwärmeversorgungsunternehmen in Form steuerlicher Begünstigungen, wurden im Zeitraum von 1980 bis 1989, von der MVA Spittelau bezogen.

3 Müllverbrennungsanlage Spittelau

3.1 Historie

Im Jahr 1969 wurde die damals neu gegründete Fernwärme Wien GmbH (ehemalige Heizbetriebe Wien) von der Stadt Wien beauftragt, die städtische Fernwärmeversorgung zu gewährleisten und durch den Betrieb der zum damaligen Zeitpunkt in Bau befindlichen thermischen Abfallbehandlungsanlage Spittelau die ordnungsgemäße Entsorgung der kommunalen Abfälle zu übernehmen. Um das 2 km entfernte Allgemeine Krankenhaus mit Wärme zu versorgen wurde das Fernwärmewerk Spittelau (siehe Abbildung 1) mit einer installierten Gesamtleistung von 160 MW (60 MW Müllkessel und 2 Heißwasserkessel mit jeweils 50 MW) gebaut. Zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit des Fernwärmewerks wurden im Jahre 1975 drei Dreizugkessel zu je 20 MW errichtet.



Abbildung 1: MVA Spittelau

Von Beginn an (im Jahr 1971) verfügte die Müllverbrennungsanlage Spittelau über eine hochwirksame Staubabscheidung (Elektrofilter). Um laufend am letzten Stand der Technik in Sachen Rauchgasreinigungstechnik zu sein, wurden 1986 eine dreistufige Rauchgas-Nasswäsche und eine Abwasserreinigungsanlage errichtet.

Am 15. Mai 1987 kam es während Revisionsarbeiten im Bereich der Rauchgaswäsche zu einem Brand, der einen Ausfall der gesamten Müllverbrennungsanlage zur Folge hatte. Aufgrund der völligen Zerstörung der Rauchgasreinigungsanlage musste diese vollständig erneuert werden. Die neue Rauchgasreinigungsanlage wurde mit einem 3-Feld Elektrofilter, einer dreistufigen Rauchgas-Nasswäsche und eine Denox - Anlage ausgestattet. Daraufhin wurde die thermische Abfallbehandlungsanlage Spittelau im Jahr 1989 zum internationalen Vorbild auf dem Gebiet der Rauchgasreinigung und Emissionsminderung. Die im Jahr 1988 im österreichischen Luftreinhaltegesetz festgelegten Emissionsgrenzwerte für mit Hausmüll betriebene Dampfkesselanlage konnte mit den installierten Reinigungsstufen (ausgenommen Dioxine) bereits von Anfang an unterschritten werden. Im Zuge des Baus der neuen Rauchgasreinigungsanlage wurden die beiden 50 MW Heißwasserkessel durch zwei neue Heißwasserkessel mit einer Leistung von je 170 MW ersetzt. Des weiteren gestaltete der berühmte Maler und Architekt Friedensreich Hundertwasser die gesamte äußere Fassade des Fernwärmewerks neu.

Durch den Einbau (im Jahr 1991) einer dritten Katalysatorlage zur Zerstörung von Dioxinen in der katalytischen Denox - Anlage konnten nun alle im Luftreinhaltegesetz festgelegten Emissionsgrenzwerte für mit Hausmüll betriebene Dampfkesselanlagen sicher eingehalten werden. Die Anlage mit einer installierten Gesamtleistung von 460 MW stellt den zweitgrößten Erzeuger im Fernwärmeverbundnetz der Stadt Wien dar. Die thermische Abfallbehandlungsanlage mit einer Durchsatzleistung von über 250.000 t/a, speist im Jahresdurchschnitt 60 MW (Grundlastabdeckung) in das Verbundnetz ein. Weitere 400 MW an thermischer Leistung können mit den fünf gas bzw. gas/ölbefeuerten Heißwasserkesseln produziert werden.

3.2 Allgemeine Verfahrensbeschreibung

Die Abbildung 2 zeigt den Aufbau der Verfahrenstechnik einer der beiden Verbrennungslinien. Sie besteht im wesentlichen aus folgenden Bereichen:

- Müllbunker, Rostfeuerung, Rückschubrost, Abhitzeessel
- 3 – Feld Elektrofilter, dreistufige Rauchgas-Nasswäsche, katalytische Entstickungs- und Dioxinzerstörungs-Anlage, mehrstufige Abwasser-Behandlungsanlage
- Gegendruckturbine und Generator, Fernwärmeauskoppelung

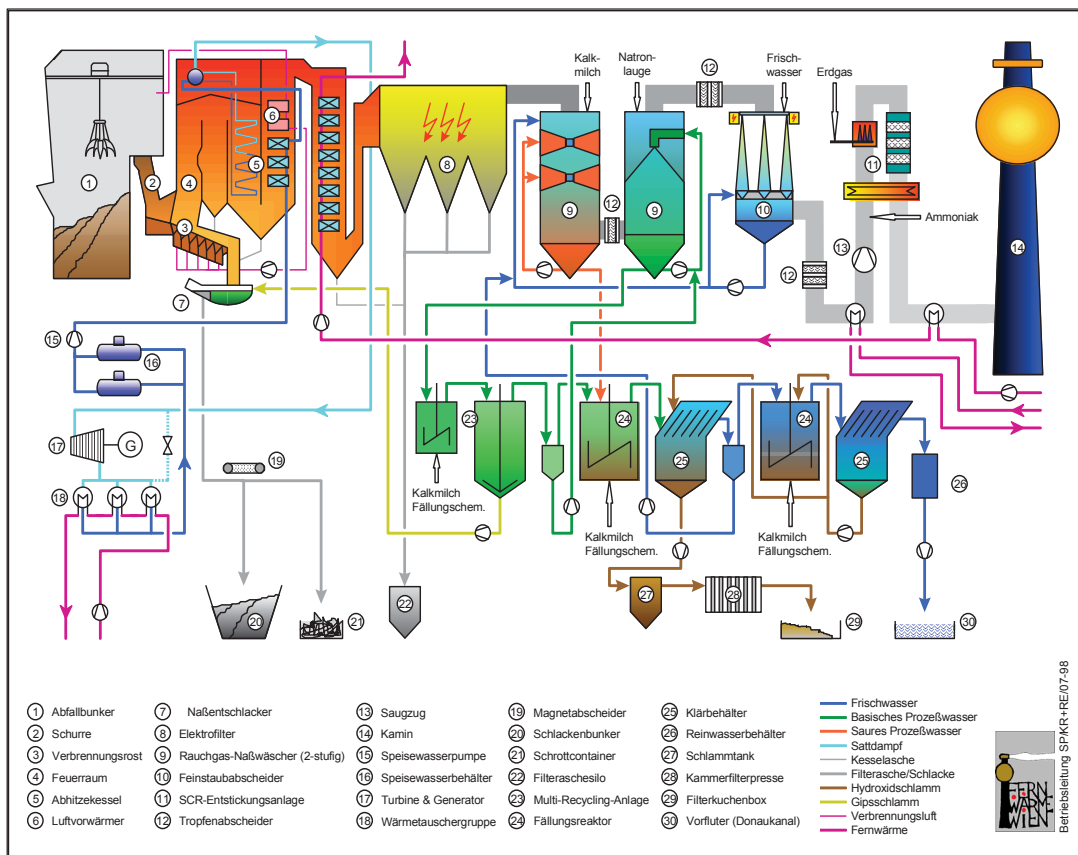
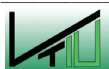


Abbildung 2: Verfahrensschema der MVA Spittelau



Täglich entleeren bis zu 250 Anlieferfahrzeuge den Wiener Kommunalabfall (Hausmüll und hausmüllähnlichen Gewerbeabfall) über die acht Kippstellen in den rund 7000 m³ fassenden Abfallbunker. Zur Vergleichmäßigung des Heizwertes durchmischen zwei Brückenkräne den Abfall und führen ihn den beiden Verbrennungslinien zu.

Der Abfall aus dem Müllbunker gelangt über den Einfüllschacht (Schurre) und einen hydraulischen Zuteiler auf den schräg geneigten Verbrennungsrost. Der Zweibahn – Rückschubrost kann mit einer Fläche von 35 m² bis zu 18 Tonnen Müll pro Stunde thermisch behandeln. Um die notwendige Feuerraumtemperatur während des instationären An- und Abfahrbetriebs zu gewährleisten, ist der Müllkessel mit zwei 9 MW Gasbrenner ausgestattet. Befindet sich der Müllkessel im Normalbetrieb ist der Einsatz der Gasbrenner nicht notwendig, da bei einem durchschnittlichen Abfallheizwert von 9000 kJ/kg ein selbstständiger Verbrennungsprozess stattfindet. Die am unteren Ende des Verbrennungsrosts ankommenden, unbrennbaren Abfallbestandteile (Schlacke) wird über einen wassergefüllten Nassentschlacker ausgetragen. Die abgekühlte Schlacke wird von hier über ein Förderband zum Schlackenbunker befördert, vorher erfolgt jedoch noch eine Abtrennung von Eisenschrott mittels einen Überband – Elektromagneten.

Die bei der Verbrennung entstehenden 850 °C heißen Rauchgase geben ihren Wärmeinhalt an die Kesselheizflächen ab. Dadurch werden für beide Verbrennungslinien gemeinsam 90 t Satttdampf (32 bar) pro Stunde erzeugt. Für die Stromgewinnung wird diese Dampfmenge zuerst in einer Gegendruckturbine auf 4,5 bar abgearbeitet, danach erfolgt durch Kondensation in den drei Wärmetauschergruppen die Wärmeabgabe an das Rücklaufwasser des Fernwärmenetzes. Mit dieser Fahrweise werden jährlich mehr als 5 MW Strom zur Deckung des Eigenbedarfs und zur Einspeisung in das öffentliche Stromnetz gewonnen, weiters werden ca. 60 MW Fernwärme erzeugt.

Nach dem Abhitzeessel tritt das Rauchgas mit einer Temperatur zwischen 300 – 400 °C in den ersten nach geschalteten Wärmetauscher ein, nach erfolgtem Wärmeaustausch beträgt die Temperatur des Rauchgases 180 °C. Anschließend wird das Rauchgas in einem 3-feldrigen Elektrofilter auf einen Staubgehalt von < 5 mg/Nm³ gereinigt, die dabei abgeschiedene Filterasche wird mittels einem mechanisch – pneumatischen Fördersystem in einen 125 m³ fassenden Silo befördert. Nach der Entstaubung strömt das Rauchgas in die Quenche des 1.Nasswäschers, dort wird das Rauchgas durch Eindüsung von Frischwasser auf Sättigungstemperatur (60 – 65 °C) abgekühlt. Bei einem pH – Wert von 1 erfolgt im 1.Nasswäscher durch intensiven Gas – Flüssig – Kontakt im Kreuzstrom die Abscheidung von HCL, HF, Staub sowie auch von partikelgebundenen und gasförmigen Schwermetallen. Im 2.Nasswäscher, der bei einem pH-Wert von 7 im Gegenstrom arbeitet, wird das SO₂ aus dem Rauchgas entfernt.

Um den Reststaubgehalt im Rauchgas noch weiter zu senken (< 1 mg/Nm³) erfolgt im elektrodynamischen Venturi, durch adiabatische Entspannung des Rauchgases und anschließender Abscheidung der befeuchteten und durch eine Mittelelektrode aufgeladenen Feinstaubpartikel.



Im zweiten Wärmetauscher wird das Rauchgas mit Wasser aus dem Vorlauf des Fernwärmenetzes auf eine Temperatur von 105 °C erhitzt, um sicherzustellen dass das Rauchgas trocken ist damit es zu keiner Beschädigung des Saugzugebläses kommt. Über das Saugzugebläse wird das Rauchgas weiter in die Entstickungs- und Dioxinzerstörungsanlage geleitet. Die Entstickungsanlage arbeitet nach dem Verfahren der selektiven katalytischen Reduktion (SCR) und ist der letzte Schritt des Rauchgasreinigungsprozesses. Die beiden Rauchgasreinigungslinien werden vor Eintritt in die Entstickungsanlage vereint. Nach dem Eintritt wird das Rauchgas mit verdampften Ammoniakwasser (NH_3) vermischt und mit einem Wärmerohr und einen Gasflächenbrenner auf die Reaktionstemperatur von 280 °C erhitzt. Während des Durchgangs durch die drei Katalysatorlagen kommt es einerseits zur Umsetzung der Stickoxide (NO_x) mit dem eingebrachten Ammoniak und den im Rauchgas enthaltenen Sauerstoff zu Stickstoff und Wasserdampf, andererseits zur Dioxin- und Furanzerstörung. Nach der Entstickungsanlage wird im dritten Wärmetauscher das Rauchgas auf 130 °C abgekühlt und über einen 126 m hohen Kamin in die Atmosphäre abgeführt.

Die in den Nasswäschern der Rauchgasreinigung anfallenden Abwässer werden in einer mehrstufigen Reinigungsanlage aufbereitet und anschließend in den Vorfluter (Donaukanal) eingeleitet. Aus der ersten Nasswäschestufe wird kontinuierlich Wasser ausgeschleust und einem Fällungsreaktor zugeführt. Im Wasser befinden sich gelöste Schwermetallverbindungen, diese werden durch Zugabe von Kalkmilch sowie spezieller Fällungs- und Flockungsmittel in eine unlösliche Form gebracht. Die Trennung der gebildeten Suspension in Überlaufwasser und Schwermetallhydroxid – Schlamm erfolgt im nachgeschalteten Schräglamellenklärer. Nach mehrmaligem Durchlauf der Fällungs- und Trennstufe wird der Hydroxidschlamm mittels einer Kammerfilterpresse auf eine Restfeuchte von ca. 30 % entwässert und als getrockneter Filterkuchen in Big Bags abgefüllt. Das gereinigte Abwasser wird dem Donaukanal zugeführt. Im zweiten Nasswäscher wird ebenfalls kontinuierlich Wasser ausgeschleust, welches mit Natriumsulfat beladen ist. In der Multi-Recycling-Anlage wird durch Zugabe von Kalkmilch das gelöste Natriumsulfat als Calciumsulfat (Gips) ausgefällt, anschließend sedimentiert der Gips und wird als Gipsschlamm in den Nassentschlacker gepumpt.

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich kann durch die Produktion von Strom und Wärme der gesamte Eigenbedarf abgedeckt werden. Zu den festen Reststoffen aus der thermischen Abfallbehandlung zählt Eisenschrott, Schlacke, Filterasche und Filterkuchen. Auf der Wiener Deponie Rautenweg wird aus den entsorgten Schlackeresten durch Zugabe von Wasser und Zement ein betonähnliches Produkt hergestellt. Aus diesem so genannten Schlackenbeton wird die Randabdichtung der Deponie in Form einer Ringwandschüttung hergestellt. Der abgetrennte Eisenschrott wird wieder in der Verhüttung eingesetzt. Filterkuchen und Filterasche werden in „Big Bags“ abgepackt und zur Hohlraumverfüllung in einem stillgelegten, deutschen Salzbergwerk verwendet.

In der Tabelle 1 sind die In- und Outputströme der MVA Spittelau zusammengefasst.

Tabelle 1: In- und Outputströme der MVA Spittelau (2006), bezogen auf 1 t Abfall

Input – Ströme bezogen auf 1 t Abfall		Output – Ströme bezogen auf 1 t Abfall	
Wärmebedarf	40 kWh	Wärmeabgabe	1900 kWh
Strombedarf	80 kWh	Stromabgabe	45 kWh
Erdgasbedarf	21,3 Nm ³	Dampferzeugung	2,8 t
Verbrauch Kalk	2,6 kg	Schlacke und Gips	205,4 kg
Verbrauch Natronlauge, 30 %	2,4 kg	Eisenschrott	22 kg
Verbrauch Ammoniak, 25 %	3,0 kg	Filterasche	17,3 kg
Verbrauch Fällungsschem., etc	0,2 kg	Filterkuchen	1 kg
		Gereinigtes Abwasser	357 kg
		Gereinigtes Abgas (trocken)	4400 Nm ³

Eine Auflistung der wichtigsten technischen Daten der MVA Spittelau zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Technische Daten der MVA Spittelau

1.) Wägevorrichtung	Brückenwaage, Anzahl:	2
2.) Abfallbunker	Abkipfstellen:	8
	Fassungsvermögen:	7000 m ³
3.) Feuerraumbeschickung	Brückenkran mit 2-Seil-Polygreifer, Anzahl:	2
	Greiferinhalt:	4 m ³
4.) Feuerung	Anzahl der Verbrennungslinien:	2
	max. Durchsatzleistung je Linie:	18 t/h
4.1) Verbrennungsrost	Luftgekühlter Zweibahn-Rückschubrost	
	Rostlänge:	7,5 m
	Rostbreite:	4,6 m
	Neigung:	26 °C
4.2) Feuerraum	Brennstoffwärmeleistung je Linie:	41,1 MW
	Feuerraumtemperatur:	> 800 °C
	Abfallheizwert:	8200 – 9600 kJ/kg
	Primärluftvorwärmung:	180°C
	Feuerfestmaterial:	SiC – Stampfmasse
	Feuerleistungsregelung:	Dampfleistung, O ₂ -Konzentration, Feuerraumtemperatur
4.3) Zusatzfeuerung	Gasbrenner, Anzahl je Linie:	2
	Brennstoffwärmeleistung je Brenner:	9 MW
5.) Schlackenausrag	Nassentschlacker	
	Entschlackervolumen:	5 m ³
6.) Abhitzeessel	Naturumlauf – Strahlungskessel	
	max. Dampfleistung je Linie:	50 t/h (Sattdampf)
	max. Betriebsdruck:	34 bar
	max. Betriebstemperatur:	245 °C
	Heizfläche:	2420 m ²

7.) Turbine & Generator	Sattdampf – Gegendruckturbine		
	max. elektrische Leistung:	6,4 MW	
	Gegendruck:	4,5 bar	
8.) Rauchgasreinigung	Anzahl der Linien:	2	
	Rauchgasvolumenstrom je Linie:	85000 Nm ³ /h _(feucht)	
8.1) Elektrofilter	Betriebsspannung:	60 kV	
	Staub – Abscheideleistung:	> 99,5 %	
8.2) Rauchgas-Nasswäsche			
	1. Stufe:	Quenche	
		Abscheidung von HCL, HF, Staub, Schwermetalle	
		Ausführung:	Kreuzstrom
		Absorptionsmittel:	Wasser, Kalkmilch
		HCl- Abscheideleistung:	> 98 %
	2. Stufe:	Abscheidung von SO ₂	
		Ausführung:	Gegenstrom
		Absorptionsmittel:	Natronlauge
		SO ₂ -Abscheideleistung:	> 98 %
8.3) Entstickung & Dioxinzerstörung	SCR-Katalysator, Anzahl Katalysatorlagen:	3	
	Betriebstemperatur:	280 °C	
	NO _x -Abbaurate:	> 95 %	
	Dioxin-Abbaurate:	> 95 %	
9.) Saugzuggebläse	Radialventilator, Anzahl je Linie:	1	
	max. Förderstrom:	137000 Nm ³ /h _(feucht)	
	elektrische Leistung:	1 MW	
10.) Kamin	Ausführung:	Stahl / gemauert	
	Höhe:	126 m	
	Durchmesser:	2,5 m	

4 Verfahrensbeschreibung des Wasser-Dampf-Kreislaufs

Die Abbildung 3 soll einen Überblick über das Verfahrensprinzip des Wasser-Dampf-Kreislaufs (WDK) der Müllverbrennungsanlage Spittelau geben.

Die beiden Speisewasserbehälter haben die Aufgabe das Kondensat und das vollentsalztes Wasser zu sammeln und einen geeigneten Vorrat an Speisewasser für den WDK zu speichern. Von den beiden Speisewasserbehältern führt eine gemeinsame Entnahmeleitung zu den vier Kesselspeispumpen, welche das Speisewasser über die Speisewasserregelstation und den Speisewasservorwärmer (Economiser) in die Kesseltrommel pumpen. Vor Eintritt in die Kesselspeispumpen erfolgt noch eine Konditionierung des Speisewassers mit Trinatriumphosphat und Hydrazin. Im Kessel wird nach dem Naturumlaufprinzip, welches aus der Kesseltrommel, Fallrohr, Sammler und Steigrohren besteht, Dampf erzeugt. Der erzeugte Dampf wird anschließend von der Kesseltrommel weiter in den Hochdruckverteiler geleitet, hier besteht die Möglichkeit den Dampf über die Reduzierstation oder der Gegendruckturbine zufahren. Im Normalbetrieb erfolgt die Entspannung des Dampfes in der Gegendruckturbine. Danach wird der entspannte Dampf im Kondensator niedergeschlagen und im nachfolgenden Kondensatkühler abgekühlt. Das im Kondensatkühler eingesetzte Kühlwasser kommt vom Rücklaufverteiler des Fernwärmenetzes, dieses wird durch den Einsatz im Kondensatkühler und Kondensator aufgeheizt und kann wieder dem Vorlauf des Fernwärmenetzes zugeführt werden. Über den Entgaser gelangt das gekühlte Kondensat zurück in die beiden Speisewasserbehälter, weiters wird vollentsalztes Wasser ebenfalls über den Entgaser zugeführt um Verluste des Speisewassers auszugleichen.

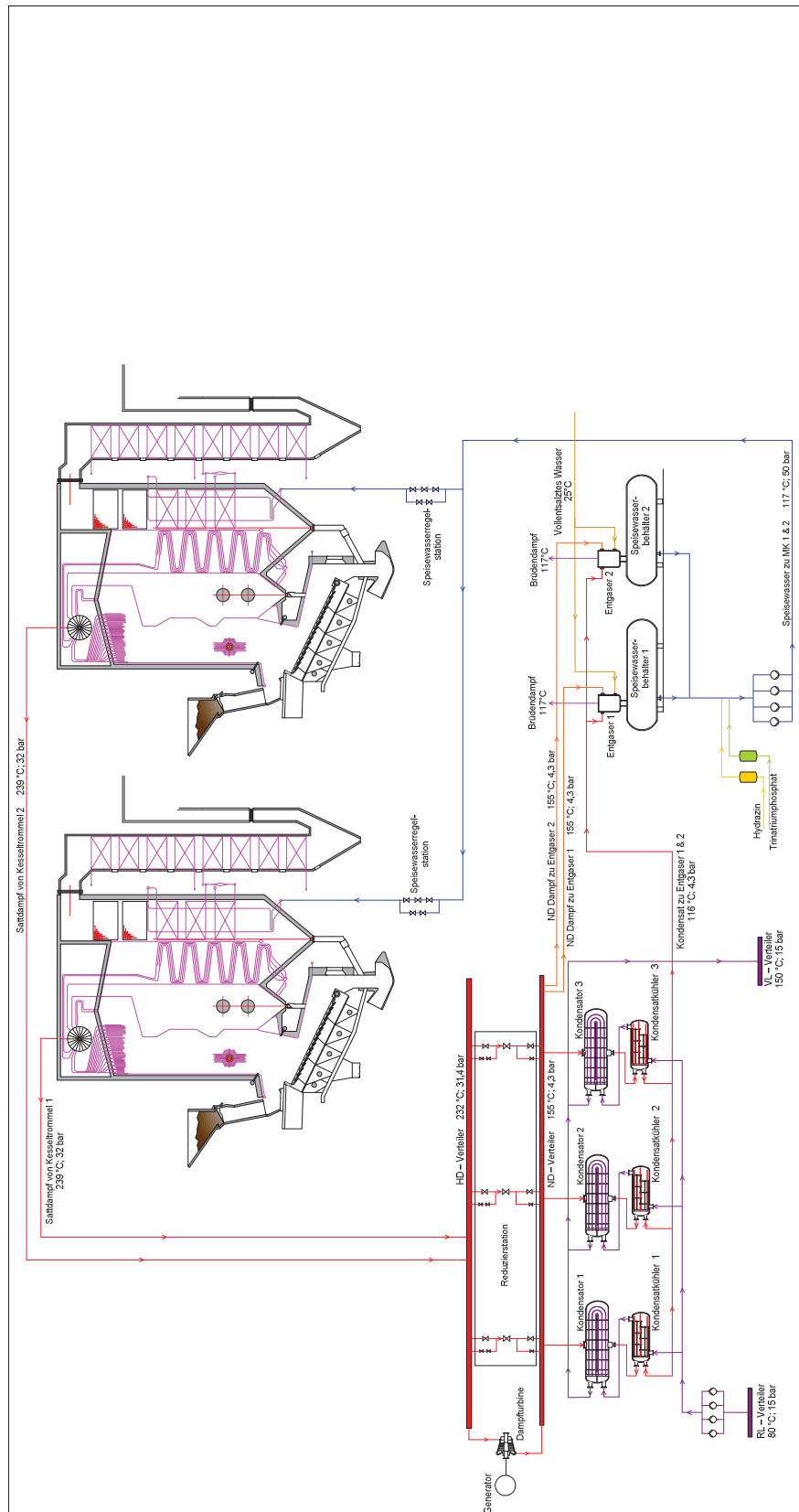


Abbildung 3: Verfahrensschema des Wasser - Dampf - Kreislaufs der MVA Spittelau

4.1 Detaillierte Beschreibung der einzelnen Aggregate des WDK

4.1.1 Speisewasserbehälter & Entgaser

Die beiden Speisewasserbehälter (siehe Abbildung 4) mit einem Fassungsvermögen von je 48 m³ haben die Aufgabe das entgaste Kondensat und das vollentsalztes Wasser bei 130 °C und 1,3 bar zu sammeln und einen für den Wasser – Dampf - Kreislauf geeigneten Vorrat zu speichern. Die zwei Behälter sind über eine Ausgleichsleitung wasserseitig und dampfseitig miteinander verbunden. Um die Verluste an Speisewasser auszugleichen wird zusätzlich vollentsalztes Wasser eingespeist. Damit die Kesselanlage vor Korrosion geschützt wird, muss das Speisewasser und das Zusatzwasser von schädlichen Gasen, insbesondere von Sauerstoff (O₂) und das in der Kohlensäure (H₂CO₃) gebundene CO₂ befreit werden. Diese Aufgabe übernimmt der Entgaser, welcher als zylindrischer Aufbau direkt auf dem Speisewasserbehälter angeordnet ist. Bei der Entgasung wird das gesamte eingespeiste Wasser (Kondensat & vollentsalztes Wasser) in den Siedezustand versetzt und das dabei frei werdende Gas ausgetrieben. Hierfür werden das Kondensat und das Zusatzwasser von oben in den Entgaser eingespeist und über Rieseltassen fein verteilt. Im Gegenstrom dazu strömt Niederdruckdampf, der das Wasser erhitzt und den enthaltenen Sauerstoff bzw. die Kohlensäure aus dem Wasser entzieht. Die auszutreibenden Gase (Sauerstoff, Kohlensäure) werden am höchsten Punkt des Entgasers als Brüde mit Schwaden ins Freie abgeführt. Jeder der beiden Entgaser (vgl. Abbildung 5) ist in der Lage 60 t/h Wasser auf einen Restsauerstoffgehalt von ≤ 0,002 mg/l zu entgasen. Beide Speisewasserbehälter besitzen einen Entnahmeschieber, nach welchem sich die einzelnen Leitungen auf eine gemeinsame Entnahmeleitung vereinigen, die nach unten zu den Kesselspeispumpen führt. [4], [5]



Abbildung 4: Speisewasserbehälter



Abbildung 5: Entgaser

4.1.2 Kesselspeispumpen & Impfeinrichtung

Damit der erforderliche pH-Wert eingehalten wird und um den restlichen Sauerstoff aus dem Speisewasser zu entfernen wird in die Saugleitung der Kesselspeispumpen Trinatriumphosphat und Hydrazin eingepflegt. Hydrazin entzieht den restlichen Sauerstoff und Trinatriumphosphat wirkt durch pH-Wert Anhebung gegen Korrosion.

Hydrazin geht nach seiner Reaktion in die gasförmige Phase über und das Trinatriumphosphat reichert sich als Feststoff im Wasser an, um hier zu hohe Konzentrationen zu vermeiden erfolgt eine Abschlammung des Speisewassers. [4]

Insgesamt vier Kesselspeispumpen mit je einer Fördermenge von 65 t/h sind für den Betrieb der beiden Müllkessel installiert, zwei der Pumpen sind Betriebspumpen und die anderen beiden stehen in Reserve. Die Pumpen werden von Elektromotoren angetrieben, welche von verschiedenen Netzen versorgt werden und Folgeschaltungen bei Ausfall einer Pumpe besitzen. Die vier Kesselspeispumpen erzeugen einen Druck von 52 bar, dadurch wird das Speisewasser über die Speisewasserregelstation durch den Economiser in die Kesseltrommel befördert. Auf der Saugseite der Pumpe ist ein Doppelplattenkeilschieber als Absperrorgan und ein Hutsieb eingebaut. Eine Ausgleichsleitung sorgt für einen Entlastungsdruck an der Druckseite und verhindert dadurch Verschiebungen der Welle in axiale Richtung. Druckseitig befinden sich nach den Pumpen ein Freilauf-Rückschlagventil, ein Rückschlagventil und ein Doppelplattenkeilschieber. [4]

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen eine der vier Kesselspeispumpen von vorne und von der Seite.

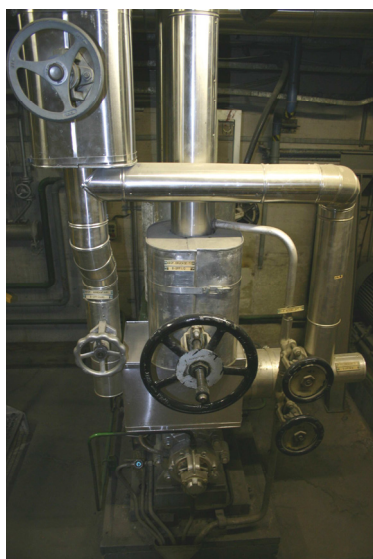


Abbildung 6: Kesselspeispumpe (von vorne)

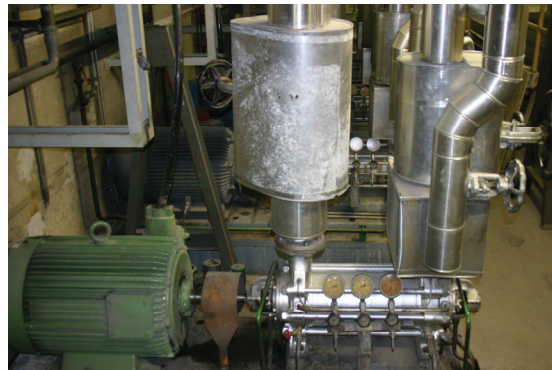


Abbildung 7 : Kesselspeispumpe (Seitenansicht)

4.1.3 Speisewasserregelstation

Von den Kesselspeispumpen führt eine gemeinsame Speisewasserleitung nach oben, welche sich kurz vor den beiden Speisewasserregelstationen (siehe Abbildung 8 und Abbildung 9) in zwei Leitungen aufteilt. Hier wird über ein motorisches Regelventil die notwendige Speisewassermenge in die Kesseltrommel eingespeist um ein möglichst konstantes Trommelniveau von 45 cm zu halten. Das händische Ventil (Regelkegel) ist nur für kleine Durchflussmengen ausgelegt und wird für das Kesselfüllen vor dem Anfahren der Müllkessel verwendet. Eine Mengenmessung ist nach der Speisewasserregelstation angeordnet, diese Messung liefert den Istwert für das motorische Regelventil.[4]

Vor dem Eintritt der Speiswasserleitung in den Kesselraum, sind eine Rückschlagklappe und ein händisches Ventil (Speiskopf) in die Leitung eingebaut. [4]

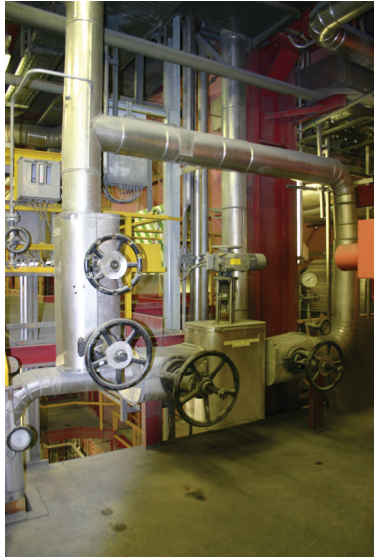


Abbildung 8: Speiswasserregelstation



Abbildung 9: Speiswasserregelstation der beiden Müllkessel

4.1.4 Economiser

Um die hohen Abgastemperaturen im Müllkessel auszunutzen befindet sich im 4.Zug ein Rohrsystem (sog. Economiser oder Vorwärmer) in welchem man das Speiswasser bis knapp unter die Siedetemperatur erwärmt bevor es in die Kesseltrommel eintritt. Der Economiser besteht aus Schlangenrohr–Heizflächen. Um eine wirksame Wärmeübertragung zu ermöglichen wird im Gegenstrom zu den Abgasen gearbeitet, dazu unterteilt man den Economiser in drei Pakete.

Nach der Speiswasserregelstation tritt das Speiswasser in den Eintrittssammler ein und strömt anschließend im 4. Zug des Kessels nach oben in den Umkehrsammler. Von dort aus fließt das Speiswasser gegen die Rauchgasrichtung durch die beiden oberen Pakete nach unten und tritt in den Mischsammler ein. Anschließend an den Mischsammler strömt das vorgewärmte Speiswasser von unten nach oben (Gleichstrom) durch das unterste Paket, um Durchflussschwierigkeiten durch aufsteigende Dampfblasen zu verhindern. Das unterste Paket mit der höchsten Wassertemperatur befindet sich im Gebiet der höchsten Abgastemperatur (ca. 650 °C).

Als Ganzes betrachtet liegen alle 3 Pakete im Gegenstrom. Das auf diese Weise von 130 °C auf 230 °C erhitzte Speiswasser verlässt über den Austrittssammler den Kessel und wird über ein Rohr außenseitig in die Kesseltrommel geleitet. [4]

In Abbildung 10 ist der gesamte Kessel als Modell mit seinen 4 Zügen dargestellt, im letzten Zug befinden sich die Pakete des Economisers. Eine schematische Darstellung des Economisers zeigt Abbildung 11.



Abbildung 10: Modell – Müllkessel

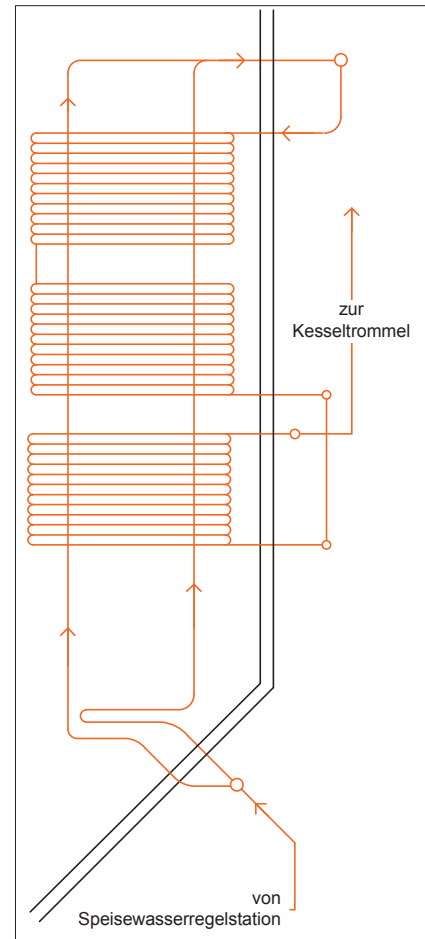


Abbildung 11: Schematische Darstellung - Economiser

4.1.5 Kesseltrummel

Mit einer Länge von 8 m und einem Durchmesser von 1,9 m ist die Kesseltrummel (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13) das zentrale Aggregat des Umlaufkessels. Die Trummel befindet sich quer oberhalb des Kessels und hat die Aufgabe das Wasser-Dampf-Gemisch zu trennen und möglichst trockenen Dampf abzugeben.

Die Rohre mit dem vorgewärmten Speisewasser aus dem Economiser und die Steigrohre mit dem Wasser-Dampf-Gemisch von den Verdampferheizflächen münden in die Kesseltrummel. Aus der Trummel strömen das Wasser über das Fallrohr in den Verdampfer und der Dampf in die Turbine. Als Grenze zwischen Wasser- und Dampfraum dient der Wasserstand, welcher wie schon im Kapitel 4.1.3 erwähnt wurde durch die Speisewasserregelstation konstant gehalten wird.

Die Temperatur in der Trummel liegt im Sattampfgebiet (ca. 230 °C und 32 bar), die Eintrittstemperatur des Speisewassers liegt darunter, somit findet eine rasche Durchmischung statt. Über den Verdampferaustritt strömt das Wasser-Dampf-Gemisch in die Trummel und wird durch Einbauten voneinander getrennt. Das zu trennende Gemisch strömt zuerst gegen Prallbleche, die vor den Steigrohren ca. 7 m lang angeordnet sind. Die

Prallbleche sind einerseits im Dampfraum mit der Trommel dicht verschweißt und liegen andererseits auf einer Tragkonstruktion auf welche sich im Wasserraum der Trommel befindet. Zwischen den Prallblechen sind 6 Zyklonabscheider hintereinander über die gesamte Länge der Trommel eingebaut. Der Dampf tritt von oben in den Zyklonabscheider ein und wird in eine Drehbewegung versetzt, dadurch werden restliche Wassertröpfchen durch die Fliehkraft nach außen an die Zyklonwände geschleudert. Das in den Zyklonen abgeschiedene Wasser wird aus den Sumpfen der Apparate durch Injektoren, die mit Speisewasser beaufschlagt werden, einer Speisewasserrinne zugeführt. Dort wird das Speisewasser über die gesamte Trommellänge verteilt. Der nun trockene Sattdampf steigt nach oben in einen allseits dicht verschweißten Sammelkasten der sich im oberen Bereich der Trommel befindet und aus welchem der Dampf in die Hauptdampfleitung abströmt.

Die durch das Speisewasser eingebrachten nicht flüchtigen Stoffe reichern sich im Kesselwasser an. Um eine zu hohe Anreicherung zu verhindern, führt eine Leitung aus dem unteren Teil des Wasserraums, gesteuert durch eine Leitfähigkeitsmessung, in die Entleerung. Steigt die gemessene Salzkonzentration über den zulässigen Bereich, öffnet sich ein Regelventil und Wasser aus der Trommel wird über die Entleerung abgeführt. [4]

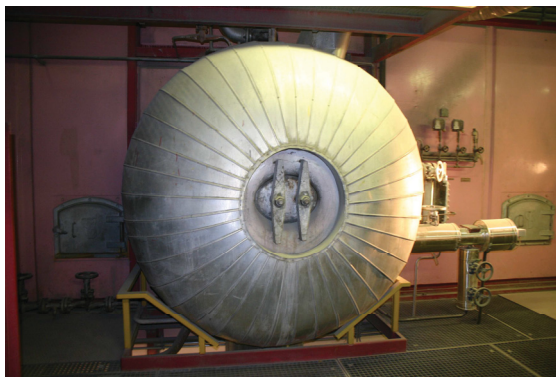


Abbildung 12: Kesseltrommel

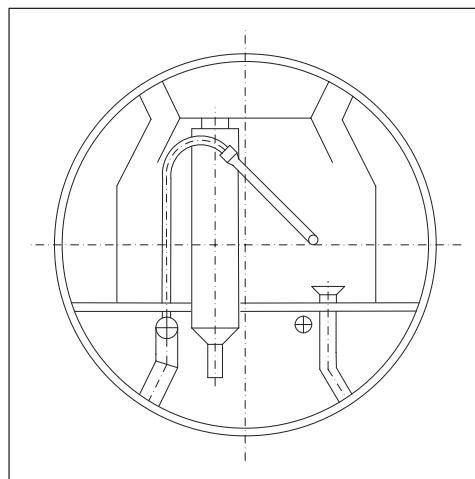


Abbildung 13: Schematische Darstellung der Kesseltrommel

Naturumlaufkessel

In der MVA Spittelau ist ein Naturumlauf-Strahlungsrohrkessel (Wasserrohrkessel) installiert, welcher mit dem Prinzip des natürlichen Wasserumlaufs arbeitet. Dieses Umlaufsystem besteht aus einer horizontal liegenden Kesseltrommel, Fallrohren, Sammlern und Steigrohren (vgl. Abbildung 14).

Von der Kesseltrommel aus strömt das Wasser durch das Fallrohr entlang der unbeheizten Kesselaußenwand nach unten. Die Steigrohre befinden sich an den beheizten Stellen in der Nähe des Feuerraums, durch die Hitze bildet sich in den Rohren ein Wasser-Dampf-Gemisch welches zur Trommel aufsteigt und dort in eine Dampf- und Wasserphase aufgetrennt wird. Der Dampf verlässt die Kesseltrommel über die Hauptdampfleitung und

strömt weiter zur Turbine, während das Trommelwasser gemeinsam mit nachgespeisten Wasser über das Fallrohr und Sammler den Steigrohren zugeführt wird. Um mit dem natürlichen Wasserumlauf arbeiten zu können, muss der Dichteunterschied des Wasser-Dampf-Gemisches in den beheizten Rohren (Steigrohre) und des kalten Wassers in den unbeheizten Rohren (Fallrohre) ausreichend groß sein.

Der Unterschied zwischen der Dichte des Wassers und des Dampfes ist bei kleinen Kesseldrücken groß (z.B. Kesseldruck 65 bar – Dichteverhältnis 22,7:1). Je größer der Druck ist, umso kleiner wird der Dichteunterschied. Bei einem sehr hohen Kesseldruck (z.B. 200 bar) wird der Auftrieb durch die entstehenden Dampfblasen in den Steigrohren immer geringer. Die Grenze für den Naturumlauf liegt theoretisch bei 225 bar, praktisch bei 180 bar.

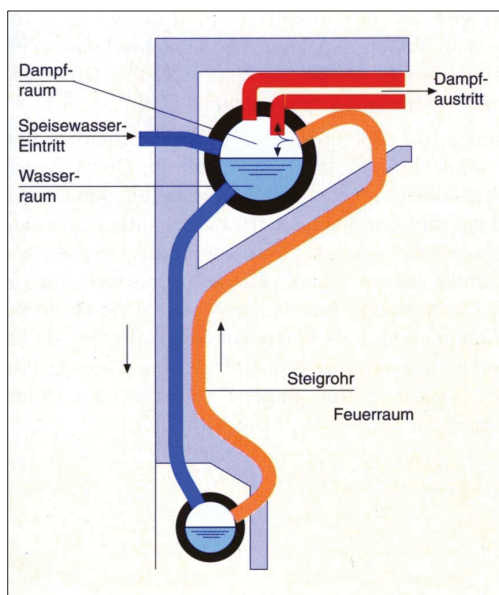


Abbildung 14: Naturumlaufprinzip

4.1.6 Hochdruckverteiler & Reduzierstation

Der Dampf wird über die Hauptdampfleitung aus der Kesseltrommel abgeführt. Direkt nach der Kesseltrommel befinden sich in der Hauptdampfleitung ein motorantriebener Hauptdampfschieber mit einer händischen Umgehungsarmatur und eine Dampfmenge messung (Aufzeichnung und Visualisierung in der Leittechnik). Die zwei Hauptdampfleitungen der beiden Kessel münden im gemeinsamen Hochdruckverteiler (230 °C; 31,4 bar). Hier besteht nun die Möglichkeit den Dampf über die Turbine oder über die Reduzierstation (vgl. Abbildung 15) zu leiten.

Ist die Turbine außer Betrieb wird der Dampf über die drei Abgangsleitungen zum Niederdruckverteiler geführt. In den Abgangsleitungen die für die Druckregelung der beiden Müllkesseln verantwortlich ist, wird mit Hilfe von Regelventilen der Dampf gedrosselt. Weiters sind noch Überströmventile und Sicherheitsventile (vgl. Abbildung 16) in den Leitungen eingebaut, die den Druck des Dampfes reduzieren und dafür sorgen dass der

Druck im Niederdruckverteiler nicht über 9 bar ansteigt. Ist die Turbine in Betrieb, wird der Druck bei dem sich die Regelventile der Abgangsleitungen öffnen, höher eingestellt als der Druck am Turbineneintritt, somit strömt der Dampf in Richtung Turbine. Steigt der Druck am Turbineneintritt aufgrund Schließung des Schnellschlussventils, öffnen sich die Regelventile der Abgangsleitungen sukzessive gemäß dem eingestellten Überdruck. Der Dampf kann somit problemlos dem ND – Verteiler zugeführt werden. [4]



Abbildung 15: Reduzierstation



Abbildung 16: Sicherheitsventile der Abgangsleitungen

4.1.7 Dampfturbine

Die Stromproduktion mit Satttdampf erfolgt in der Gegendruck - Dampfturbine. Der vom Hochdruckverteiler kommende Satttdampf strömt zuerst durch einen Zyklonabscheider, welcher mögliche Wassertröpfchen aus dem Satttdampf entfernt, und tritt dann in die Turbine ein. In der Turbine wird die Wärmeenergie des Dampfes in mechanische Energie umgewandelt. Mit der durch die mech. Energie entstehende Drehbewegung der Turbinenwelle und im weiteren Verlauf die Drehbewegung der Generatorwelle wird in einem Drehstrom – Synchrongenerator Strom produziert. [4]

4.1.7.1 Aufbau und Wirkungsweise

Aufbau

Die Dampfturbine besteht im wesentlichen aus dem sich drehenden Turbinenläufer mit den Laufschaufeln, dem Turbinengehäuse und den darin eingebauten Leitschaufelträger mit den Leitschaufeln (vgl. Abbildung 17 und Abbildung 18). Der Läufer ist beidseitig in Radiallagern gelagert, während das Axiallager die Aufgabe hat den Läufer in axialer Richtung zu fixieren und eventuell die vom Dampf erzeugten Restschubkräfte aufzunehmen. Jene Stellen wo der Läufer aus dem Gehäuse herausragt, sind mit Labyrinth – Wellendichtungen versehen, somit kann hier kein Dampf ungewollt aus der Turbine austreten.

Der vom Kessel kommende Frischdampf strömt vom Schnellschlussventil durch den Einströmkasten über die Steuerventile zu den Düsen und trifft anschließend auf das Laufrad des Turbinenläufers. Der aus dem Laufrad austretende Dampf gelangt in den Radraum und durchströmt von hier aus die einzelnen weiteren Schaufelreihen. Der Dampf leistet dabei

Arbeit und vergrößert sein Volumen, aus diesem Grund müssen die Leit- und Laufschaufeln auch von Stufe zu Stufe länger werden. Nachdem der Dampf einen Teil seiner Energie an den Läufer abgegeben hat, strömt er durch das Abdampfgehäuse zu den Kondensatoren und wird dort niedergeschlagen. Die Regelung der Dampfturbine erfolgt nach der Dampfmenge, welche in den beiden Müllkesseln erzeugt wird.

Die im vorderen Lagergehäuse an die Welle angehängte Hauptölpumpe fördert das Drucköl für die Schmierung der Lager und für die Regelung der Turbine. Weiters werden durch den Turbinenläufer noch der Drehzahlwächter und der Drehzahlregler angetrieben. An der Dampfaustrittsseite der Turbine ist die Welle des Generators über ein Getriebe mit der Turbinenwelle verbunden.



Abbildung 17: Dampfturbine

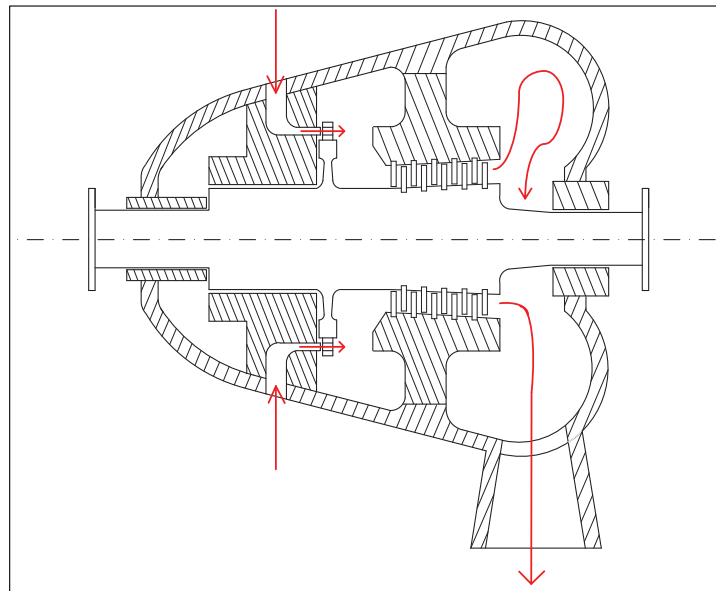


Abbildung 18: Schematische Darstellung der Dampfturbine

Wirkungsweise

Jeder der beiden Müllkessel erzeugt ca. 45 t/h Sattdampf. Aus der im oberen Teil des Müllkessel befindlichen Kesseltrommel, strömt der Sattdampf mit einer Temperatur von 230 °C zur Dampfturbine und wird dort von 31,4 bar auf einen Druck von 4,5 bar entspannt. Die dabei freigesetzte Wärmeenergie des Dampfes wird in umgewandelter Form als Strömungsenergie an den Leitschaufeln wirksam und verursacht durch Strömungsumlenkung die Drehbewegung des Läufers. Die Umwandlung der im Dampf enthaltenen Wärmeenergie in mechanische Energie des Turbinenläufers kann innerhalb der Beschauelung durch zwei verschiedene Arbeitsverfahren erfolgen. Man spricht vom Gleichdruckverfahren, Überdruckverfahren oder einer Kombination aus beiden Verfahren.

Bei der Kombination wird eine Überdruckturbine mit einer Gleichdruckstufe (Lauftrad) am Dampfeintritt versehen. Dadurch kann am Eingang der Turbine gleich ein großes Wärmegefälle verarbeitet werden. Nachdem der Dampf die Eintrittsstufe (Lauftrad) verlassen hat, erfolgt in der nachfolgenden Radkammer der Dampfausgleich über den gesamten

Querschnitt für die Überdruckbeschaufelung. In der Überdruckbeschaufelung wird das Enthalpiegefälle sowohl im feststehenden Leitschaufelkanal als auch im Laufschaufelkanal umgesetzt. [6]

Bauart und Bezeichnung

Die in der Müllverbrennungsanlage Spittelau eingesetzte Dampfturbine lässt sich anhand unterschiedlicher Hauptmerkmale einteilen.

Nach der Durchflussrichtung des Dampfes unterscheidet man Axialturbinen, Radial- und Radial - Axialturbinen. In der Spittelau wird eine „*Axialturbine*“ verwendet. Bei dieser Turbinenart strömt der Dampf annähernd in Richtung der Turbinenachse durch radialgestellte Schaufeln, und zwar abwechselnd durch feststehende Leitschaufelreihen und die mit dem Läufer umlaufende Laufschaufelreihen. [6]

Eine weitere Einteilung erfolgt nach dem Zustand des Dampfes am Eintritt der Turbine. Die Unterscheidung erfolgt entsprechend dem am Turbineneintritt herrschenden Dampfdruck oder Dampftemperatur. Entsprechend des Dampfdruckes bezeichnet man die Dampfturbine als „*Mitteldruckturbine*“, hier beträgt der Eintrittsdruck 31,4 bar. Nach der Dampftemperatur am Turbineneintritt, hier liegt eine Satttdampf Temperatur von 230 °C vor, bezeichnet man sie als „*Sattdampfturbine*“. [6]

Bei der Art der Dampfzuführung wird unterteilt zwischen Frischdampfturbine, Abdampfturbine, Speicherdampfturbine und Mehrdruckturbine. Bei der eingesetzten „*Frischdampfturbine*“ wird der zur Energieumwandlung notwendige Dampf direkt aus dem Dampferzeuger entnommen. Für die Dampfabführung gibt es ebenfalls mehrere Möglichkeiten, hier unterscheidet man zwischen Kondensationsturbine, Gegendruckturbine, Anzapf- und Entnahmeturbine sowie Vorwärmeturbine. [6]

Um den Dampf nach dem Austritt aus der Turbine in ein Gegendruck-Dampfnetz (Fernwärmeheiznetz) zuschicken, benötigt man eine „*Gegendruckturbine*“. Der Dampf tritt mit einem Druck von 4,5 bar und einer Temperatur von ca.155 °C aus der Turbine aus, und gibt anschließend in den Kondensatoren seinen Wärmeinhalt an den Rücklauf des Fernwärmenetzes ab. Die in der Turbine umgesetzte Wärmeenergie wird zum Antrieb eines Generators genutzt. Auf diese Art wird gleichzeitig Strom und Fernwärme produziert. [6]

Weiters kann die Turbine nach ihrer baulichen Gliederung entsprechend der Kraftübertragung, der Anzahl der Gehäuse, der Anzahl der Dampfleitungen und der Anzahl der Wellenstränge unterschieden werden. Entsprechend der Kraftübertragung spricht man von einer „*Getriebeturbine*“, sie verarbeiten kleine Dampfmen gen bei einem hohen Wirkungsgrad. Die Turbinenwelle mit einer Drehzahl von 8200 U/min, ist über ein Getriebe mit einer Generatorwelle, die mit 1500 U/min den Generator antreibt, verbunden. Die gesamte Dampfentspannung erfolgt in einem Gehäuse deswegen spricht man von einer „*eingehäusigen Turbine*“. Bezogen auf die Anzahl der Dampfleitungen – „*einflutige Turbine*“, hier

wird die Endschaufelreihe vom gesamten Abdampf durchströmt. Die Dampfturbine besitzt nur einen Wellenstrang – „*Einwellenturbine*“. [6]

Die Unterscheidung nach dem Verwendungszweck erfolgt in Kraftwerksturbine, Heizkraftturbine, Industrieturbine, Hilfsturbine, Kompressorturbine und Schiffsturbine. Da in der Spittelau gleichzeitig Wärme und elektrische Energie erzeugt wird, kann die Turbine auch als „*Industrieturbine*“ bezeichnet werden. Wegen des benötigten Heißdampfes wird in der Turbine nur ein kleines Enthalpiegefälle ausgenutzt, sodass die Turbine bei einer Drehzahl von 8200 U/min eine elektrische Leistung von ca. 6 MW abgeben kann. Aufgrund der hohen Drehzahlen werden Industrieturbinen über Getriebe mit dem Generator gekuppelt. Der erzeugte Strom wird ins Netz mit einer Frequenz von 50 Hz eingespeist. [6]

Wichtige Bauteile der Dampfturbine

„*Düsen*“ haben die Aufgabe die potentielle Energie des Dampfes in kinetische Energie umzuwandeln. Dadurch findet eine Druck- und Temperaturabsenkung des Dampfes innerhalb der Düsen statt. Die Düsengruppe und das anschließende Laufrad bilden zusammen eine Stufe der Energieumsetzung. [6]

Bei „*Turbinenschaufeln*“ unterscheidet man zwei Arten, die auf dem Läufer befestigte „*Laufschaufel*“ und die am Leitschaufelträger befestigten „*Leitschaufeln*“. Sie weisen einen unterschiedlichen Ein- und Austrittswinkel für die verschiedenen Dampfgeschwindigkeiten entsprechend den unterschiedlichen Umfangsgeschwindigkeiten auf. [6]

Durch die „*Laufschaufeln*“ (vgl. Abbildung 19) findet eine Umwandlung der Strömungsenergie in mechanische Arbeit statt, diese wird weiter auf den Turbinenläufer übertragen. Diese Schaufeln werden sehr stark auf Zug durch Fliehkräfte und auf Biegung aufgrund von Dampfkräften beansprucht, außerdem können Schwingungen noch zusätzliche Beanspruchungen hervorrufen. Aufgrund der unterschiedlichen Strömungsverhältnisse am Kopf und am Fuß werden lange Schaufeln mit einem verwundenen Profil ausgeführt. [6]

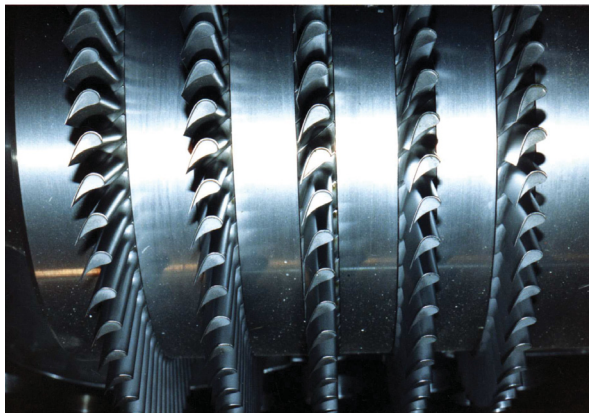


Abbildung 19: Laufschaufelreihen der Dampfturbine

Die „*Leitschaufeln*“ die direkt im Leitschaufelträger befestigt sind, werden keiner zu hohen Beanspruchung ausgesetzt. Sie haben die Aufgabe den Dampf der aus der vorherigen Laufschaufelreihe austritt, so umzulenken damit er die nachfolgende Laufschaufelreihe im richtigen Winkel anströmt. Dadurch erfolgt in den Leitschaufeln eine Umwandlung der potentiellen Energie in Geschwindigkeitsenergie, genauso wie in der Düse. [6]

Das „*Turbinengehäuse*“ nimmt die Wellendichtungen, die Einströmteile und den Läufer auf und dichtet den Turbineninnendruck gegen die Atmosphäre ab (vgl. Abbildung 20). Bei Dampftemperaturen oberhalb von ca. 200°C wird das Turbinengehäuse wegen eventuell auftretender Wärmespannungen aus Stahlguss gefertigt. Meist sind die Turbinengehäuse in der Achsebene horizontal geteilt und durch Teilfugenschrauben verschraubt. An den beiden Seiten des Gehäuses sind die Läuferdurchdritte durch Labyrinth – Wellendichtungen gegen Dampfaustritt abgedichtet. Um Wärmeverluste und Gehäuseverkrümmungen zu vermeiden werden das Turbinengehäuse, Ventile und Dampfleitungen wärmeisoliert. [6]

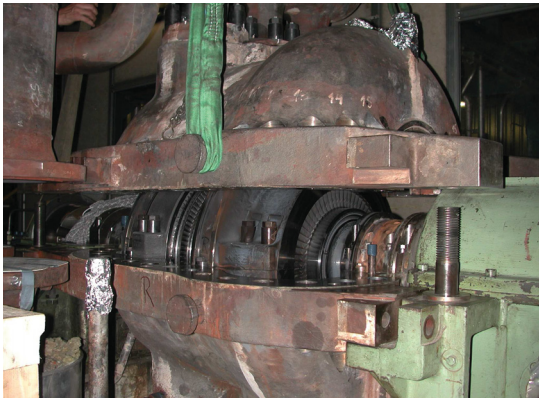


Abbildung 20: Turbinengehäuse

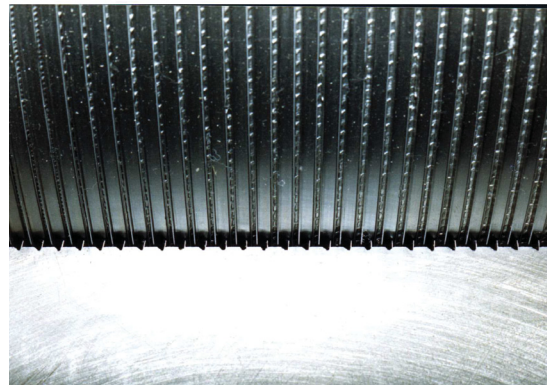


Abbildung 21: Wellendichtung

Abbildung 21 zeigt die „*Wellendichtungen*“, sie haben die Aufgabe den Läuferdurchtritt am Gehäuse abzudichten. Dadurch wird bei Überdruck im Gehäuse ein Ausströmen von Dampf oder bei Unterdruck ein Eindringen von Luft in das Gehäuse verhindert. Die Labyrinth – Wellendichtung besteht aus Dichtungsbändern, welche entweder in der Gehäusebuchse oder im Läufer eingestemmt sind und laufen dann in entsprechenden Gegenstücken, in Kämmen und Nuten. Durch das Spiel zwischen den Dichtungsspitzen und der Buchse erfolgt durch fortwährendes Drosseln und anschließendem Entspannen des Leckdampfes ein Druckabbau und damit wird eine Abdichtung ermöglicht. [6]

Die „*Frischdampfsteuerventile*“ haben die Aufgabe, die für die aufzubringende Leistung, erforderliche Dampfmenge in den Ringkanal des Frischdampfgehäuses einströmen zu lassen. Die Öffnungsstellung der Ventile wird nach dem Kesseldruck (32 bar) geregelt. Jedes Steuerventil besitzt einen eigenen Antrieb. Diese Art der Ventile wird dort benötigt wo Dampf vom Kessel geregelt in die Turbinenbeschauflung strömen soll. Vor den 4 Steuerventilen befindet sich ein „*Schnellschlussventil*“ das bei ansprechen eines Sicherheitskriteriums die Dampfzufuhr unterbricht. Eine Schließung erfolgt, wenn die von den Kesseln produzierte

Dampfmenge zu gering ist, oder das Niveau im Kondensatabscheider den max. Grenzwert übersteigt oder aufgrund technischer Probleme im Stromnetz.

4.1.7.2 Turbinenhilfseinrichtung

Ölversorgung - Ölkreislauf

Das Öl in der Dampfturbine hat mehrere Aufgaben, es dient zur Schmierung und Wärmeabführung an den Lagern und zur Impulsübertragung bei Steuer- und Regelvorgängen. Weiters wird es als Kraftöl für Stellantriebe, zur Lagerentlastung sowie als Dichtöl eingesetzt.

Vom Ölbehälter aus, der als Auffang- und Vorratsbehälter für das Turbinenöl dient, wird das Öl über die Hauptölpumpe zu den einzelnen Bedarfsstellen gepumpt. Damit die Ölversorgung des Turbosatzes unter allen Umständen gewährleistet ist, sind neben der Hauptölpumpe noch weitere Ölpumpen mit unterschiedlichen Antrieben installiert. Der Antrieb kann durch einen Elektromotor oder durch die direkte Kupplung an die Hauptwelle des Turbosatzes erfolgen. Je nach Aufgabe der Pumpe unterscheidet man zwischen Hauptölpumpen, Hilfsölpumpen und Notölpumpen nur für die Lagerschmierung. Für den An- und Abfahrbetrieb des Turbosatzes wird eine Hilfsölpumpe in Betrieb genommen, da die turbosatzbetriebene Hauptölpumpe nur bei Betriebsdrehzahl ihre volle Förderleistung erreicht. [6]

Nach der Hauptölpumpe wird ein bestimmter Ölstrom abgezweigt und dem Steuerölkreislauf zugeführt. Das restliche Öl wird weiter über einen Doppelölfilter geleitet um Grobteile und mitgeführten feinen Schlamm abzutrennen. Nach dem Filter durchströmt das Lageröl einen Ölkühler, der die Aufgabe hat die vom Öl aus den Lagern abgeführte Wärme an das Kühlwasser abzugeben. Das Öl strömt nun mit einer Temperatur von 40 °C und einem Druck von 2,8 bar zu den Axial- und Radiallagern der Turbine, des Generators und des Getriebes. In den Lagern wird das Öl hauptsächlich durch die Lagerreibung und zusätzlich durch die Kriechwärme des Turbinenläufers sowie Strahlungswärme vom Turbinengehäuse auf das Lagergehäuse erwärmt. Zur Inbetriebnahme eines stehenden Turbinenläufers oder bei einer niedrigen Läuferdrehzahl (< 30 U/min) wird Anhebeöl zum Anheben des Läuferstranges in die Lager gepumpt.

Um eine unzulässige Übertragung der Wärme von den Dampfleitungen auf die Ölleitungen zu vermeiden werden die Dampfleitungen wärmeisoliert. In Abbildung 22 ist die Ölversorgung mit ihren einzelnen Aggregaten dargestellt.

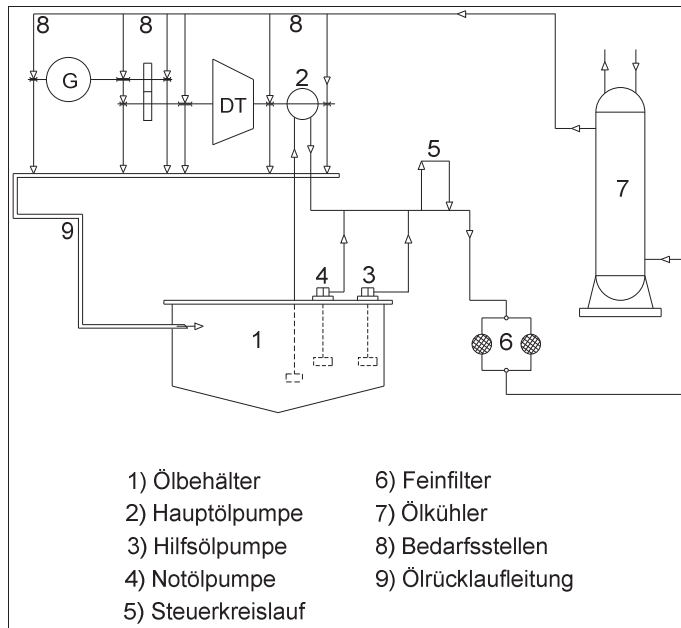


Abbildung 22: Ölversorgung

4.1.8 Niederdruckverteiler

Am Niederdruckverteiler (vgl. Abbildung 23 und Abbildung 24) treffen die Leitungen der Überströmstation wieder zusammen, ebenso mündet auch die Abdampfleitung der Turbine in den Niederdruckverteiler. Vom Niederdruckverteiler strömt ein kleiner Teil des Niederdruckdampfes (155 °C; 4,3 bar) über zwei Heizampfeleitungen zu den Entgasern der Speiswasserbehälter und eine dritte Leitung führt zum Netzentgaser, der fallweise teilentsalztes Wasser entgast. Der Hauptteil des Heizdampfes strömt aber über drei Leitungen weiter zu den darunter liegenden Kondensatoren.



Abbildung 23: Niederdruckverteiler



Abbildung 24: Niederdruckverteiler

4.1.9 Kondensator & Kondensatkühler

Vom ND-Verteiler kommend tritt der Dampf mit einer Temperatur von ca. 155 °C und einem Druck von 4,3 bar in den Mantelraum des Kondensators ein. In den Kondensatoren findet der Wärmeaustausch zwischen dem Niederdruckdampf und dem Rücklaufwasser des Fernwärmenetzes statt. Wie viel Fernwärme ausgekoppelt werden kann ist unter anderem vom Energieinhalt des Dampfes abhängig, kommt der Dampf von der Turbine besitzt er einen niedrigeren Energieinhalt (Energieinhalt sinkt durch mech. Arbeit an Turbine) als wenn der Dampf von der Reduzierstation kommt (Energieinhalt bleibt konstant). Strömt also Dampf von der Reduzierstation in die Kondensatoren kann mehr Fernwärme ausgekoppelt werden als mit Dampf aus der Turbine.

Der Kondensator besitzt einen Durchmesser von 1,05 m und eine Länge von 6,3 m (vgl. Abbildung 25). Im Inneren des Kondensators ist ein Rohrbündel eingebaut, durch welches das Wasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes strömt. Das Wasser (Rücklauf) strömt in den Rohrbündeln im Gegenstrom zum Dampf und lässt diesen dabei kondensieren. Das entstehende Kondensat befindet sich im unteren Teil des Kondensators, welches anschließend über eine Leitung weiter zum Kondensatkühler geführt wird. Der Kondensatkühler hat einen Durchmesser von 0,45 m und eine Länge von 3,3 m, auch hier befindet sich im Inneren ein Rohrbündel. Hier befinden sich das Kondensat im Rohrbündel und das Wasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes im Mantelraum. Auf diese Weise wird das Kondensat gekühlt und das Rücklaufwasser erhitzt. Das gekühlte Kondensat (ca. 116 °C und 4,3 bar) wird nun wieder zurück in den Speisewasserbehälter geleitet.

Das Wasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes dient als Kühlmittel, es wird über die Müllkesselerzeugerpumpen durch die Kondensatkühler und die Kondensatoren gepumpt um den Dampf zu kondensieren und den Druck am ND – Verteiler konstant zu halten.

Mit einer Temperatur von ca. 75 °C tritt das Wasser in den Kondensatkühler ein und wird dort erwärmt. Im nachfolgenden Kondensator wird es weiter auf eine Temperatur von ca. 152 °C erhitzt. Das Heißwasser kann nun wieder über den Vorlauf in das Fernwärmenetz eingespeist werden.

Diese Art der Wärmeauskopplung wird in der MVA Spittelau in 3 Kondensatoren und drei Kondensatkühlern (vgl. Abbildung 25) umgesetzt.



Abbildung 25: Kondensator- und Kondensatkühlergruppe

Abbildung 26 zeigt die Schematische Darstellung eines Kondensators und eines Kondensatkühlers.

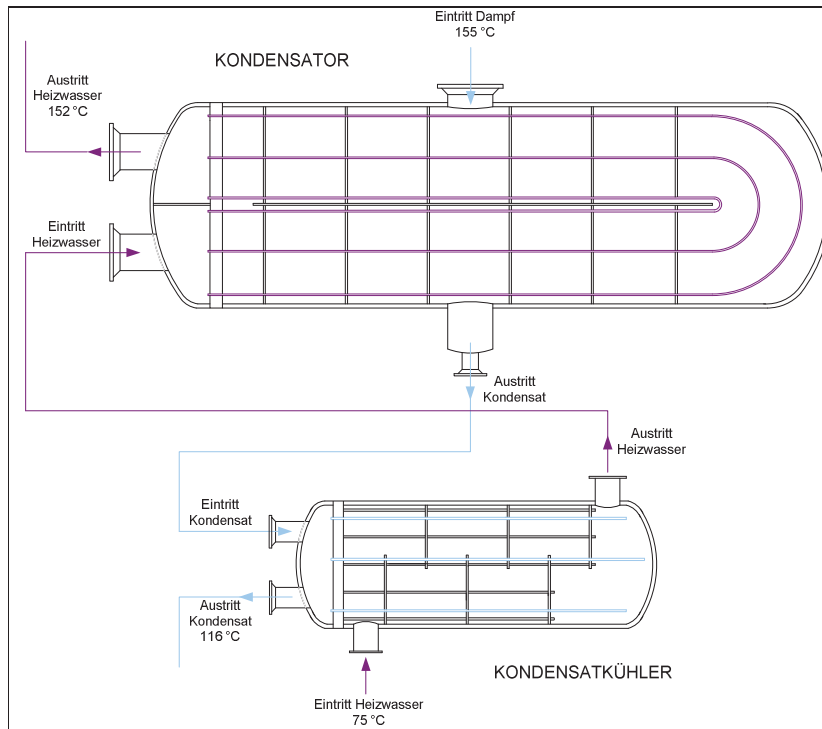


Abbildung 26: Schematische Darstellung - Kondensator und Kondensatkühler

5 Wasserdampf und seine industrielle Anwendung in Kraftwerken

5.1 Wasserdampf

Unter Normalbedingungen (0 °C, 1013,25 hPa) kommt Wasser im flüssigen Zustand vor. Wasser ist der einzige bekannte Stoff, der in der Natur in allen drei Aggregatzuständen existiert. Die Bezeichnung Wasser wird besonders für den flüssigen Aggregatzustand verwendet. Im festen, also gefrorenen Zustand, bezeichnet man es als Eis und im gasförmigen Zustand als Wasserdampf. [7]

Durch Zufuhr von Wärme erhöht sich die Temperatur des Wassers, bis bei einer vom Druck abhängigen Temperatur (Siedetemperatur) die Flüssigkeit zu sieden beginnt und unter ständiger Wärmeaufnahme verdampft. Andererseits kommt es bei einer Temperaturabnahme, beim Erreichen der Siedetemperatur zur Kondensation des Wasserdampfes, d.h. Umwandlung in den flüssigen Zustand. [8]

Verdampfungsprozess

Bei einer Aggregatzustandsänderung treten unterschiedliche Phasen in einem System auf. Wenn sich der Aggregatzustand ändert, wie beim Verdampfen einer Flüssigkeit, tritt neben der flüssigen Phase auch die gasförmige Phase auf, es handelt sich somit um ein heterogenes System mit zwei Phasen. In vielen Maschinen treten die Stoffe sowohl im flüssigen als auch im gasförmigen Aggregatzustand auf. Die Umwandlung von der flüssigen Phase in die gasförmige Phase wird sehr häufig in technisch wichtigen Systemen eingesetzt, z.B. im Dampferzeuger bei konstantem Druck. [9]

Im Folgenden wird der Verlauf der Dampferzeugung in einem geschlossenen Gefäß (Dampferzeuger) betrachtet (vgl. Abbildung 27).

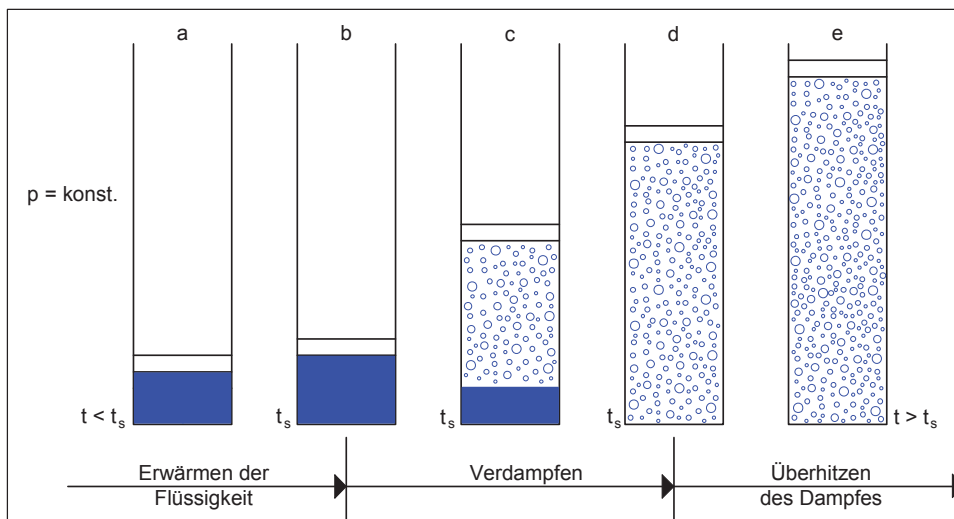


Abbildung 27: Verdampfungsprozess bei konstantem Druck

Eine bestimmte Menge an Wasser befindet sich in einem durch einen Kolben abgeschlossenen Zylinder (a). Dabei handelt es sich um ein homogenes System in flüssiger Phase. Der Flüssigkeit wird bei konstantem Druck ein konstanter Wärmestrom zugeführt. Dabei erwärmt sich zunächst die Flüssigkeit solange bis die Siedetemperatur t_s (b) erreicht wird. Infolge der Erwärmung ist das Volumen der Flüssigkeit größer geworden. Bei weiterer Wärmezufuhr beginnt die Flüssigkeit zu verdampfen (c), die Temperatur bleibt dabei konstant. Ist nur ein Teil der Flüssigkeit verdampft, so nennt man das Gemisch aus siedender Flüssigkeit und Sattedampf „*Nassdampf*“. Es hat sich ein heterogenes System mit zwei Phasen gebildet. Wenn die Flüssigkeit gerade vollständig verdampft ist, bezeichnet man den Stoff, der sich nun restlos im gasförmigen Aggregatzustand befindet, „*Sattedampf*“ oder „*trocken gesättigten Dampf*“ (d). Das jetzt gasförmige System ist wieder homogen und besteht aus einer Phase. Beim Verdampfen vergrößert sich das Volumen meist sehr stark. Wird nun dem Sattedampf weiter Wärme zugeführt, so steigt die Temperatur, der Dampf wird bei Vergrößerung seines Volumens überhitzt (e), man nennt den Dampf nun „*Heißdampf*“ oder „*überhitzten Dampf*“. [9]

lg p - h - Diagramm

Der Verdampfungsprozess wird nun anhand von Abbildung 28 genauer erläutert.

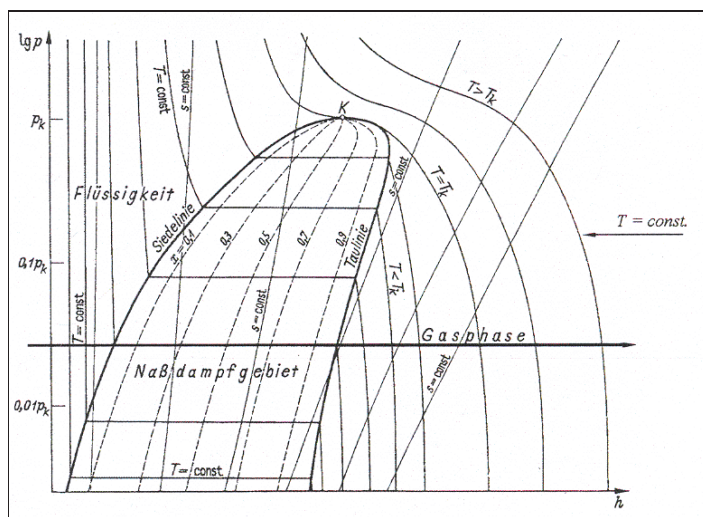


Abbildung 28: lg p – h - Diagramm [9]

Die zum Verdampfen von 1 kg eines Stoffes bei konstantem Druck erforderliche Energie nennt man Verdampfungsenthalpie, diese ist stoff- und druckabhängig. Mit steigendem Druck wird die Verdampfungsenthalpie kleiner und bei einem bestimmten Druck, kritischer Druck genannt, zu Null. Der Übergang von Flüssigkeit in Dampf erfolgt bei diesem Druck stetig, ohne dass sich der Stoff wie im Nassdampfgebiet in Flüssigkeit und Dampf trennt. Dem kritischen Druck (p_k) ist eine bestimmte kritische Temperatur (T_k) zugeordnet, für Wasserdampf liegt der p_k bei 220,64 bar und die T_k bei 373,95 °C. Dieser Zustandspunkt wird als kritischer Punkt bezeichnet. [10]

Im kritischen Punkt treffen sich die beiden Grenzkurven $x = 0$ und $x = 1$. Die Kurve $x = 0$ grenzt das Gebiet der Flüssigkeit vom Nassdampf ab, während die Kurve $x = 1$ den Nassdampf vom Heißdampf trennt und gleichzeitig den Zustand des Sattdampfes markiert. Die Kurve $x = 0$ wird auch als Siedlinie oder untere Grenzlinie bezeichnet, die Kurve $x = 1$ nennt man auch Taulinie, Sattdampfkurve oder obere Grenzlinie. [10]

Nassdampf

Wasser wird bei einem konstanten Druck bis auf die Siedetemperatur erhitzt. Bei Erreichen der Siedetemperatur beginnt die Flüssigkeit zu verdampfen, die Temperatur und der Druck bleiben während des Verdampfungsprozesses konstant. Solange Wasser und Wasserdampf vorhanden ist bildet sich „Nassdampf“. [10]

Sattdampf

Wird dem Wasser-Dampf-Gemisch weiter Wärme zugeführt nimmt der Dampfanteil x ständig zu und der Wasseranteil ab. Während des Verdampfungsvorgangs bleibt die Temperatur konstant bis das gesamte Wasser verdampft ist. Den nun entstandenen Dampf ($x = 1$) bezeichnet man als „Sattdampf“ oder „trocken gesättigten Dampf“, welcher bei einem bestimmten Druck eine ganz bestimmte Temperatur besitzt. Eine Wärmeabgabe führt zur Kondensation des Dampfes bei gleichbleibender Temperatur. Das dabei entstehende Kondensat dagegen kühlt sich bei Wärmeabgabe ab. Das Kondensat besitzt bei gleichem Druck wie ihn der Dampf hat, schon kurz nach seinem Entstehen eine niedrigere Temperatur als der Dampf. Man sagt, das Kondensat fällt unterkühlt an, d.h. aus einem Wärmetauscher oder einer Dampfleitung kommt das Kondensat schon etwas kühler heraus als der Dampf. Dadurch entsteht wieder Nassdampf. [8]

Heißdampf

Wird dem Sattdampf in einem Überhitzer weiter Wärme zugeführt bleibt der Druck konstant und die Temperatur steigt an. Der Dampf wird als „Heißdampf“ oder „überhitzter Dampf“ bezeichnet. Durch die Überhitzung des Dampfes ändern sich die Temperatur, das spezifische Volumen, die Dichte und der Wärmeinhalt, jedoch nicht der Druck. Im Gegensatz zum Sattdampf scheidet Heißdampf bei Abkühlung kein Kondensat ab, sondern es tritt eine Temperaturabnahme ein bis der Sattdampfzustand erreicht ist. [8]

Kondensation

Der vorher beschriebene Verlauf zur Erzeugung von überhitztem Dampf kann auch in entgegengesetzter Richtung verlaufen. Im Zuge einer Temperaturabnahme sinkt der Dampfgehalt unter 1, bei einem $x < 1$ tritt sofort Kondensieren des Wasserdampfes ein. Durch Kondensation findet eine Umwandlung von Dampf in Wasser statt, dabei wird die im Dampf enthaltene Verdampfungswärme an die Umgebung abgegeben. Die Masse verändert sich dadurch nicht.

Die Kondensation des Dampfes spielt beim Dampfkraftprozess eine wichtige Rolle. Durch das Kondensieren kann ein kleiner Enddruck erreicht werden, dadurch ist es möglich das große Wärmegefälle in der Dampfturbine bis zum Vakuum voll auszunützen. Jenem Dampf



der nach Durchströmen der Turbine als Kondensat niedergeschlagen wird, soll im Kondensator die restliche Verdampfungswärme entzogen werden. [8]

Erläuterung thermodynamischer Begriffe

Ein *thermodynamisches System* ist ein abgegrenzter Bereich, der von seiner *Umgebung* durch *Systemgrenzen* getrennt ist. Zwischen dem System und seiner Umgebung können Wechselwirkungen auftreten, indem Materie, Arbeit oder Wärme die Systemgrenzen überschreitet. Ein System, über dessen Grenze keine Materie tritt, wird als *geschlossenes System* bezeichnet. Tritt Materie über die Systemgrenzen, bezeichnet man es als *offenes System*. Ein wichtiges Merkmal der Systemgrenzen ist ihre Eigenschaft, *adiabat (wärmedicht)* oder *nichtadiabat* bzw. *diatherm (wärmedurchlässig)* zu sein. [9]

Innere Energie

Die im Stoff eines Systems gespeicherte thermische Energie bezeichnet man als *innere Energie U* des Systems. Eine Zunahme der inneren Energie wirkt sich bei einem vereinfachten System (ohne Phasenänderung) in einer Temperaturerhöhung des Stoffes aus. Wird an einem adiabaten System Arbeit verrichtet, so wird dem System Energie zugeführt. Die zugeführte Energie wird im System gespeichert, dadurch erhöht sich die innere Energie des Systems. In gleicher Weise kann das adiabate System Arbeit leisten, dabei sinkt seine innere Energie. Die innere Energie ist eine Zustandsgröße, denn der Endzustand kann durch verschiedene Prozesse vom Anfangszustand aus erreicht werden. [11]

Wärme

Wärme ist jene Energie, die bei einem System mit nichtadiabater Grenze allein aufgrund eines Temperaturunterschieds zu seiner Umgebung über die Systemgrenze tritt. Den Übergang dieser Energie über die Systemgrenze nennen wir Wärmezu- oder Wärmeabfuhr. Demnach bewirkt auch die Wärme eine Änderung der inneren Energie. [9]

Enthalpie

Als *Enthalpie H* bezeichnet man die Summe aus innerer Energie U und Verschiebearbeit pV . Da sowohl die innere Energie als auch die Verschiebearbeit Zustandsgrößen sind, ist auch die Enthalpie eine Zustandsgröße. Bei isobaren Zustandsänderungen in geschlossenen und offenen Systemen und bei der Behandlung der Arbeit adiabater Maschinen ist die Enthalpie von besonderer Bedeutung. [11]

Entropie

Die in ablaufenden Prozessen enthaltenen Reibungs- oder Ausgleichsvorgänge bewirken, dass man bei jeder Energieumwandlung oder Energieübertragung mit einer Entwertung der Energie rechnen muss, die sich dadurch äußert, dass die Energie nicht vollständig in die ursprüngliche Energieart zurückverwandelt werden kann. Um die Irreversibilität der verschiedenen Prozesse vergleichen zu können, benötigt man ein Maß für die Entwertung



der Energie durch die Irreversibilität. Für die Erfassung der Irreversibilität verwendet man die Entropie. [11]

Prozesse (Vorgänge) verursachen Zustandsänderungen in den beteiligten Systemen. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Zustandsänderungen kurz erläutert. [9]

Isochore

Die Isochore ist eine Zustandsänderung bei konstantem Volumen.

Isobare

Eine Zustandsänderung bei konstantem Druck bezeichnet man als Isobare.

Isotherme

Die Isotherme ist eine Zustandsänderung bei konstanter Temperatur.

Isentrope

Eine reversible Zustandsänderung in einem adiabaten System heißt Isentrope.

5.2 Wasserdampf in Maschinen und Anlagen

Wasserdampf wird in Dampfkraftanlagen und kombinierten Gas-Dampf-Kraftwerken (GUD) zur Erzeugung von Strom eingesetzt. In GUD – Kraftwerken wird das Turbinengas in einem Dampferzeuger auf eine niedrigere Temperatur gekühlt und die dabei abgegebene Wärme zur Dampferzeugung verwendet. Auf den Einsatz von Wasserdampf in einer Dampfkraftanlage wird im Kapitel 5.2.1 genauer eingegangen. [9]

5.2.1 Dampfkraftanlage

In einer Dampfkraftanlage wird im Kreislauf Arbeit durch Entspannung des Wasserdampfs gewonnen. Die Anlage enthält neben der „Dampfturbine“ und der „Pumpe“ auch Wärmeüberträger zur Zu- und Abfuhr der Wärme. Die Wärmeüberträger haben entsprechend ihrer Funktion besondere Bezeichnungen bekommen, „Verdampfer“ und „Überhitzer“, zusammengefasst zum „Dampferzeuger“, sind die Wärmeüberträger für die Wärmezufuhr. Den Wärmeüberträger für die Wärmeabfuhr nennt man *Kondensator*. Zusammen bilden die genannten Maschinen eine einfache Dampfkraftanlage. In Abbildung 29 ist das Schaltbild einer einfachen Dampfkraftanlage dargestellt. [9]

Das im Verdampfer eingesetzte Wasser wird isobar bis zur Siedetemperatur erwärmt und anschließend isobar verdampft. Bei weiterer Wärmezufuhr steigt die Temperatur des Dampfes im Überhitzer über die Sättigungstemperatur. In der Turbine expandiert der Dampf unter Arbeitsabgabe, wobei der Druck meist soweit gesenkt wird, dass der Dampf am Austritt Wasser enthält, also nass geworden ist. Anschließend wird im Kondensator der Dampf durch entziehen seiner restlichen Kondensationsenthalpie isobar verflüssigt.

Nachdem der gesamte Dampf kondensiert ist erhöht die Pumpe den Druck des Wassers auf den Kesseldruck und fördert es wieder zurück in den Kessel. [9]

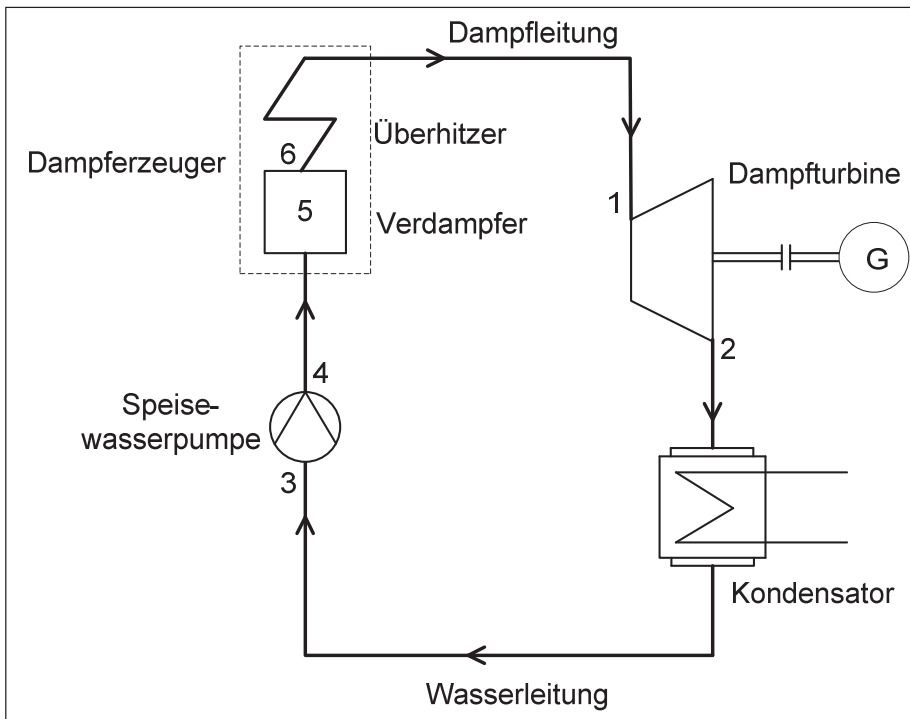
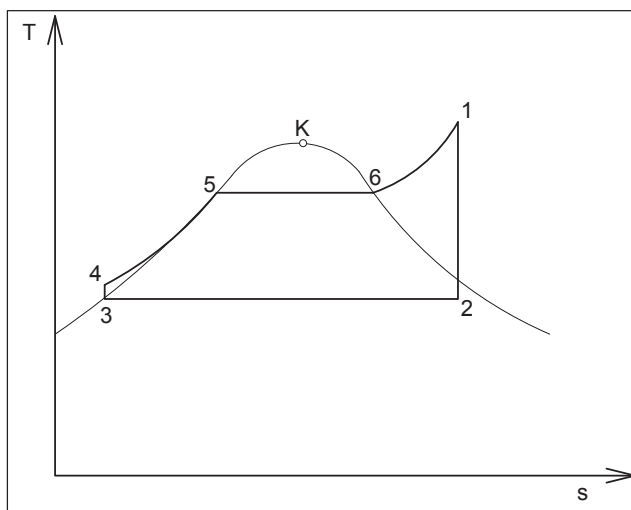


Abbildung 29: Schaltbild einer Dampfkraftanlage

Clausius – Rankine – Prozess als Vergleichsprozess der Dampfkraftanlage

Ein Dampfprozess mit isentroper Kompression und isobarer Wärmeübertragung zwischen den Maschinen wird als „Clausius - Rankine - Prozess“ bezeichnet. Der Clausius – Rankine - Prozess bezieht auch die Aggregatzustandsänderung flüssig-gasförmig mit ein. Die Zustandsänderungen in einer Dampfkraftanlage sind im folgenden T,s-Diagramm (vgl. Abbildung 30) dargestellt. [9]



- 1...2 isentrope Entspannung des Dampfes in der Turbine
- 2...3 isobare Wärmeabfuhr zur Kondensation des Dampfes im Kondensator
- 3...4 isentrope Druckerhöhung in der Pumpe
- 4.5..6.1 isobare Wärmezufuhr im Dampferzeuger zur Erwärmung und Verdampfung des Wassers und zur Überhitzung des Dampfes

Abbildung 30: Clausius - Rankine - Prozeß im T,s – Diagramm

5.2.2 Dampfkraftanlage der MVA Spittelau

In der Dampfkraftanlage der MVA Spittelau wird durch entspannen des Wasserdampfes Strom und Fernwärme erzeugt.

Der Economiser (Speisewasservorwärmung) und der Verdampfer (Kesselheizflächen) bilden zusammen den Dampferzeuger. Im Economiser werden die heißen Rauchgase der Müllverbrennung ausgenutzt, um das Speisewasser zu erhitzen. Danach tritt das erhitzte Speisewasser in die Kesseltrommel ein. Von dort gelangt es über ein Fallrohr zu den Heizflächen, welche aus einzelnen Steigrohren bestehen. In den Rohren bildet sich durch die Hitze ein Wasser – Dampf – Gemisch, welches zur Kesseltrommel aufsteigt und dort in eine Wasser- und Dampfphase aufgeteilt wird.

Der erzeugte Satttdampf (230 °C, 32 bar) strömt über die Dampfleitung und dem Hochdruckverteiler weiter zur Dampfturbine oder zur Reduzierstation. In der Reduzierstation wird der Dampf durch Ventile gedrosselt. Bei der Drosselung sollte keine Wärme in Arbeit umgewandelt werden, da aber die Rohrleitungen und Ventile trotz Wärmeisolierung Wärme abgeben, entstehen Verluste am Wärmeinhalt des Dampfes. In der Turbine dagegen expandiert der Dampf unter Arbeitsabgabe, der Druck sinkt auf 4,3 bar und die Temperatur auf 155°C, bei diesen Zuständen beginnt der Dampf bereits zu kondensieren, man befindet sich im Nassdampfgebiet.

Der Dampf enthält also beim Verlassen der Turbine geringe Mengen an Wasser. Die Wärmeenergie des Dampfes wird in der Turbine in mechanische Energie (Drehbewegung) umgewandelt. Durch die entstehende Drehbewegung wird ein Generator mit einer elektrischen Leistung von ca. 5,7 MW betrieben, damit wird der Eigenbedarf mit ca. 3,5 MW abgedeckt und der restliche Anteil in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Nach der Reduzierstation bzw. der Turbine strömt der Dampf durch den Niederdruckverteiler (155 °C; 4,3 bar) weiter zu den Kondensatoren (3 Stück) und den Kondensatkühlern (3 Stück). Der Dampf wird zuerst im Kondensator bei konstantem Druck (4,3 bar) verflüssigt. Anschließend erfolgt das Abkühlen des Kondensats im Kondensatkühler. Für das Kondensieren und Kühlen wird der Rücklauf des Fernwärmenetzes eingesetzt. Der Rücklauf wird dabei erwärmt und kann somit wieder in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingespeist werden. Auf diese Weise erreicht man eine thermische Leistung von ca. 60 MW.

Anschließend wird das Kondensat zurück in den Speisewasserbehälter geleitet und über die Kesselspeispumpen wieder dem Dampferzeuger zugeführt. Der Wasser – Dampf – Kreislauf beginnt nun wieder von neuem.

In Abbildung 31 ist die gesamte Dampfkraftanlage der Spittelau schematisch dargestellt.

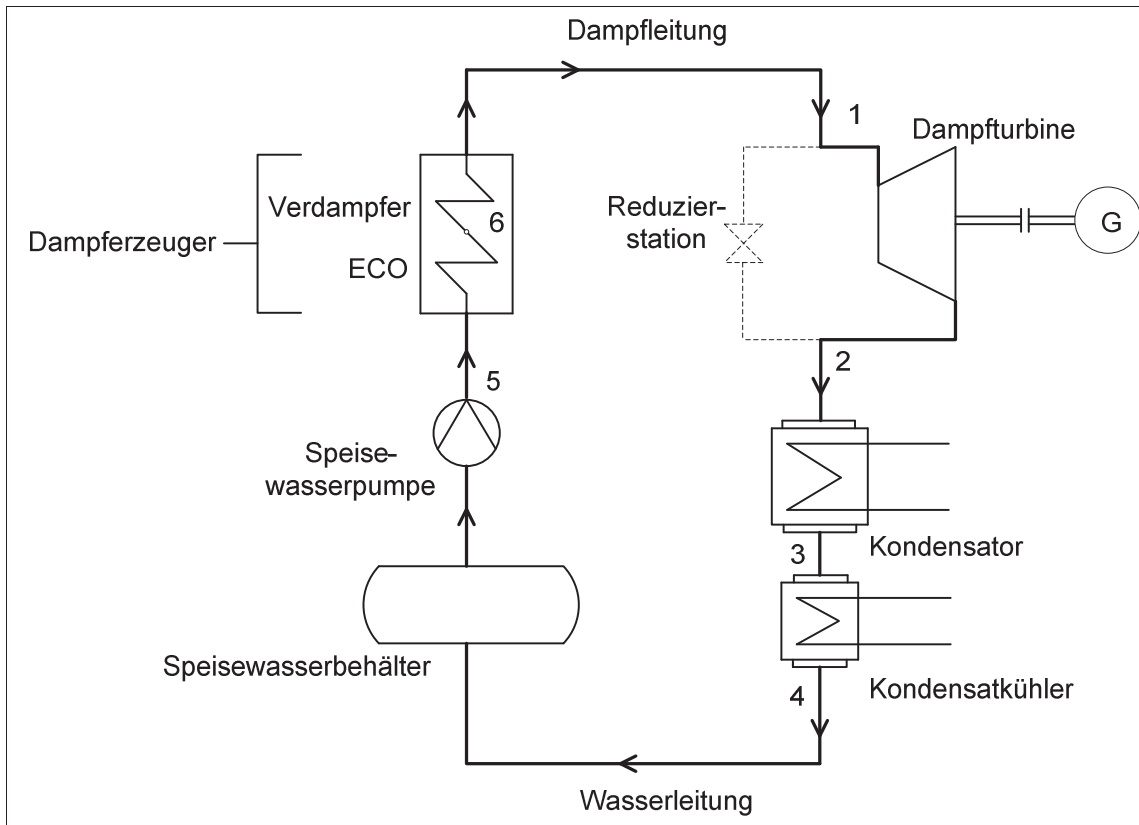


Abbildung 31: Schaltbild der Dampfkraftanlage Spittelau

Die einzelnen Zustandsänderungen in der Dampfkraftanlage sind im T,s – Diagramm dargestellt (vgl. Abbildung 32).

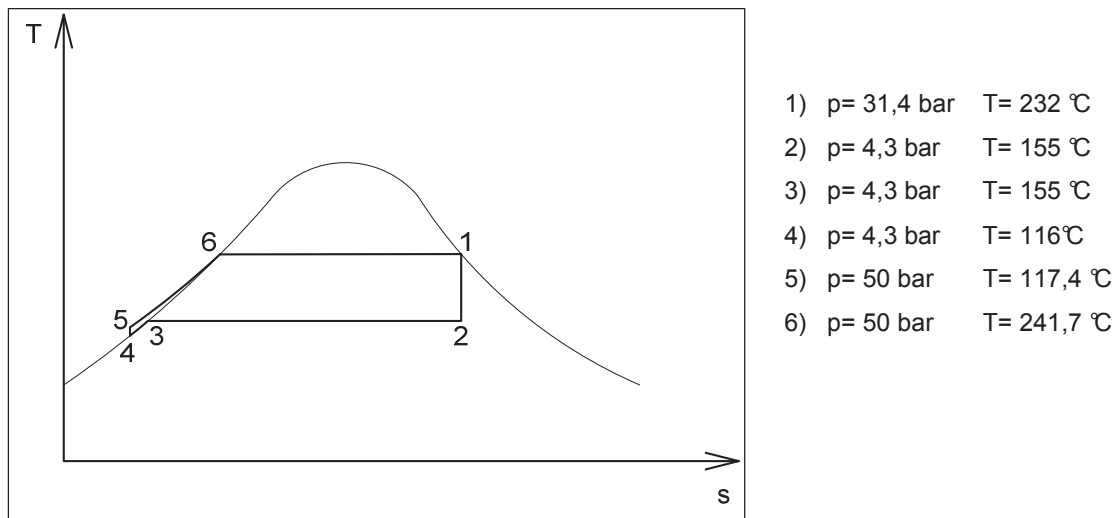


Abbildung 32: T,s – Diagramm

Von 1 nach 2 wird der Dampf in der Turbine entspannt, dabei liegt beim Eintritt in die Turbine Sattedampf vor und am Austritt Nassdampf mit einem Wassergehalt von ca. 8 %. Danach (2 → 3) kondensiert der Nassdampf vollständig in den Kondensatoren aus und wird anschließend im Kondensatkühler auf eine Temperatur von ca. 116°C gekühlt (3 → 4). Nach den Kondensatkühlern gelangt das Kondensat in die Speisewasserbehälter wo es entgast und für kurze Zeit gespeichert wird. Vom Speisewasserbehälter gelangt das Speisewasser über die Kesselspeispumpen zurück in den Müllkessel (4 → 5). Im Müllkessel erhitzt man das Wasser im Economiser bis auf die Siedetemperatur und verdampft es anschließend in den Verdampferheizflächen des Müllkessels (6 → 1). Der auf diese Weise erzeugte Sattedampf wird in der Dampftrommel gesammelt und über Leitungen der Turbine zugeführt.

6 Energiewirtschaftliches Umfeld

6.1 Strommarkt

6.1.1 Stromerzeugung

Der Strom wird in Österreich auf unterschiedliche Weise erzeugt. Die unterschiedlichen Erzeugungsweisen gewährleisten, dass jederzeit Erzeugungskapazitäten bereitstehen. Wie aus Abbildung 33 hervor geht wird der Großteil der benötigten elektrischen Energie aus Wasserkraft gewonnen, so erbrachten 2004 Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke zusammen ca. 61% der österreichischen Stromerzeugung. Neben den Wasserkraftwerken werden auch vermehrt thermische Kraftwerke eingesetzt, aber auch additive erneuerbare Energieformen wie Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse und Photovoltaik zählen zu den Stromproduzenten. Ein solcher Mix an Erzeugungsformen ist für eine verlässliche Versorgung wichtig. [12]

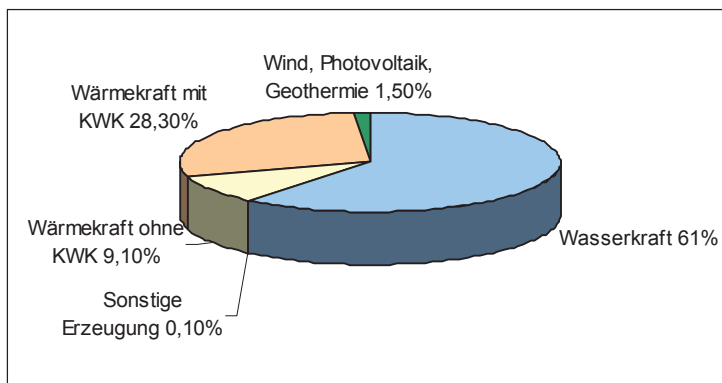


Abbildung 33: Erzeugungsstruktur in Österreich 2004 [12]

Wasserkraft ist die effizienteste und kostengünstigste Art, Strom zu erzeugen. Laufkraftwerke generieren ständig Strom, sie sind für die Grundversorgung mit Strom zuständig. Kleinwasserkraftwerke sind kleine Laufkraftwerke, ihre Stromerzeugung ist zwar nicht so kosteneffizient wie bei größeren Kraftwerken, aber auch sie arbeiten emissionsfrei und mit minimalen Umweltauswirkungen. Weiters besteht die Möglichkeit, elektrische Energie in Speicherkraftwerken zu speichern. Durch ihren flexiblen Einsatz können sie bei Bedarf sehr schnell Strom ins Netz einspeisen, indem sie die in den Stauseen gespeicherte Energie in Strom umwandeln. [13]

Wärmekraftwerke nutzen die Verbrennungsenergie von Erdgas, Kohle, Öl und Biomasse, um daraus elektrische Energie zu erzeugen. Sie sind sehr flexibel einsetzbar und können sowohl Grundlaststrom als auch Spitzenstrom liefern. Ein Großteil der Kraftwerke ist mit Kraft-Wärme-Kopplungen ausgestattet, um die eingesetzte Primärenergie maximal auszunutzen. Durch die gleichzeitige Abgabe von Strom und Wärme wird ein viel höherer Nutzungsgrad als bei konventionellen Wärmekraftwerken erzielt. [13]

Der erzeugte Strom wird ins Netz eingespeist und die durch Verbrennungsprozesse erzeugte Wärme in ein Fernwärmenetz geleitet.

Ein Teil des flexiblen Energiemix wird aus additiven erneuerbaren Energiequellen in Kleinwasserkraft-, Windkraft-, Photovoltaik-, Biogas-, Geothermie- und Biomasseanlagen erzeugt. Der in solchen Anlagen produzierte „Ökostrom“ wird speziell gefördert, da er teilweise wesentlich teurer produziert wird, als er am Markt verkauft werden kann. Die Erzeugung aus Windkraftanlagen ist nicht immer zuverlässig, daher müssen für windstille Zeiten so genannte „Schattenkraftwerke“ (thermische Kraftwerke) zur Verfügung stehen, um die lückenlose Stromversorgung sicher zu stellen. Durch Biomasseanlagen kann aus erneuerbaren Rohstoffen wie z.B. Holz oder Stroh Energie gewonnen werden. Die Nachteile solcher Anlagen bestehen in der begrenzten Verfügbarkeit des Rohstoffes, einem teilweise relativ geringen Wirkungsgrad und möglichen Umweltbelastungen durch Feinstaub. [13]

Zusammen sorgen die verschiedenen Energieformen dafür dass jederzeit genügend Strom in das Netz eingespeist werden kann, auch wenn die Kapazität einer Energieform nicht immer voll verfügbar ist.

Tabelle 3 zeigt den Anteil von Wasserkraftwerken und thermischen Anlagen an der Stromerzeugung in Österreich.

Tabelle 3: Anzahl der Stromerzeugungsanlagen im Verhältnis zum erzeugten Strom 2004 [12]

	Anzahl der Anlagen	Stromerzeugung [GWh]
Wärmeleistung	75	23.333
Wasserkraft	146	35.264
Kleinwasserkraft	ca. 2.063	4.199
Sonstige Erneuerbare	ca. 2.850	1.839
Summe	5.135	64.739¹

¹⁾ inkl. 104 GWh Erzeugung, die nicht nach Primärenergieträger aufgeschlüsselt, noch einem Kraftwerkstyp zugeordnet werden können

Aus der Tabelle geht hervor dass Wasserkraft- und Wärmeleistunganlagen gegenüber den Kleinwasserkraftanlagen und Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern zwar zahlenmäßig unterlegen sind, aber aufgrund ihrer größeren Leistung den überwiegenden Anteil an Strom erzeugen.

Der Stromverbrauch hat sich seit 1990 um mehr als ein Drittel erhöht, und er steigt weiter um durchschnittlich 2 – 3 % pro Jahr an (vgl. Abbildung 34). Folglich ist Österreich seit 2001 zunehmend auf Stromimporte angewiesen, um alle Kunden sicher und verlässlich zu versorgen. Auch in den wichtigsten europäischen Stromexportländern wie Frankreich, Tschechien und Deutschland steigt der Stromverbrauch an.

Durch diesen Anstieg ist die zukünftige Stromversorgung Österreichs gefährdet, da die Stromexporteure in Zukunft ihre Erzeugung für den Eigenverbrauch benötigen.

Um der steigende Importabhängigkeit entgegenzuwirken investiert die österreichische Elektrizitätswirtschaft vermehrt in den Kraftwerksbau und die Kraftwerksmodernisierung. [13]

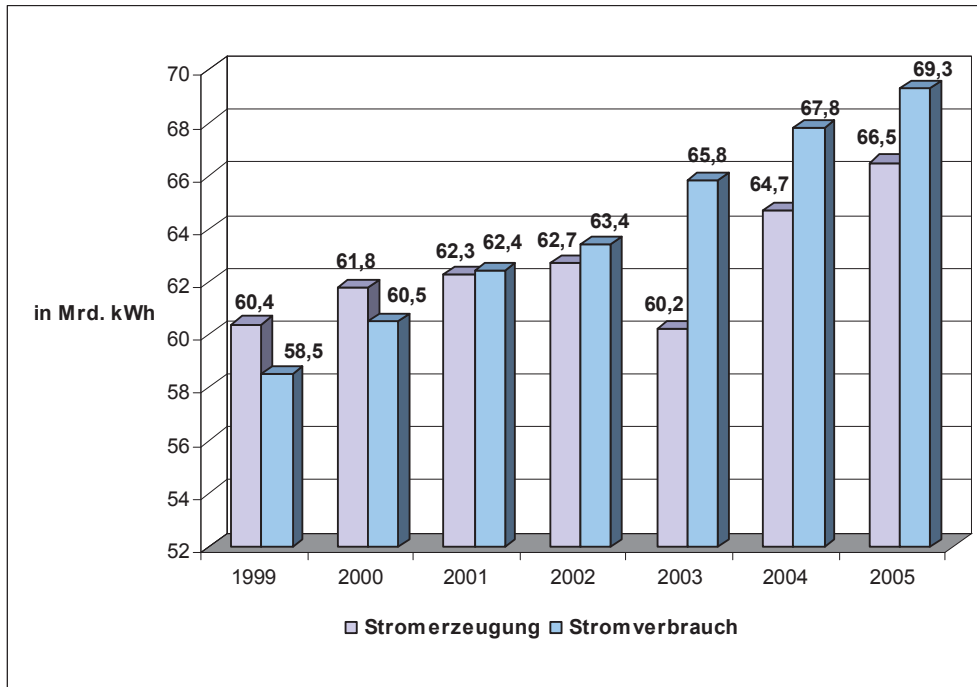


Abbildung 34: Stromerzeugung und Stromverbrauch in Österreich [13]

6.1.2 Übertragung und Verteilung

Österreich ist in drei Regelzonen eingeteilt (vgl. Abbildung 35). Diese werden von der Verbund - Austrian Power Grid AG, der Tiroler Regelzonen AG und der VKW – Übertragungsnetz AG betrieben. Der Regelzonenführer sorgt für die technische Stabilität des Stromnetzes bzw. koordiniert und überwacht die Stromimporte/ -exporte sowie die Stromtransite. [14]

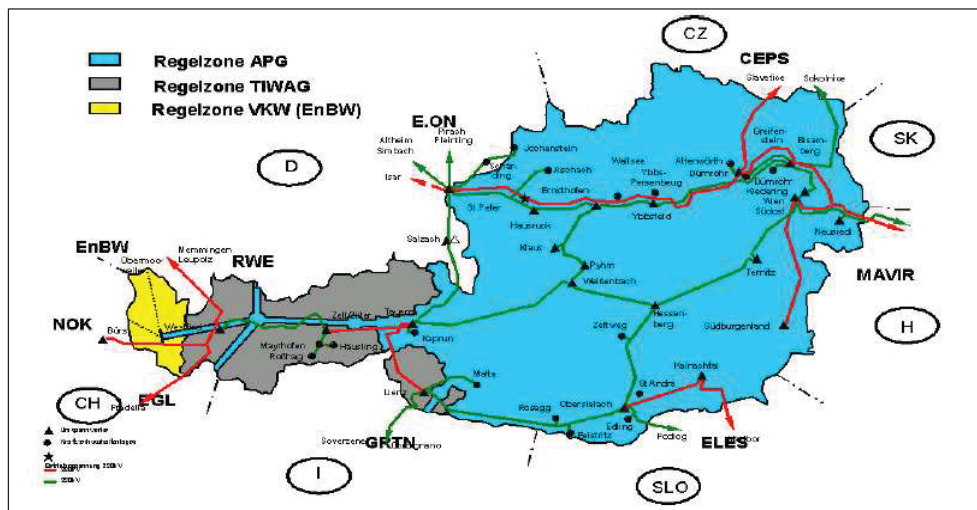


Abbildung 35: Regelzonen in Österreich [14]

Der Transport der Elektrizität zu den Kunden erfolgt über das Übertragungs- und Verteilernetz. Das Übertragungsnetz besteht aus Höchst- (220 kV, 380 kV) und Hochspannungsleitungen (110 kV) bzw. besteht das Verteilernetz aus Mittel- (1 kV – 30 kV) und Niederspannungsleitungen (0,4 kV), zusammen haben die beiden Netze eine Gesamtlänge von mehr als 200.000 km. Unter bestimmten Voraussetzungen, die das EIWOG vorschreibt, ist es zulässig dass ein Regelzonenführer ein Übertragungs- und Verteilernetz betreibt. Alle drei österreichischen Regelzonenführer sind auch Übertragungsnetzbetreiber, wobei der Verbund der größte ist (vgl. Abbildung 36). [2], [15]

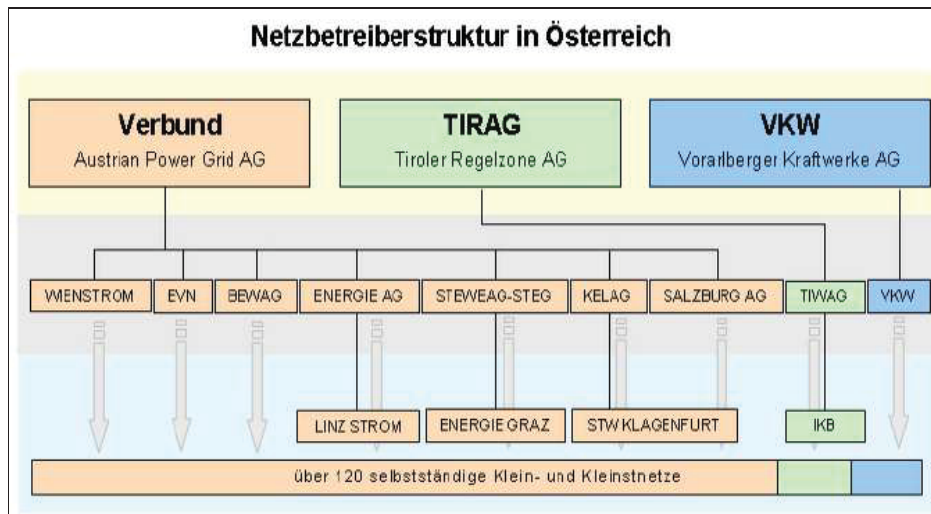


Abbildung 36: Struktur der Netzbetreiber in Österreich [14]

In Österreich ist die Marktstruktur im Strombereich nach wie vor von föderalistischen Strukturen geprägt. Neben dem Verbund (mehrheitlicher Eigentümer ist die Republik Österreich) dominieren die neun Landesgesellschaften sowie (landeshaupt) städtische Elektrizitätsunternehmen den österreichischen Strommarkt. Diese Unternehmen haben im Jahr 2003 knapp 95 % der ins öffentliche Netz eingespeisten Energie erzeugt. Der Verbund ist das größte österreichische Erzeugungsunternehmen, aber auch Landesgesellschaften sowie (landeshaupt) städtische Elektrizitätsunternehmen sind in der Erzeugung tätig oder zumindest, wie im Fall der Steweag-Steg, an Erzeugungsanlagen beteiligt. Gleichzeitig sind diese Unternehmen zumeist direkt und/oder über Tochtergesellschaften im Endkundengeschäft tätig. [15]

Die wichtigsten Marktteilnehmer stehen mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand. Weiters ist die österreichische Elektrizitätswirtschaft durch zahlreiche Beteiligungen und Verflechtungen der einzelnen Unternehmen untereinander gekennzeichnet (vgl. Abbildung im Anhang). [15]

6.1.3 Liberalisierung

Mit der Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinien in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz EIWOG 1998 wurden die Rahmenbedingungen zur Stärkung der österreichischen Wettbewerbsposition geschaffen. Das EIWOG sah vorerst eine stufenweise Marktöffnung von 35 % bis zum Jahr 2003 vor. Mit einer Novelle zum EIWOG wurde aber die 100 %-ige Öffnung des österreichischen Strommarktes schon ab dem 1. Oktober 2001 realisiert. Grund für die rasche Novellierung des EIWOG 1998 war die Unzufriedenheit der Endkunden mit der stufenweisen Marktöffnung. Kleine und mittlere Unternehmen fühlten sich gegenüber größeren Konkurrenten benachteiligt und Haushaltskunden sahen nicht ein, warum lediglich Unternehmen vom liberalisierten Markt profitieren sollten. [16]

Durch die vollkommene Liberalisierung, konnten die bisher über amtliche Preise regulierten und durch Marktzutrittsbeschränkungen geschützten Bereiche der Stromwirtschaft für die Marktteilnehmer geöffnet, werden.

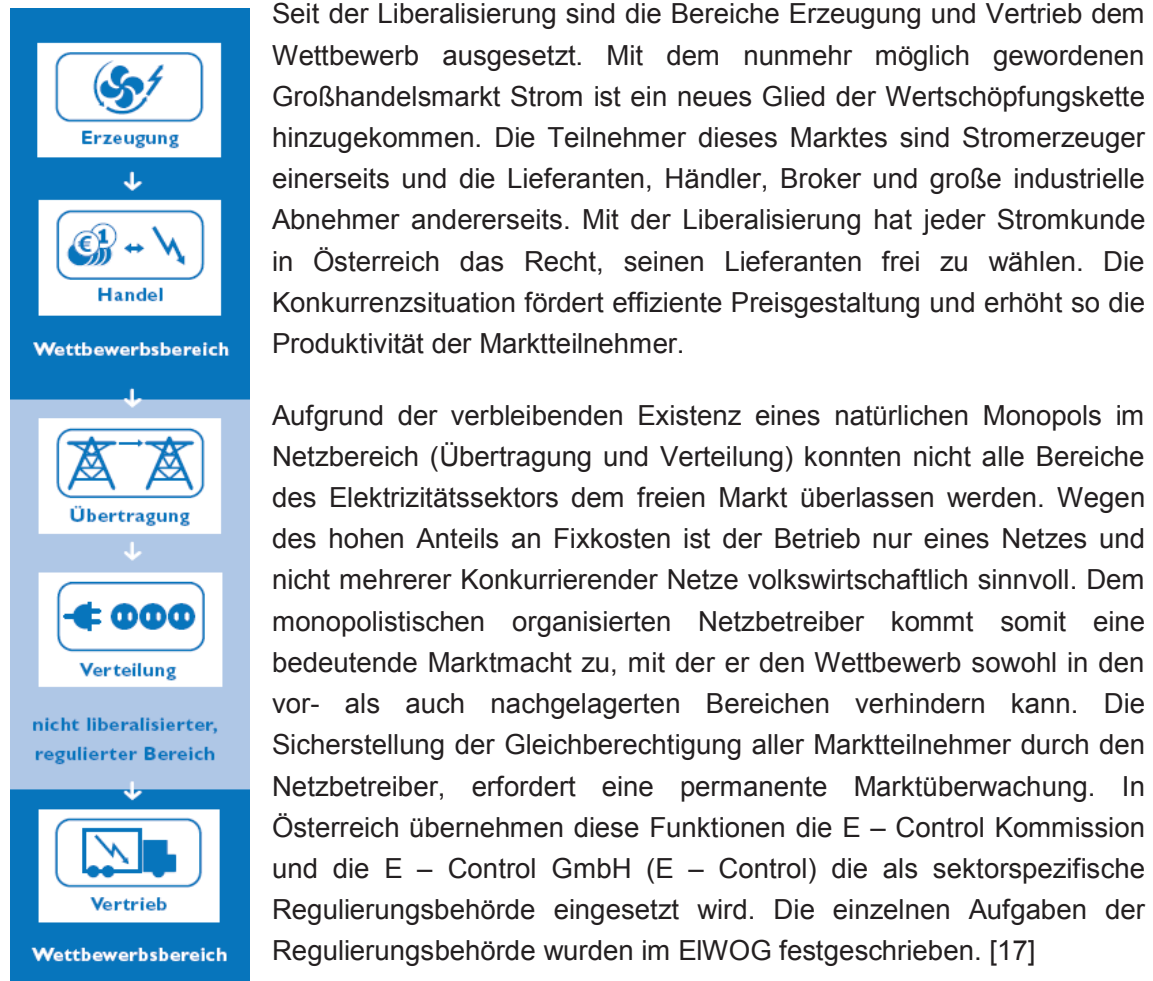


Abbildung 37: Produktionsstufen im Stromsektor

Entwicklung des Gesamtstrompreises während der Strommarktliberalisierung

In Abbildung 38 wird die Entwicklung der Gesamtstrompreise in den Jahren 1999 - 2002 dargestellt. Die erste Phase der Strommarktliberalisierung hat zu deutlichen Preisreduktionen vor allem bei Großkunden geführt, wobei Angebote des Energiepreises zum Teil unterhalb des Großhandelspreises lagen. Klein- und Gewerbekunden hatten zu diesem Zeitpunkt (vor dem 1. Oktober 2001) noch nicht die Möglichkeit, den Lieferanten frei zu wählen. Durch die Verdoppelung der Energieabgabe (von 0,75 Cent/kWh auf 1,5 Cent/kWh) im Juni 2000 kam es zu einem deutlichen Anstieg des Energiepreisindex. Erst mit der zweiten Phase der Liberalisierung, der vollständigen Marktöffnung, kam es zu einer Reduktion des Strompreises im Kleinkundenbereich, die jedoch durch die Einführung der Öko- und KWK – Zuschläge zum Teil kompensiert wurde. Die weitere Entwicklung bis Juli 2002 ist durch die Auswirkungen der Marktliberalisierung geprägt und weist deutliche Preisreduktionen auf. Mitte 2002 stieg der Index wieder leicht an, wobei die Werte im Jahr 2003 nach wie vor unter jenen vor der Liberalisierung des Strommarktes liegen. Der Anstieg des Index zu Beginn des Jahres 2003 ist einerseits auf die Einführung des Ökostromgesetzes zurückzuführen und andererseits haben einige Stromunternehmen unter dem Vorwand des Ökostromgesetzes ihre Preise mit Jahresbeginn 2003 zusätzlich erhöht. [16]

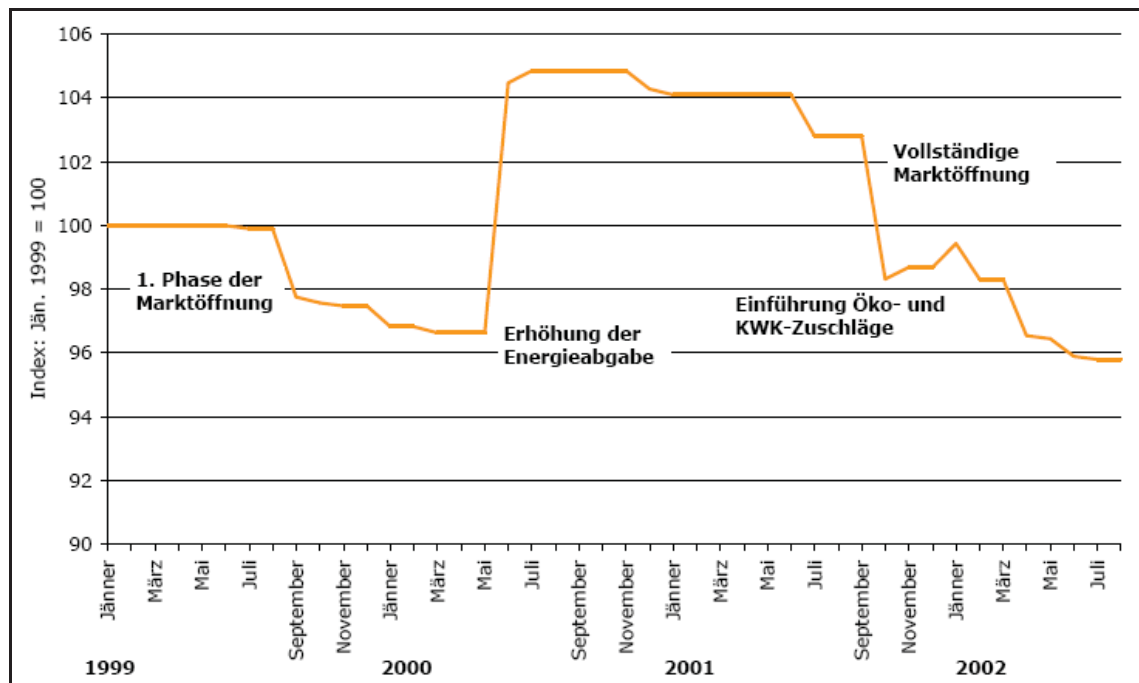


Abbildung 38: Gesamtstrompreisentwicklung 1999 – 2002, Index 1999 = 100 [16]

Akteure und deren Aufgaben

Um den freien Wettbewerb zu ermöglichen und gleichzeitig Versorgungssicherheit zu garantieren, bedarf es verschiedener Akteure und Institutionen. In Abbildung 39 sind die einzelnen Akteure und ihre Aufgaben dargestellt.

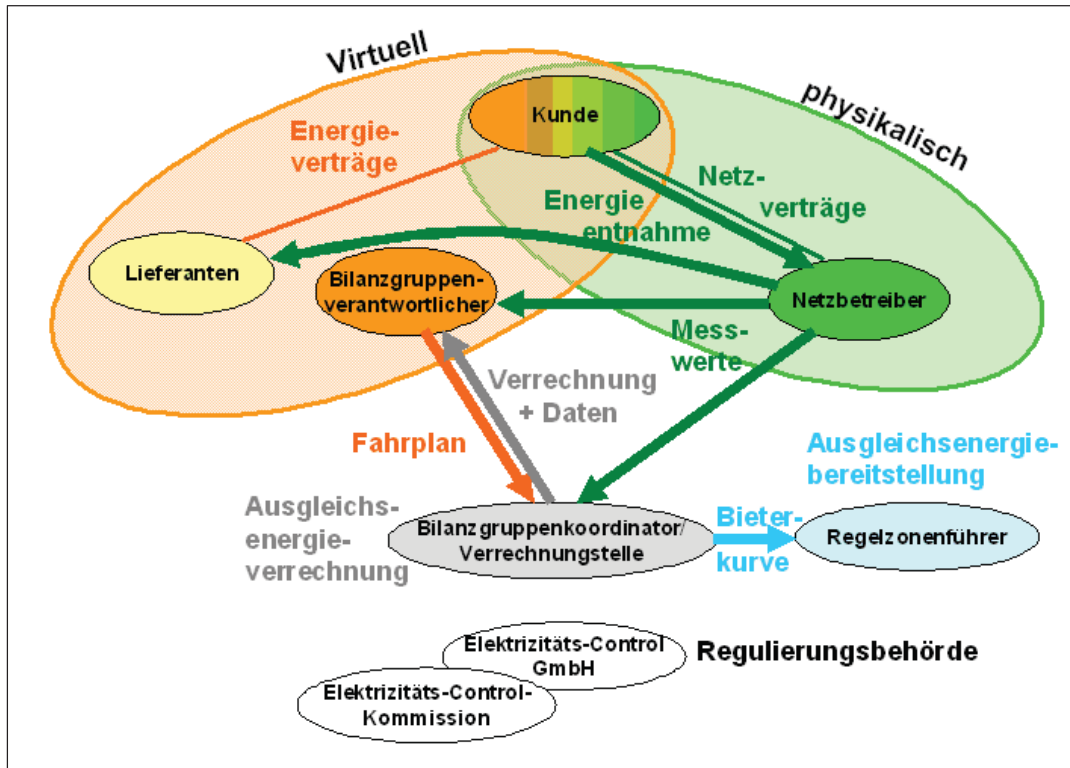


Abbildung 39: Akteure und deren Aufgaben am Strommarkt [18]

In einer Bilanzgruppe werden Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe erfolgt. Bilanzgruppen können in jeder Regelzone gebildet werden. Zuständig für die Bildung und für Veränderungen einer Bilanzgruppe ist der Bilanzgruppenverantwortliche, der weiters den Verbrauch seiner Kunden prognostiziert und einen Fahrplan für seine Bilanzgruppe erstellt und an den Bilanzgruppenkoordinator (Verrechnungsstelle) übermittelt. Der Lieferant muss Verträge über den Datenaustausch mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen, deren Mitglieder sie beliefern, dem Netzbetreiber an dessen Netz der Kunde angeschlossen ist, sowie dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator abschließen. [18]

Für die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie ist der Netzbetreiber verantwortlich. Kunden schließen mit ihren Netzbetreibern Verträge über die Energieentnahme ab, damit sie durch Selbstbedienung Energie aus dem Netz entnehmen können. Der Netzbetreiber führt Messungen der Strommenge, Leistungen und Lastprofile durch, die Messdaten leitet er an den Bilanzgruppenverantwortlichen und Bilanzgruppenkoordinator weiter. [18]

Für die ordnungsgemäße technische und finanzielle Abwicklung des Strommarktes wurde eine Verrechnungsstelle eingerichtet, deren Betreiber ist der Bilanzgruppenkoordinator. An diese Verrechnungsstelle müssen die Fahrpläne der Bilanzgruppen und sämtliche Messwerte der Netzbetreiber übermittelt werden. Die Verrechnungsstelle ist zuständig für die Abrechnung und Zuweisung elektrischer Energie zu den Bilanzgruppen. Die Organisation und Abwicklung des Ausgleichsenergiemarktes obliegt ebenfalls dem Bilanzgruppenkoordinator. Für die Finanzierung der Verrechnungsstelle wird eine Clearinggebühr von den Bilanzgruppenverantwortlichen eingehoben. [18]

Zwischen den Verbrauchsprognosen und dem tatsächlichem Verbrauch bzw. zwischen den Erzeugungsprognosen und der tatsächlichen Erzeugung kommt es zu Abweichungen, welche die Stabilität des Stromnetzes gefährden. Um diese Abweichungen auszugleichen wird die sogenannte Ausgleichsenergie in das Netz eingespeist. Die Regelzonenführer sind für die Organisation und den Einsatz der Ausgleichsenergie entsprechend der Bieterkurve im Zusammenwirken mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen zuständig.

Für die Überwachung des Wettbewerbs ist die Elektrizitäts - Control GmbH als Regulierungsbehörde zuständig. Für Entscheidungen im Streitfall wurde die Elektrizitäts - Control – Kommission als weisungsfreie Behörde geschaffen. [18]

6.1.4 Stromhandel

Durch die Aufspaltung der Wertschöpfungskette kam es zum Entstehen neuer Märkte (z.B. Börsen). Vor der Liberalisierung wurden Geschäfte ausschließlich direkt zwischen Verkäufer und Käufer abgewickelt. Durch die Öffnung der Märkte beteiligen sich einerseits neue Akteure (internationale Handels- und Finanzunternehmen) am Großhandelsmarkt, andererseits wurden die Geschäfte zum Teil anonymisiert (Börsengeschäfte). Dies führte zu einer höheren Transparenz in Bezug auf die Entstehung von Marktpreisen und deren Einflussfaktoren. [19]

Strombörse

Strombörsen sind oft durch staatliche Organe regulierte Märkte. Die Handelsteilnehmer an der Strombörse müssen bestimmte Kriterien erfüllen, um zum Handel zugelassen zu werden. Die Handelsabläufe und die Festlegungsmethode der Preise sind allen Teilnehmern bekannt. Die Preise sind vollkommen transparent und der Handel ist anonym. An den Strombörsen besteht die Möglichkeit am Spot- und Forward-Markt zu handeln. Auf Spotmärkten (Day-ahead-Märkte) werden Geschäfte abgeschlossen, die am nächsten Tag erfüllt werden. Die Lieferung erfolgt zeitversetzt, da sie beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber für den Transport angemeldet werden muss. Auf Forwardmärkten wird Strom für zukünftige Lieferungen gehandelt. Vereinbart wird der Preis am Handelstag, geliefert werden die Strommengen jedoch erst in einem vorab vereinbarten Zeitraum. Am Spotmarkt werden einzelne Stunden bzw. Gruppen von Stunden gehandelt. Die Preise werden für jede einzelne Stunde durch ein Auktionsverfahren ermittelt. Dabei werden die Gebote der Käufer und Verkäufer zusammengefasst und daraus der Gleichgewichtspreis ermittelt.



Neben den Spots können auch Futures gehandelt werden. Futures sind standardisierte, börsengehandelte Forwardkontrakte. Der wesentliche Unterschied zu Forwards besteht darin, dass die Futures nicht physisch sondern nur finanziell geliefert werden. Sie werden hauptsächlich zur finanziellen Absicherung von künftigen physischen Transaktionen verwendet. Bei abgeschlossenen Transaktionen tritt die Börse bzw. die von ihr ernannte Verrechnungsstelle (Clearing house) als zentraler Kontrahent auf. Der Verkäufer erfährt nie, wer seinen Strom gekauft hat und umgekehrt. Das ist aus zwei Gründen vorteilhaft, einerseits müssen die Händler ihre Handelsstrategien nicht preisgeben. Andererseits wird das Erfüllungsrisiko ausgeschaltet, d.h. kann der Käufer für die gekaufte Energie nicht bezahlen, springt das Clearing house für ihn ein. Diese Vorteile werden kostenpflichtig angeboten. Die Börse verrechnet pro gehandelte Menge eine gewisse Handelsgebühr. [19], [20]

Die bekannteste und älteste europäische Strombörse ist die 1993 gegründete Nord Pool. Sie deckt den gemeinsamen skandinavischen Strommarkt ab. In Zentraleuropa gab es früher zwei Strombörsen, die European Energy Exchange (EEX) in Frankfurt und die Leipzig Power Exchange (LPX). Diese beiden Börsen verschmolzen zu einer Börse, der sogenannten European Energy Exchange, sie bieten einen Spot- und einen Terminmarkt an. Für österreichische Stromhändler steht zusätzlich seit 21. März 2002 mit einem Spotmarkt die Energy Exchange Austria (EXAA) in Graz zur Verfügung. Die meisten an der Grazer Strombörse tätigen Unternehmen handeln auch an der EEX. Dadurch ergibt sich aufgrund ausreichender Übertragungsmöglichkeiten ein enger Zusammenhang bei den Spotpreisentwicklungen der Leipziger und Grazer Börse. [19], [20]

Abbildung 40 zeigt den engen Zusammenhang des Strompreises an der Leipziger und Grazer Börse.

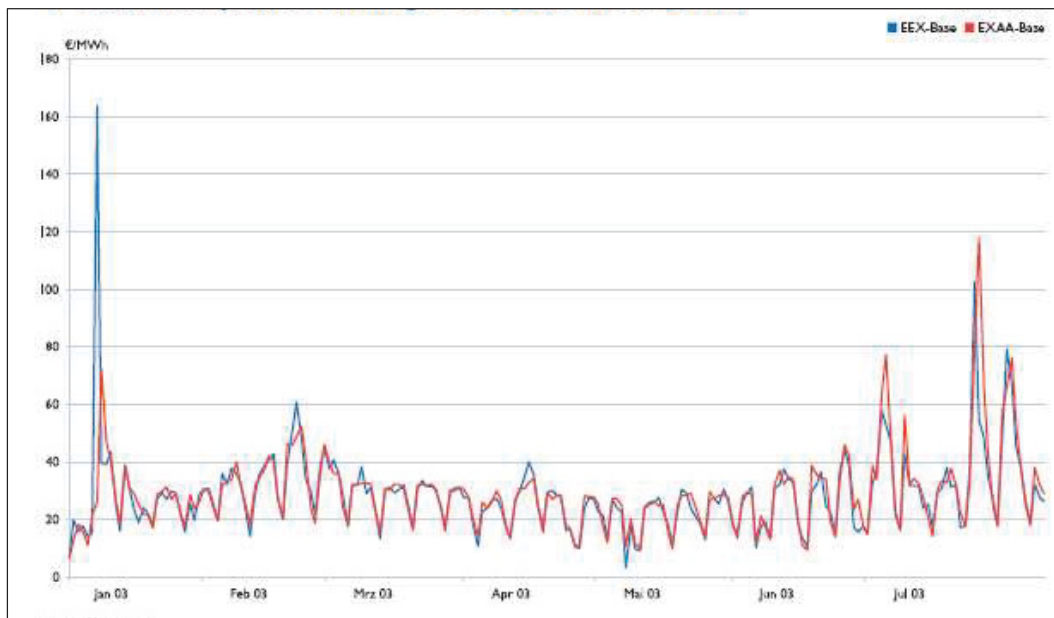


Abbildung 40: Großhandelspreisentwicklung (2003) an der EEX und der EXAA [19]

OTC – Markt („over the counter“)

Die OTC – Märkte unterliegen im Gegensatz zu Börsen keiner staatlichen Regulierung. Ihre Spielregeln ergeben sich aus der Handelspraxis selbst oder werden von den Marktteilnehmern festgelegt. Hier kann man nicht nur standardisierte Kontrakte, sondern auch maßgeschneiderte Produkte handeln. Der OTC – Markt ist ein bilateraler Handelsplatz. Die Vertragsparteien schließen unmittelbar miteinander ihre Geschäfte ab, sie kennen sich auch oft persönlich. Hier gibt es keinen zentralen Kontrahenten oder eine Verrechnungsstelle. Das Erfüllungsrisiko tragen die Parteien selbst, kann der Stromkäufer seine Rechnung nicht begleichen, besteht für den Verkäufer keine Möglichkeit von einer Dritten Partei Erfüllung zu erlangen. Um dieses Risiko zu minimieren, verlangen die Händler Sicherheiten voneinander.

In den letzten Jahren haben große europäische Stromerzeuger, Händler und Energieversorgungsunternehmen Trading floors eingerichtet. Die Trader beobachten auf ihren Schirmen ständig die neuesten marktrelevanten Nachrichten, die Preisgebote der anderen Marktteilnehmer und ihre eigenen Positionen. Die Geschäfte werden am Telefon abgeschlossen und im nachhinein schriftlich bestätigt. Da sich die Preise sehr schnell ändern können, müssen die Trader sehr schnell Entscheidungen treffen, um möglichst gewinnträchtig aus einem Geschäft auszusteigen. Die Preise am OTC - Markt sind nicht transparent. Als Marktpreis gilt immer der Preis, zu dem gerade ein Geschäft abgeschlossen wurde. Für Dritte ist dieser Preis und die gehandelte Menge für gewöhnlich unbekannt. Da aber diese Informationen von essenzieller Bedeutung sind, gibt es Marktbeobachter (Preisreporter). Sie sind unabhängig und nicht am Erfolg der Handelsgeschäfte interessiert. Sie kennen die Marktteilnehmer und fragen laufend Preise und Mengen ab. Aus diesen Informationen produzieren sie aktuelle Marktberichte und stellen sie den Marktteilnehmern zur Verfügung. [20]

6.1.5 Strompreis

Bildung des Strompreises

Trotz seines komplexen Verhaltens ist Strom handelbar. Der Preis der elektrischen Energie, wie der aller anderen frei handelbaren Güter, ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Es gibt verschiedene Faktoren die das jeweilige Angebot bzw. Nachfrage von Strom beeinflussen. Das Abnahmeverhalten der Verbraucher ändert sich innerhalb eines Tages sehr stark und folgt je nach Kundengruppe einem typischen Muster. Im Allgemeinen wird in der Nacht weniger Energie verbraucht als tagsüber. Der Lastgang (Nachfrage) steigt in der früh stark an, bleibt untertags hoch und sinkt erst am späteren Abend. Das impliziert auch, dass der Preis für die Nachtstunden billiger ist als zu den Tagspitzen. Ein ähnliches Muster ist auch innerhalb einer Woche zu beobachten. Während der Wochentage ist die Last wesentlich höher als am Wochenende, wenn die Industriebetriebe und Büros geschlossen sind, folglich sind die Strompreise am Wochenende niedriger.



Weiters ist auch ein typisches Verbrauchsverhalten innerhalb eines Jahres erkennbar. Im Winter, wenn es dunkler und kälter ist, wird mehr Strom verbraucht als im Sommer.

Im Allgemeinen kann man sagen, dass abgesehen von den erwähnten Mustern, die Temperaturschwankungen der wesentlichste nachfrageseitige, kurzfristige Preisbeeinflussungsfaktor sind. Auf der Angebotsseite sind im wasserreichen Norden, in der Schweiz oder in Österreich die Wasserstände bzw. –zuflüsse in den Reservoirs maßgeblich. Hat es viel geregnet oder schmilzt der Schnee in den Bergen, steht den Wasserkraftwerken viel Wasser zur Stromproduktion zur Verfügung. Die bereits erwähnten Charakteristika der Ware Strom (insbesondere die Nichtspeicherbarkeit) bzw. die vielfältigen und wechselnden Faktoren, die ihre Nachfrage und ihr Angebot beeinflussen, implizieren einen sehr volatilen Preisverlauf. Abbildung 41 zeigt den Strompreisverlauf im Jahr 2006. [20]

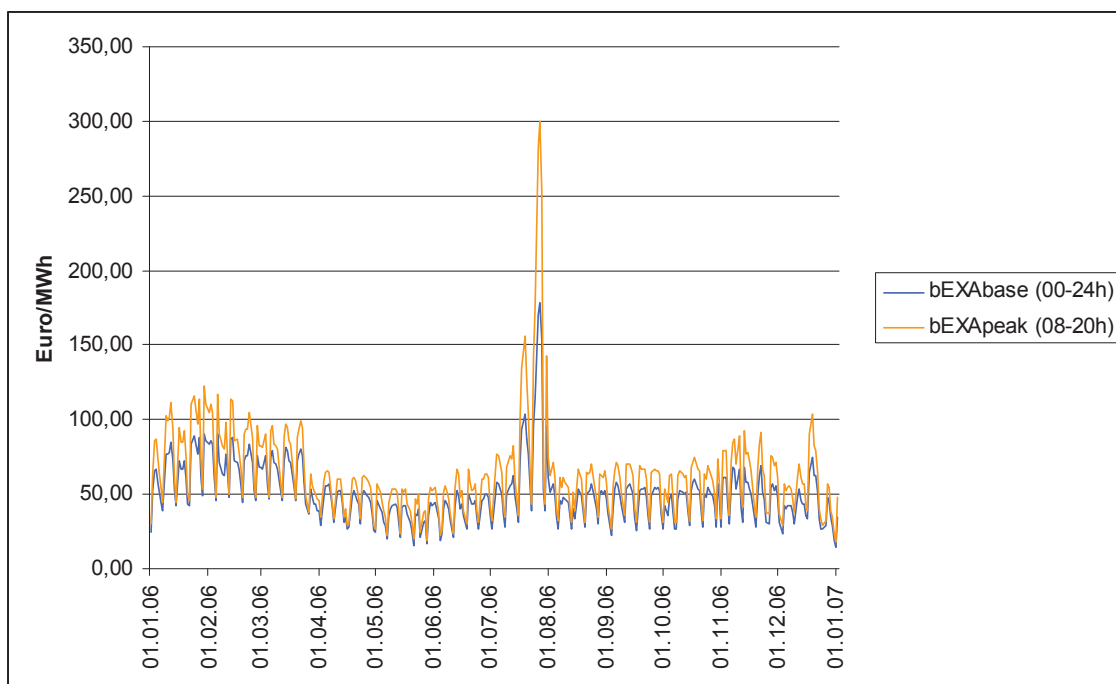


Abbildung 41: Strompreisentwicklung am österreichischen Großhandelsmarkt (2006)

Am europäischen Markt findet man an unterschiedlichen Orten unterschiedliche Preise. Strom lässt sich über eine gewisse Distanz hinaus nicht mehr ökonomisch transportieren und die internationalen Transportnetze sind oft in ihrer Übertragungskapazität beschränkt. Aus diesen Gründen kommen die Preisunterschiede zustande. Die einzelnen Märkte werden voneinander durch überlastete Übergabestellen abgegrenzt. Solche problematischen Übergabestellen sind unter anderen an der nördlichen Grenze Italiens, an den Grenzen der Niederlande, zwischen England und Frankreich, zwischen Spanien und Frankreich und zwischen den skandinavischen Ländern und Kontinentaleuropa zu finden. Zwischen den soeben definierten Teilmärkten können sich beträchtliche Preisunterschiede ergeben. [20]

Zusammensetzung der Strompreise

Die Trennung der Geschäftsbereiche Übertragung und Verteilung von Erzeugung und Vertrieb, die unterschiedliche Behandlung dieser Bereiche (Festlegung der Netztarife durch die E-Control Kommission, Bildung des Energiepreises am Markt durch Angebot und Nachfrage) sowie die Verpflichtung, einzelne Komponenten getrennt auf der Rechnung auszuweisen, sollen die Transparenz der Stromzusammensetzung erhöhen. Der Gesamtstrompreis besteht aus den drei Komponenten,

- Energiepreis,
- Systemnutzungsentgelt (Preis der Netzbenutzung) und
- Steuern und Abgaben.

Der Energiepreis ist der Preis für die Lieferung der elektrischen Energie. Deren Höhe ist Gegenstand freier Vereinbarung zwischen den Lieferanten und dem Kunden. Der Netzpreis wird über den Systemnutzungstarif abgegolten und vom Netzbetreiber dem Endkunden in Rechnung gestellt. Die Komponenten, die in das Systemnutzungsentgelt für Endkunden einfließen sind das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Entgelt für Messleistungen und das Netzbereitstellungsentgelt. Die Höhe der einzelnen Netzpreiskomponenten wird durch die Regulierungsbehörde größtenteils in Form von Festpreisen festgelegt, nur die Entgelte für Messleistungen werden durch die Festlegung von Höchstpreisen durch die Behörde begrenzt. Zu den Abgaben und Steuern zählen neben der Umsatzsteuer, spezifische Abgaben und Steuern, die vom Bund, den Ländern oder Gemeinden festgesetzt werden. Dazu gehört die Elektrizitätsabgabe, Beitrag für Stranded Costs, Zuschlag zum Systemnutzungstarif für Öko- und KWK-Anlagen und Gebrauchsabgaben. In Abbildung 42 sind die einzelnen Komponenten des Strompreises zusammengefasst. [15]

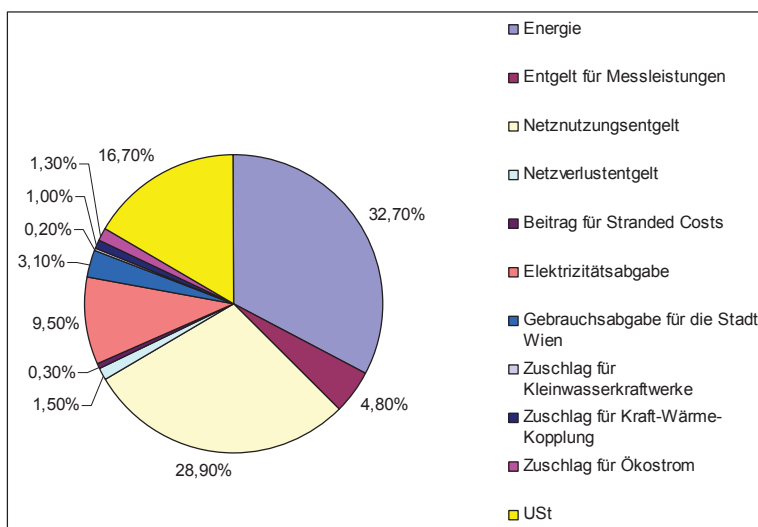


Abbildung 42: Zusammensetzung des Strompreises (Stand – November 2004) [15]

Die Zusammensetzung der Anteile der einzelnen Komponenten (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) am Gesamtstrompreis variiert nicht nur mit dem Abnahmeverhalten der Verbraucher, sondern hängt auch davon ab, an welche Netzebene die Kunden angeschlossen sind. Auf der Netzebene mit niedrigster Spannung (Netzebene 7), an der zumeist Kleinkunden angeschlossen sind, werden höhere Netzentgelte pro kWh verrechnet als auf Ebenen mit höherer Abnahmespannung (Großkunden). [15]

6.1.6 Stromwirtschaft in der MVA Spittelau

Organisation

Nach § 39 des EIWOG ist die MVA Spittelau verpflichtet sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Die Anlage wird von der Fernwärme Wien betrieben welche seit 2003 Mitglied in der Bilanzgruppe „Energieallianz Austria“ ist. Weiters ist die MVA Spittelau dazu verpflichtet Erzeugungsfahrpläne (Stromprognosen) an die Bilanzgruppe zu senden. Die Stromprognosen werden von der Spittelau nicht direkt an die Bilanzgruppe gesendet, sondern zuerst an den Stromhändler „e & t“, der sie dann an die Bilanzgruppe weiterleitet. Durch diesen Vorgang wird ausgeschlossen, dass die Bilanzgruppe und der Stromhändler Fahrpläne mit unterschiedlichen Inhalten bekommen. Die Abrechnung der Energie laut Fahrplan erfolgt zwischen dem Stromhändler und der Fernwärme Wien, die Abrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt zwischen der Bilanzgruppe und der Fernwärme Wien.

Die über die Dampfturbine bzw. den Generator erzeugte elektrische Leistung von ca. 5,7 MW wird eingesetzt um den Eigenbedarf des Werkes (ca. 3,5 MW) abzudecken. Der restliche Anteil des Stroms wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Um die Mengen abzuschätzen die in das öffentliche Netz eingespeist werden, wird täglich eine Stromprognose erstellt und an den Stromhändler „e & t“ gesendet. Dieser kann dann die prognostizierte Strommenge an der Strombörse verkaufen.

Für die Stromprognose wird eine Vorlage verwendet. In dieser wurde anhand von Erfahrungswerten festgelegt wie viel Strom im Normalbetrieb der Müllverbrennung geliefert werden kann. Von Montag bis Freitag, 06:00 – 16:00 Uhr können stündlich 1,4 MW und von 16:00 – 06:00 Uhr können 1,8 MW geliefert werden. An Wochenenden und Feiertagen können von 00:00 – 24:00 Uhr 1,8 MW stündlich eingespeist werden. Abweichungen von diesen Werten werden nicht berücksichtigt, es werden also keine Regeleinstellungen in der Leittechnik vorgenommen. Weiters wird in der Stromprognose die Inbetriebnahme der Heißwasserkessel berücksichtigt, da bei deren Betrieb der Eigenbedarf an Strom ansteigt und die Liefermengen geringer werden. Hier unterscheidet man zwischen einer thermischen Leistung der Heißwasserkessel von <100 MW und >100 MW. Bei Werten <100 MW werden nur mehr 1,4 MW Strom geliefert und bei >100 MW nur 1,0 MW eingespeist. Wann und mit welcher Leistung die Heißwasserkessel benötigt werden wird vom Lastverteiler rechtzeitig angemeldet. Die Stillstandszeiten der Müllkessel (Null Prognose) werden ebenfalls berücksichtigt. Ist ein Müllkessel außer Betrieb so wird kein Strom mehr geliefert.



Volle Lieferung bedeutet dass der vorgegebene Wert von 1,8 MW bzw. 1,4 MW eingehalten werden kann.



 		<i>Stromprognose für Mi. 21. Mär. 2007</i>										
Standard Prognose Werttag	Standard Prognose SA,SO, Feiertag	Uhrzeit von	bis	Prognose LV 1.HWK 21.03.2007	Prognose LV 2.HWK 21.03.2007	Modifizierte HWK Prognose	volle Lief	<100 MW	>100 MW	Null Prog	Prognose für 21.03.2007	Zeit von - bis
1,800	1,800	00:00	01:00	0		0					1,800	0-1 Uhr
1,800	1,800	01:00	02:00	0		0					1,800	1-2 Uhr
1,800	1,800	02:00	03:00	0		0					1,800	2-3 Uhr
1,800	1,800	03:00	04:00	0		0					1,400	3-4 Uhr
1,800	1,800	04:00	05:00	0		0					1,800	4-5 Uhr
1,400	1,800	05:00	06:00	0		0					1,400	5-6 Uhr
1,400	1,800	06:00	07:00	0		0					1,400	6-7 Uhr
1,400	1,800	07:00	08:00	0		0					1,400	7-8 Uhr
1,400	1,800	08:00	09:00	0		0					1,400	8-9 Uhr
1,400	1,800	09:00	10:00	0		0					1,400	9-10 Uhr
1,400	1,800	10:00	11:00	0		0					1,400	10-11 Uhr
1,400	1,800	11:00	12:00	0		0					1,400	11-12 Uhr
1,400	1,800	12:00	13:00	0		0					1,400	12-13 Uhr
1,400	1,800	13:00	14:00	0		0					1,400	13-14 Uhr
1,400	1,800	14:00	15:00	0		0					1,400	14-15 Uhr
1,400	1,800	15:00	16:00	0		0					1,400	15-16 Uhr
1,800	1,800	16:00	17:00	0		0					1,800	16-17 Uhr
1,800	1,800	17:00	18:00	0		0					1,800	17-18 Uhr
1,800	1,800	18:00	19:00	0		0					1,800	18-19 Uhr
1,800	1,800	19:00	20:00	0		0					1,800	19-20 Uhr
1,800	1,800	20:00	21:00	0		0					1,800	20-21 Uhr
1,800	1,800	21:00	22:00	0		0					1,800	21-22 Uhr
1,800	1,800	22:00	23:00	0		0					1,800	22-23 Uhr
1,800	1,800	23:00	00:00	0		0					1,800	23-0 Uhr

Abbildung 43: Vorlage für die Stromprognose

Stromwirtschaft

Jahresverlauf

In der Abbildung 44 ist der charakteristische Verlauf der Stromlieferung bzw. des Strombezugs über ein gesamtes Jahr dargestellt. Die dafür notwendigen Daten wurden über die Jahre 1999 - 2006 gemittelt.

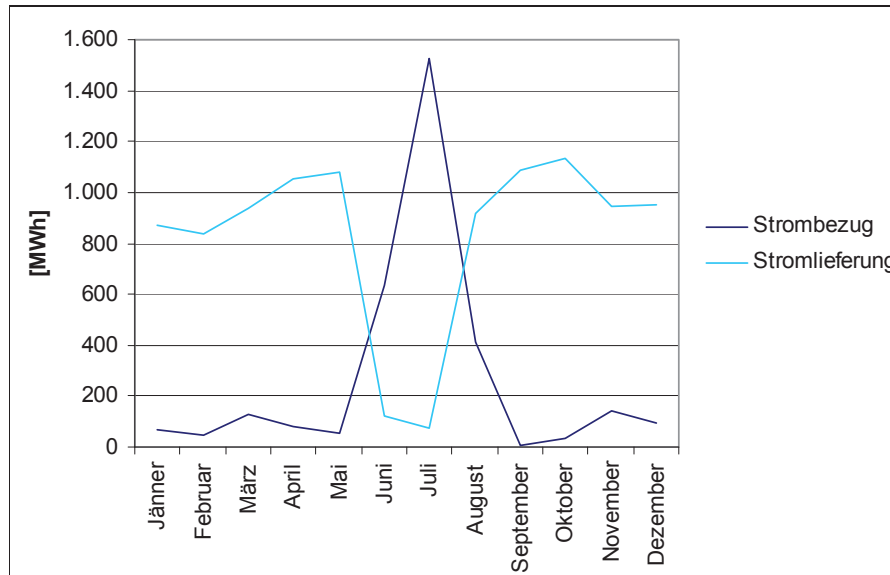


Abbildung 44: Verlauf Stromlieferung und Strombezug (gemittelte Werte von 1999-2006)

In den ersten Monaten (bis Mai) werden große Mengen an Strom geliefert und nur geringe Mengen bezogen. In den Monaten Juni bis August, während der Revision der beiden Müllkessel, ist die Stromerzeugung bzw. Stromlieferung sehr eingeschränkt oder gar nicht möglich. In diesem Zeitraum muss vermehrt Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden um die verschiedenen Bereiche und Aggregate der Anlage, wie die Wasseraufbereitung, Bürogebäude, Heiznetz, Heißwasserkessel und Dreizugkessel, weiterhin mit Strom versorgen zu können. Sind die Revisionsarbeiten abgeschlossen, kann wieder Strom erzeugt und geliefert werden. Abgesehen von der Revision in den Sommermonaten, kurzfristigen Stillständen der Müllkessel oder bei Einsatz der Heißwasserkessel bewegt sich der Strombezug zwischen 0 – 200 MWh/Monat. In der Tabelle 4 sind alle Strommengen (Bezug, Lieferung) der vergangenen Jahre angeführt.

Jahresmengen

In der Abbildung 45 werden die Gesamtmenge im Bereich der Stromerzeugung, Stromverbrauch, Stromlieferung und Strombezug, der vergangene Jahre einander gegenübergestellt.

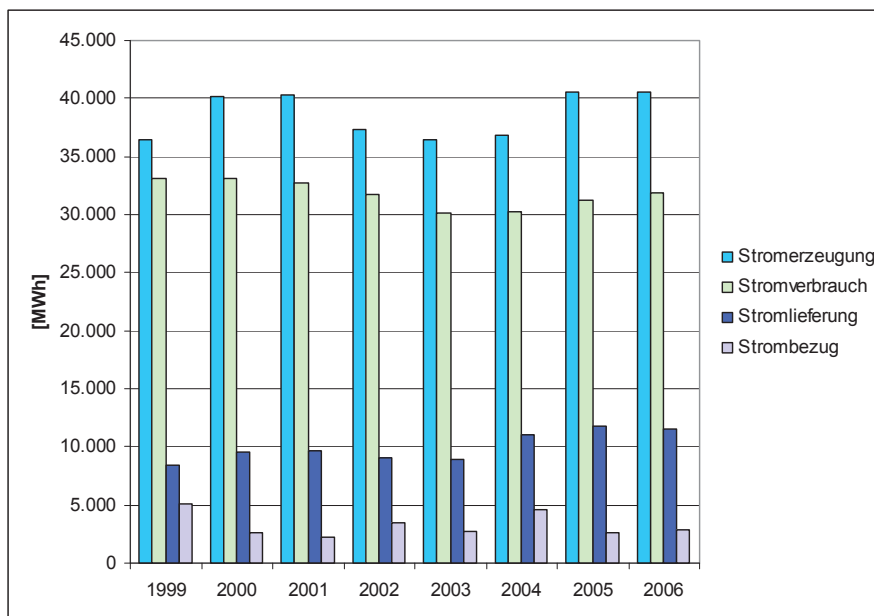


Abbildung 45: Jährliche Gesamtstrommengen der verschiedenen Bereiche

Wie zu erkennen ist variieren die erzeugten Strommengen jährlich zwischen 35.000 und ca. 40.000 MWh. Der Eigenbedarf an Strom wird zum Großteil durch die Eigenstromproduktion abgedeckt, nur geringe Mengen müssen aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

Durch den reduzierten Stromverbrauch und den steigenden Erzeugungsmengen konnten in den letzten Jahren größere Strommenge in das öffentliche Netz eingespeist werden.

Tabelle 4: Strommengen in [MWh]

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	[MWh]							
Stromerzeugung	36.479	40.125	40.275	37.361	36.422	36.802	40.485	40.563
Stromverbrauch	33.159	33.116	32.773	31.793	30.181	30.272	31.202	31.869
Stromlieferung	8.401	9.562	9.687	9.095	8.914	11.082	11.824	11.503
Strombezug	5.081	2.553	2.184	3.527	2.672	4.552	2.541	2.809

Strombedarf, Stromherkunft

Der gesamte Strombedarf setzt sich aus dem Eigenbedarf (73 %) und der Lieferung (27 %) zusammen. Diese benötigten Strommengen können zum Großteil (94 %) durch die Stromerzeugung abgedeckt werden und nur ein geringer Anteil (6 %) wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen (vgl. Abbildung 46).

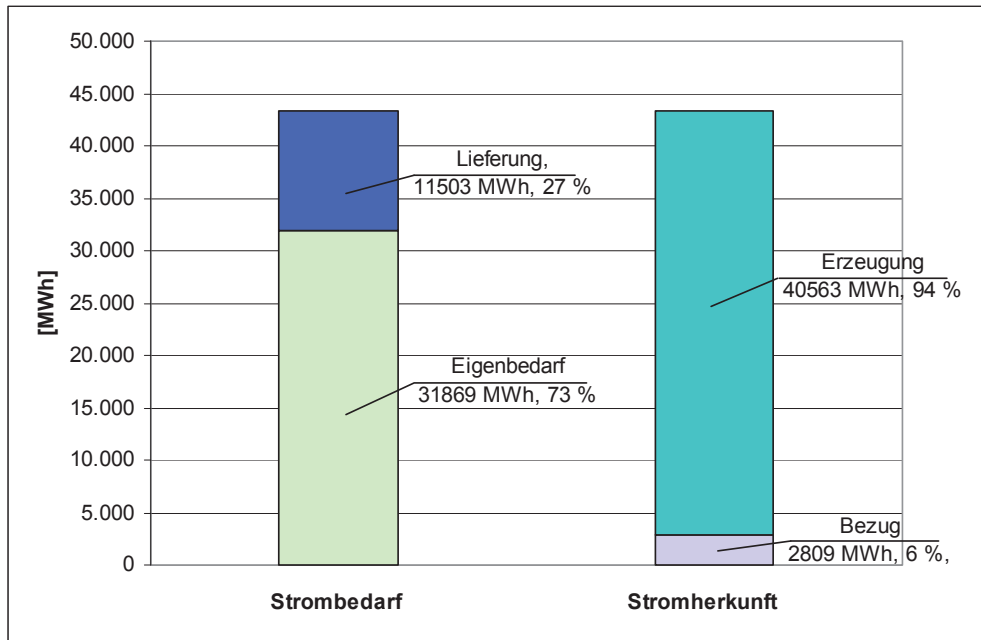


Abbildung 46: Zusammensetzung des Strombedarfs bzw. der Stromherkunft (2006)

Stromeigenbedarf

In Abbildung 47 ist die Zusammensetzung des Stromeigenbedarfs im Jahr 2006 dargestellt. Für den Betrieb der beiden Müllkessel werden die größten Strommengen benötigt. Der Anteil der Heißwasserkessel und der Dreizugkessel am Stromeigenbedarf ist relativ gering da sie nur bei Bedarf in Betrieb genommen werden. Der Allgemeine Bereich ist nach den Müllkesseln der zweitgrößte Verbraucher, zu diesem zählen z.B. die Kältemaschine, Nachspeispumpe und Kompressoren. Zu den weiteren Verbrauchern zählt der Bereich der Wasseraufbereitung und des Heiznetzes.

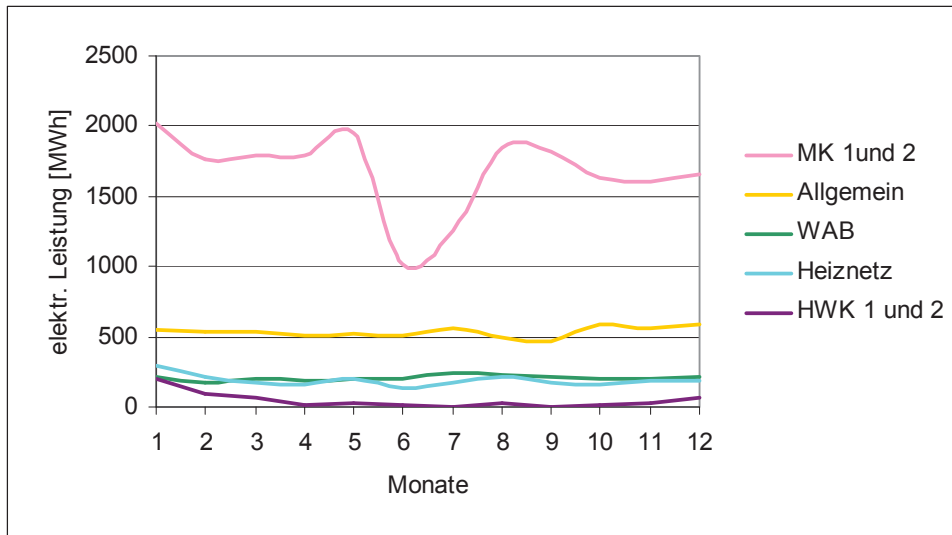


Abbildung 47: Zusammensetzung des Stromeigenbedarfs (2006)

Ausgleichsenergie

Unter der Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen den vereinbarten Fahrplanwert (prognostizierte Strommenge) und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung je definierter Messperiode. Die Verrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt durch die Bilanzgruppe, im Fall der Fernwärme Wien durch die „Energieallianz Austria“.

Da die Stromerzeugung nicht konstant sondern nach der vorhandenen Dampfmenge geregelt wird kommt es immer wieder zu Abweichungen von den prognostizierten Strommengen. Durch die Stromprognose versucht man diese Ausgleichsenergiemengen so gering wie möglich zu halten. In Tabelle 5 sind die Ausgleichsenergiemengen der vergangenen Jahre aufgelistet.

Tabelle 5: Ausgleichsenergiemengen

		2003	2004	2005	2006
gelieferte AE	[MWh]	631,34	2.768,50	1.744,98	1.479,17
bezogene AE	[MWh]	700,76	466,59	824,42	1.254,82
Summe	[MWh]	1.332,1	3.235,09	2.569,4	2.733,99

Für die Ausgleichsenergie gibt es einen eigenen Markt. Auf diesem muss jene Energie aufgebracht werden, die der Regelzonenführer zum Balancieren seines Netzes benötigt. Die Preise für die Ausgleichsenergie sind davon abhängig ob die Regelzone überdeckt oder unterdeckt ist, d.h. ob in der Regelzone zuviel oder zuwenig Ausgleichsenergie vorhanden ist. Ist die Regelzone überdeckt, entstehen Kosten bei einer Lieferung und Erträge bei einem Bezug. Tritt der Fall ein das die Regelzone unterdeckt ist erzielt man bei einer Lieferung Erträge und bei einem Bezug Kosten.

In der folgenden Tabelle sind die durchschnittlichen Preise für eine MWh Ausgleichsenergie und eine MWh des prognostizierten Stroms ersichtlich.

Tabelle 6: durchschnittliche Preise der AE und der prognostizierten Strommengen

		2003	2004	2005	2006
gelieferte AE	[€/MWh]	140,93	31,83	47,85	56,10
prog., gelieferte Strom	[€/MWh]	25,59	26,02	42,19	50,12
bezogene AE	[€/MWh]	40,29	78,12	68,79	61,09
prog., bezogene Strom	[€/MWh]	25,44	25,44	42,70	47,70

Wirtschaftlichkeit

In der folgende Abbildung (Abbildung 48) sind die entstehenden Kosten durch den Strombezug und die Erträge der Stromlieferung einander gegenübergestellt. Weiters ist der Preisverlauf [Euro / MWh] des Strombezugs bzw. der Stromlieferung der vergangenen Jahre eingezeichnet. Die Kosten setzen sich aus dem Energiepreis, Zuschlägen, Entgelten und Abgaben zusammen, eine genauere Beschreibung der Strompreisbildung befindet sich im Kapitel 6.1.5. Die Erlöse bestehen aus dem Energiepreis, den Kosten bzw. Erlösen durch die Ausgleichsenergie und den Gebühren des Stromhändlers und der Bilanzgruppe.

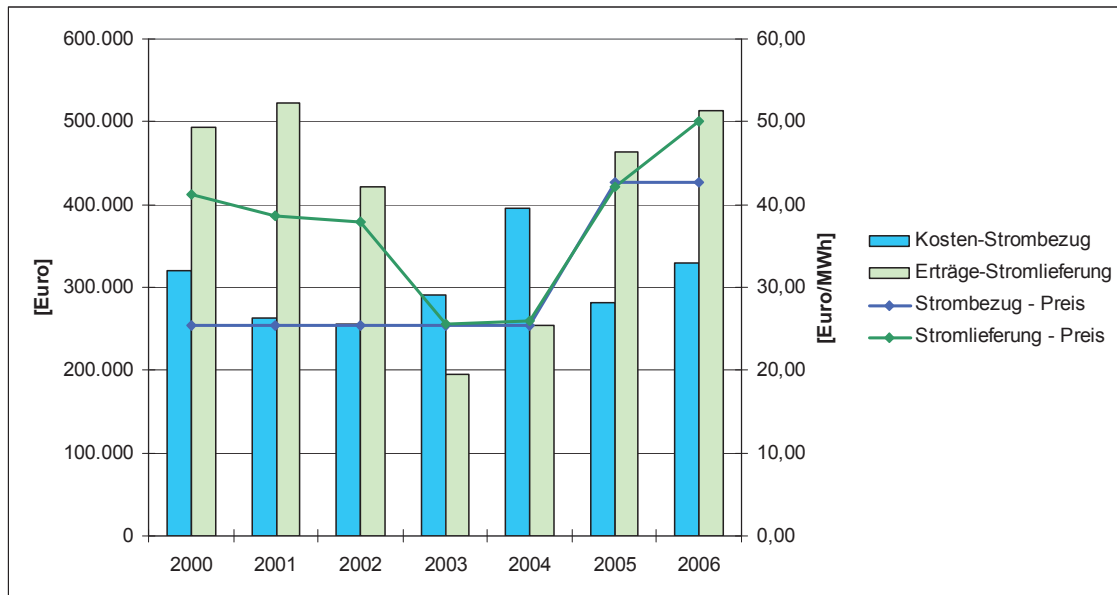


Abbildung 48: Erträge und Kosten

Aufgrund der hohen Preise für die gelieferten Strommengen (durchschnittlich 39 Euro / MWh), konnten in den Jahren 2000 bis 2002 sehr hohe Erträge erwirtschaftet werden. Im gleichen Zeitraum lagen die Preise für den bezogenen Strom bei ca. 25 Euro / MWh, aufgrund dieser niedrigen Preise hielten sich die Kosten in Grenzen. In den beiden darauffolgenden Jahren (2003, 2004) waren die Preise für eine MWh Strom bei Bezug bzw. bei Lieferung fast ident. Die Erträge konnten in diesen beiden Jahren die Kosten nicht mehr vollständig decken. Nach 2004 stiegen die Preise für die gelieferte und bezogene Strommenge stark an.

Durch diese Preisentwicklung konnten die Kosten wieder vollständig durch die Erträge der Stromlieferung gedeckt und zusätzlich auch ein Gewinn erwirtschaftet werden.

6.2 Wärmemarkt

Erdgas ist der am häufigsten verwendete Brennstoff in Österreich. Neben Erdgas sind auch Heiz- und Ofenöl für Raumheizungen sehr weit verbreitet. Mit größerem Abstand folgen Fernwärme (inkl. Blockheizungen), Holz und Elektroheizungen. Den besonders umweltbelasteten Brennstoffen Kohle, Koks oder Briketts kommt nur mehr eine sehr geringe Bedeutung zu. Abbildung 49 zeigt die Anteile der verschiedenen Brennstoffe am Raumwärmemarkt in Österreich. [23]

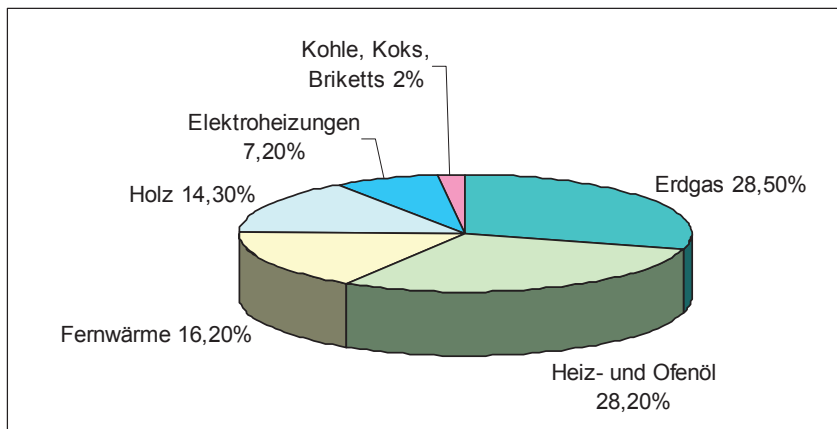


Abbildung 49: Wohnungen nach verwendetem Heizmaterial [Stand 2003]

Im Zeitvergleich ist ein deutlicher Rückgang bei Kohle, Koks und Briketts erkennbar (1997: 5,8 %; 2003: 2,0 %); auch elektrischer Strom wird 2003 deutlich weniger (7,2 %) verwendet als noch 1997 (9,8 %). Die größten Zuwächse verzeichnet die Fernwärme (1997 erst 12,4 %), die 2003 mit 16,2 % erstmal mehr Anteile verbucht als das Heizen mit Holz. Die Zunahmen beim Erdgas sind hingegen in den Jahren 1997 bis 2003 abgeflacht (1997: 25,2 %; 2000: 27,8 % und 2003 28,5 %). Der Einsatz von flüssigen Brennstoffen (Heizöl, Ofenöl, Flüssiggas) stieg von 1997 bis 2003 nur leicht von 27,4 auf 28,2 %. [23]

6.2.1 Raumwärmemarkt in Wien

Früher wurde der Wiener Raumwärmemarkt eindeutig von festen und vor allem flüssigen Brennstoffen dominiert, jedoch in den letzten Jahren gab es eine starke Entwicklung in Richtung der leitungsgebundenen Energieträger Fernwärme und Erdgas (vgl. Abbildung 50). [24]

Statistiken über den Wärmebedarf von Wien Energie zeigen, dass der Raumwärmemarkt in den letzten drei Jahren aufgrund der thermischen Wohnraumsanierung und geringen Neubautätigkeiten nicht mehr gestiegen ist. Auf dem Markt stehen die verschiedenen Energieträger in Konkurrenz zueinander.

Die Energiepreise für Heizöl und Erdgas sind deutlich gestiegen, im Gegensatz dazu haben sich die Preise für Fernwärme nicht stark verändert. [25]

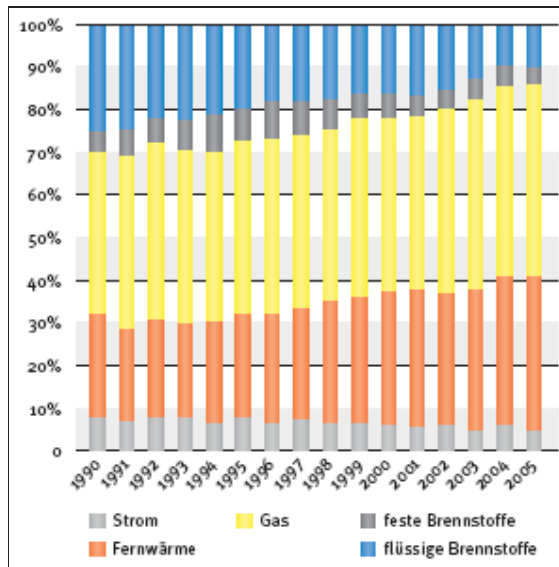


Abbildung 50: Anteile der Energieträger auf dem Raumwärmemarkt [25]

6.2.2 Fernwärmesituation in Wien

Die heutige Fernwärme Wien GmbH wurde am 22. Jänner 1969 als Heizbetriebe Wien GmbH gegründet. Neben der Wienstrom GmbH und der Wiengas GmbH ist sie eine Tochtergesellschaft der Zwischenholding Wien Energie GmbH. Diese ist wiederum Bestandteil der Wiener Stadtwerke Holding AG, welche zu hundert Prozent der Stadt Wien gehört. Der Umsatz des Unternehmens besteht zu ca. einem Viertel aus Entsorgungsdienstleistungen und zu ca. drei Vierteln aus Energiedienstleistungen. Die Fernwärme Wien GmbH betreibt die Fernheizwerke, die thermischen Abfallbehandlungsanlagen und das Fernwärmenetz von Wien. [26]

In Wien existieren neun Kraftwerke die hauptsächlich mit Erdgas und zu geringen Anteilen mit Heizöl befeuert werden. Gemeinsam mit den drei thermischen Abfallbehandlungsanlagen und dem Biomassekraftwerk versorgen sie die Stadt Wien mit Fernwärme. [26]

Kraftwerke auf fossiler Brennstoffbasis

Vier Kraftwerke die auf Basis von fossilen Brennstoffen betrieben werden sind mit Kraft-Wärme-Kopplung ausgestattet: Donaustadt, Simmering, Raffinerie Schwechat und Leopoldau, Spitzenkraftwerke sind Arsenal, Kagran, Spittelau, Leopoldau und Inzersdorf (Süd). [26]

Kraftwerk Donaustadt

Im September 2001 nahm die Wienstrom GmbH den auf Kraft-Wärme-Kopplung basierenden Block 3 des Kraftwerks Donaustadt in Betrieb. Aus dem Kraftwerk kann Fernwärme im Bereich von 15 bis 250 MW ausgekoppelt werden, alternativ ist auch eine Stromerzeugung möglich.

Heizkraftwerk Simmering

Die seit 1902 bestehende Anlage Simmering wurde jahrzehntelang nur zur Stromerzeugung genutzt, bis die Wienstrom GmbH eine Kombination von Gasturbine und Dampfblock (Block 1 und 2) mit Kraft-Wärme-Kopplung installierte. Seit Dezember 1979 wird vom Heizkraftwerk Simmering Wärme an die Fernwärme Wien geliefert. Im Jänner 1989 wurde der alte Block 3 stillgelegt und 1992 ging der neue mit kombinierter Gas-Dampfturbine und Abgasreinigungsanlage in Betrieb. Insgesamt ist im Heizkraftwerk Simmering eine thermische Leistung von 630 MW installiert.

Raffinerie Schwechat

Die Raffinerie Schwechat wird von der Österreichischen Mineralölverwaltung AG (OMV) betrieben. Eine thermische Leistung von 170 MW steht für die Fernwärmeauskopplung zur Verfügung.

Heizkraftwerk Leopoldau

Die Anlage Leopoldau ging 1975 in Betrieb. Bestehend aus einem Gasturbinenkraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung sowie einem Heißwasserkessel mit 170 MW Leistung zur Abdeckung der Spitzenlast. Das ursprüngliche Gasturbinenkraftwerk wurde 1988 im Hinblick auf einen hohen Wärmeausnutzungsgrad in eine Gas- und Dampfturbinenanlage erweitert. Die Gasturbine kann mit Erdgas und im Notfall auch mit Heizöl Extra Leicht als Brennstoff betrieben werden. Im Winter wird die Anlage zur Mittellasterzeugung in Verbindung mit Fernwärmeauskopplung und im Sommer zur Spitzenlast und zur Ersatzlastdeckung genutzt.

Fernheizwerk Kagran

Das Fernheizwerk Kagran besitzt drei Heißwasserkessel mit einer thermischen Gesamtleistung von 155 MW und einen Dreizugkessel mit 20 MW installierter thermischer Leistung. 1981 erfolgte nach der Fertigstellung der Reichsbrücke der Anschluss an den Wärmeverbund. Seit diesem Zeitpunkt ist die Wärmeversorgung des 21. und 22. Bezirks mit Abwärme aus Kraftwerken und Müllverbrennungsanlagen möglich.

Fernheizwerk Arsenal

Im Jahr 1978 nahm der erste von letztendlich drei Heißwasserkesseln im Werk Arsenal seinen Betrieb auf. Das Fernheizwerk hat die Aufgabe, bei Ausfall des E-Werk Simmering sowie bei Außentemperaturen ab ca. -5 °C die Heißwasserkessel in Betrieb zu nehmen. Die drei gas- oder ölbefeuerten Heißwasserkessel besitzen zusammen eine thermische Leistung von insgesamt 325 MW. Weiters sind im FHW Arsenal sieben Pumpen installiert, die das Heißwasser von der Pumpstation Simmering kommend weiter in Richtung Innere Stadt sowie in Richtung Süden transportieren.

Fernheizwerk Inzersdorf (Süd)

Die Anlage wurde 1996 in Betrieb genommen und zählt zu den Spitzenkraftwerken. Die beiden Heißwasserkessel des Fernheizwerkes können sowohl mit Erdgas als auch mit Heizöl betrieben werden und haben eine maximale Wärmeleistung von je 170 MW.



Fernheizwerk Spittelau

Am Standort der Müllverbrennungsanlage Spittelau sind zusätzlich zwei Heißwasserkessel zu je 170 MW und drei Dreizugkessel zu je 20 MW vorhanden. Die beiden Heißwasserkessel werden zum Großteil mit Erdgas befeuert, können jedoch auch mit Heizöl betrieben werden. Die Dreizugkessel können ausschließlich mit Erdgas befeuert werden. [26]

Biomasseheizkraftwerk

Das größte Waldbiomassekraftwerk Europas wurde am Gelände des Kraftwerks Simmering errichtet und ging am 20.10.2006 in Betrieb. Jährlich können hier bis zu 200.000 t Waldbiomasse in Energie umgewandelt werden. Dafür werden in der Anlage hauptsächlich Bruchhölzer, Äste und Grünschnitt verfeuert. Das Kleinkraftwerk besitzt eine elektrische Leistung von ca. 15 MW und eine thermische Leistung von ca. 37 MW. [27]

Abfallverbrennungsanlagen

In Wien hat die Abfallverbrennung zur Wärmeversorgung eine lange Tradition, bereits 1928 wurde in einer kleinen Versuchsanlage in Grinzing die Müllverbrennung erprobt. Im Jahr 1963 ging die erste Müllverbrennungsanlage der Gemeinde Wien am Flötzersteig in Betrieb. Dieser Standort wurde gewählt um drei nahe gelegene Krankenhäuser, das Ottakringer Bad und später noch die Zentralwäscherei der Gemeinde Wien mit Wärme aus Müll zu versorgen. Die Anlage war eine technische Pionierleistung Österreichs und hatte eine Kapazität von rund 140.000 t Siedlungsabfall pro Jahr. Jede der drei Linien bestand aus einer gemauerten Rostbrennkammer, einem Abhitzekegel, einem Elektrofilter und einem Zyklonabscheider. Betrieben wurde die Anlage von der Magistratabteilung 48, zu deren Aufgaben die Stadtreinigung sowie die Müllabfuhr zählen. 1985 wurde die Müllverbrennungsanlage von der Fernwärme Wien – damals noch Heizbetriebe Wien – übernommen. Durch eine Reihe von Großinvestitionen konnte die Anlage auf den aktuellen Stand der Entsorgungstechnik gebracht werden. So wurden eine dreistufige Abgasreinigungsanlage sowie eine Abwasserreinigungsanlage zur Behandlung der Waschwässer installiert. Das Konzept war sehr fortschrittlich, durch die begrenzte Anzahl an Abnehmern musste aber trotzdem ein erheblicher Teil der Abwärme rückgekühlt werden. Erst 1987, als die „Müllverbrennungsanlage Flötzersteig“ an das Verbundnetz der Fernwärme Wien angeschlossen wurde, konnte die Rückkühlung eingestellt werden. 1990 bis 1991 wurden die Verbrennungsroste und Brennkammern bzw. ein Jahr später die Elektrofilter erneuert. Weiters wurden 1993 zusätzlich eine Entstickungs- und Dioxinzerstörungsanlage erbaut. [28]

MVA Flötzersteig

Die Müllverbrennungsanlage Flötzersteig ist also die erste thermische Behandlungsanlage Wien. Heute können bis zu 200.000 t Abfall wie Restmüll aus privaten Haushalten, Gewerbeabfälle sowie Spitalmüll in den drei Verbrennungslinien der Anlage verfeuert werden. Die thermische Leistung der Anlage beträgt 50 MW. [26]



MVA Spittelau

1971 konnte den Verbrennungskapazitäten am Flötzersteig mit der MVA Spittelau eine weitere Anlage hinzugefügt werden. Auch bei dieser Anlage stand ursprünglich die Versorgung eines nahe gelegenen Spitals im Vordergrund. Es wurden aber rasch weitere Abnehmer an das Werk angeschlossen. In der Anlage werden kommunale Abfälle wie Hausmüll und hausmüllähnlichen Gewerbeabfall sowie nicht infektiösen Spitalmüll thermische behandelt. Die Anlage besitzt neben der zweilinigen Müllverbrennungsanlage mit einer Wärmeleistung von 60 MW auch zwei Heißwasserkessel mit jeweils 50 MW und drei Dreizugkessel mit je 20 MW. 1986 wurde die bereits seit der Inbetriebnahme vorhandene Staubabscheidung um eine dreistufige Abgaswäsche und eine Abwasserreinigungsanlage ergänzt. Nach einem Brand in der Abgasreinigungsanlage am 15. Mai 1987 wurde das Werk bis auf die Kessel neu aufgebaut und zwei Jahre später wieder in Betrieb genommen. Im Zuge der Anlagenerneuerung wurden eine selektive katalytische Entstickung nachgerüstet und die bestehenden Heißwasserkessel durch zwei neue von je 170 MW ersetzt. 1991 wurde der Katalysator der Entstickungsanlage um eine dritte Modulebene erweitert, in der im Abgas vorhandene Dioxine zerstört werden. [26]

Simmeringer Haide

Eine weitere thermische Abfallbehandlungsanlage ist das Werk Simmeringer Haide mit einer thermischen Leistung von 75 MW. An diesem Standort befinden sich vier Wirbelschichtöfen zur Verbrennung von Klärschlamm und Ersatzbrennstoff sowie zwei Drehrohröfen zur Verbrennung gefährlicher Abfälle und eine Demercurisationsanlage zur thermischen Behandlung von Altbatterien. In den Wirbelschichtöfen 1 bis 3 wird Klärschlamm mit geringen Beimengungen an Tiermehl verbrannt. Im Wirbelschichtofen 4 wird neben Klärschlamm der Ersatzbrennstoff aus der Aufbereitungs- und Sortieranlage für Rest- und Sperrmüll entsorgt. Die Wirbelschichtöfen 1 bis 3, die Drehrohröfen 1 und 2 und die Demercurisationsanlage verfügen über eine gemeinsame Abwasserbehandlungsanlage und Energieverwertung. [26]

MVA Pfaffenau

Zurzeit wird am Standort des Umweltzentrums Simmering die Müllverbrennungsanlage Pfaffenau errichtet. Sie soll bis spätestens 31.12.2008 in Betrieb genommen werden. In der Anlage soll vorwiegend Restmüll aus den südöstlichen Bezirken der Stadt entsorgt werden. Die zwei Verbrennungslinien sind für einen jährlichen Durchsatz von 250.000 t Abfall mit einem durchschnittlichen Heizwert von 9000 kJ/kg ausgelegt. Die vorgesehene Abgasreinigung besteht aus einem Elektrofilter, einer zweistufigen Nasswäsche, einem Aktivkohlefilter und einer katalytischen Entstickung.

Das Waschwasser aus der nassen Abgasreinigung soll in einer anlageninternen Abwasserbehandlungsanlage aufbereitet und in das öffentliche Kanalnetz eingeleitet werden. Der in der Anlage erzeugte Dampf soll zur Strom- und Fernwärmegewinnung genutzt werden. Der geplante Wert für die Nettostromerzeugung beträgt 11 MW, die geplante Fernwärmeauskopplung im Winter 56 MW und im Sommer 52 MW. [26]



Diese Anlagen (MVA) sind an das Fernwärmeverbundnetz angeschlossen und ihre Abwärme wird ganzjährig als Grundlast im Verbund verwertet. Mit dem neu errichteten Wirbelschichtofen 4 in der Simmeringer Haide ist in den thermischen Abfallbehandlungsanlagen eine thermische Leistung von insgesamt etwa 190 MW installiert. Zusätzlich wird eine dritte Müllverbrennungsanlage, die MVA Pfaffenau, gebaut, in der ab Ende 2008 der Restabfallanteil, der über die Kapazität der MVA Flötzersteig und Spittelau hinausgeht, entsorgt werden soll. [26]

Entwicklung der Hausabfallentsorgung in Wien

Anhand der Hausabfallströme (vgl. Abbildung 51) kann die Entwicklung aller Wiener Hausabfallverbrennungsanlagen sehr gut – sogar in die Zukunft – betrachtet werden.

Die ersten beiden Müllverbrennungsanlagen waren die MVA Flötzersteig und die MVA Spittelau. Am 15. Mai 1987 wurde durch einen Brand im Werk Spittelau ein Teil der Anlage zerstört. Erst nach zwei Jahren konnte die Anlage wieder in Betrieb gehen. Trotz der seit 1993 durch den Ausbau der MVA Flötzersteig beachtlichen Verbrennungskapazität von rund 450.000 t Abfällen müssen bis heute noch große Mengen deponiert werden. Das nächste Ereignis das sich aus Abbildung 52 ablesen lässt, ist die Inbetriebnahme des vierten Wirbelschichtofens (WSO 4) im Oktober 2003. Da die Wiener Hauptkläranlage ausgebaut wird, wurde ein neuer Wirbelschichtofen mit ca. 25 MW thermischer und 5 MW elektrischer Leistung zur Erweiterung der Klärschlammverbrennungskapazität am Standort Simmeringer Haide notwendig, der bis zur Fertigstellung der Kläranlage vorsortierte Fraktionen von Siedlungsabfällen übernehmen soll und später auch als Reserve bei Revisionen der Müllverbrennungsanlagen und für gewerbliche Abfälle zur Verfügung stehen soll. Ende 2008 soll voraussichtlich die neue Müllverbrennungsanlage Pfaffenau in Betrieb gehen. Diese Anlage soll rund 250.000 t Abfälle pro Jahr entsorgen und dabei 11 MW elektrische und 52 MW thermische Leistung bereitstellen. Ab diesem Zeitpunkt werden auch in Wien, wie die Deponieverordnung fordert, keine Abfälle, die die Deponierungskriterien nicht erfüllen, unbehandelt deponiert. [28]

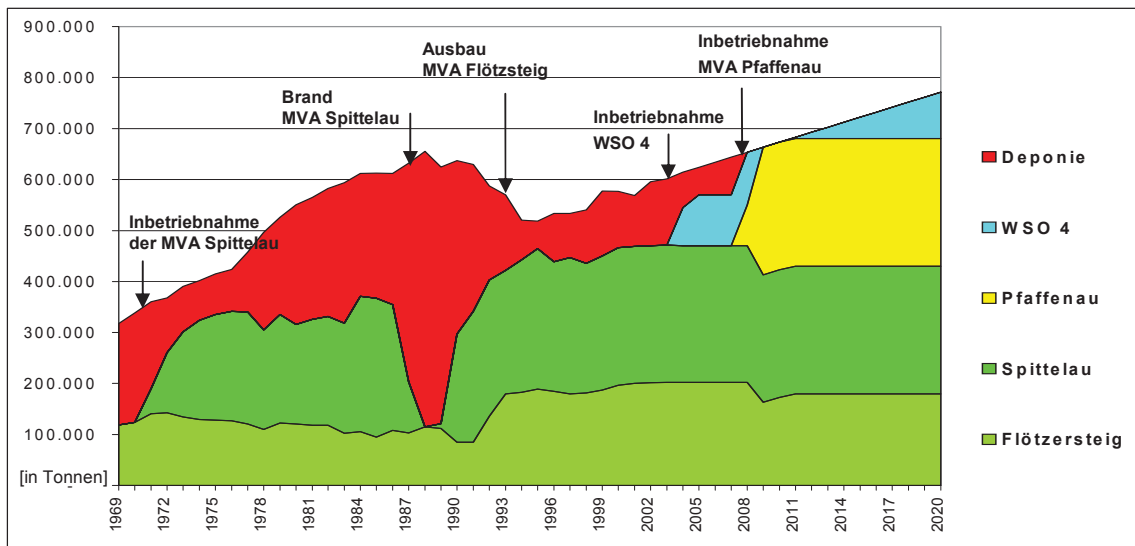


Abbildung 51: Entwicklung der Hausabfallentsorgung in Wien von 1969 bis 2020 [28]



Fernwärmekonzept

Für die Nutzung der Abwärme aus den Kraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen ist ein dicht ausgebautes Fernwärmenetz über die Stadt Wien verteilt, das aus einem eng vernetzten Rohrleitungssystem mit insgesamt über 1000 km Länge besteht und in Tiefen von einem bis fünfzehn Metern verläuft. An das Verbundnetz sind einerseits die Erzeuger wie Kraftwerke und Abfallverbrennungsanlagen, andererseits die Verbraucher wie Wohnungen und öffentliche Gebäude angeschlossen. Das Netzwasser wird vom Erzeuger, je nach Außentemperatur, auf 95 °C bis 150 °C erwärmt und in Vorlaufleitungen zu den Verbrauchern gepumpt. Die Wärme des Netzwassers wird in Umformertationen an das in der Hausanlage zirkulierende Heizungswasser abgegeben. Danach gelangt das abgekühlte Netzwasser durch die Rücklaufleitungen wieder zu den Wärmeerzeugern. Insgesamt werden etwa 76.300 m³ Wasser im geschlossenen Kreislauf geführt. [26]

Die Müllverbrennungsanlagen Spittelau, Flötzersteig und das Werk Simmeringer Haide speisen kontinuierlich Abwärme als Grundlast ins Verbundsystem ein. Die Mittellast wird von den Kraftwerken mit Kraft – Wärme – Kopplung der Wienstrom GmbH Donaustadt, Simmering, Leopoldau und der Raffinerie Schwechat (OMV) gedeckt. Im Bedarfsfall werden zusätzlich die Spitzenkessel der Fernheizwerke Arsenal, Kagran, Leopoldau, Spittelau und Inzersdorf (Süd) angefahren (vgl. Tabelle 7) [26]

Tabelle 7: Wärmequellen im Fernwärmeverbund Wien (Stand 2006) [29]

Standort	Wärmeerzeuger		Thermische Leistung	Brennstoff	Thermische Nennleistung
	Anzahl	Art	MW		MW
Spittelau	2	Müllkessel - KWK	2 × 30	Hausmüll	60
	5	Heißwasserkessel	2 × 170	HEL/EG	
			3 × 20	EG	400
Flötzersteig	3	Müllkessel	3 × 17	Hausmüll/EG	51
	1	Dampfkessel	1 × 15	HL	15
Simmeringer - Haide	2	Drehrohröfen	2 × 12	Sondermüll	
	4	Wirbelschichtöfen	2 × 8	Klärschlamm	
			1 × 12	Klärschlamm	
			1 × 29	Klärschlamm & Sondermüll	75
	(2)	(Wärmetauscher KWK)	2 × 20		
(2)	(Wärmetauscher KWK)	2 × 22,5			
Donaustadt	1	KWK	1 × 250	EG	250
Simmering	1	KWK Block 1/2	1 × 280	EG	280
	1	KWK Block 3	1 × 350	HS/EG	350
Leopoldau	1	KWK	1 × 170	(HEL)/EG	
	1	Heißwasserkessel	1 × 170	EG	340
Biomasse	1	KWK	1 × 37	Waldhackgut	37
OMV	5	Dampfkessel	5 × 200	HÖRR/RMG	
	(2)	(Wärmetauscher KWK)	2 × 84		168
Kagran	3	Heißwasserkessel	3 × 52,5	HS/EG	
	1	Heißwasserkessel	1 × 15,5	HS/EG	175
Arsenal	2	Heißwasserkessel	2 × 92,5	HS/EG	

	1	Heißwasserkessel	1 × 140	EG	325
Inzersdorf	2	Heißwasserkessel	2 × 170	HEL/EG	340
Hrachowina	1	Industrieabwärme	1 × 1,5	Holzabfälle	1,5
Henkel	1	Industrieabwärme	1 × 3,5	Brüden	3,5
Summe	39				2871

EG... Erdgas; HL... Heizöl Leicht; HS... Heizöl Schwer; HEL... Heizöl Extraleicht;

HÖRR... Heizöl Raffinerierückstand; RMG... Raffineriemischgas;

Die Nutzung der Abwärme aus den thermischen Abfallbehandlungsanlagen von Wien hat zur Akzeptanz der Verbrennung als umweltverträgliches Entsorgungsverfahren für Abfälle beigetragen. Die Müllverbrennungsanlagen liefern durchschnittlich über 20 % der eingespeisten Wärmemenge in das Verbundsystem. Der Anteil der Wärmeerzeugung durch Nutzung der Abwärme aus industriellen Anlagen beträgt ungefähr 10 %. Der größte Anteil des Wärmebedarfs wird durch Kraft – Wärme – Kopplungsanlagen abgedeckt, er liegt bei ca. 60 %. Die Spitzenkessel tragen nur zu ca. 4 % zur Deckung des Wärmebedarfs bei, da sie lediglich bei Störfällen oder extremen Kälteeinbrüchen im Vollastbetrieb gefahren werden müssen (vgl. Abbildung 52). [26]

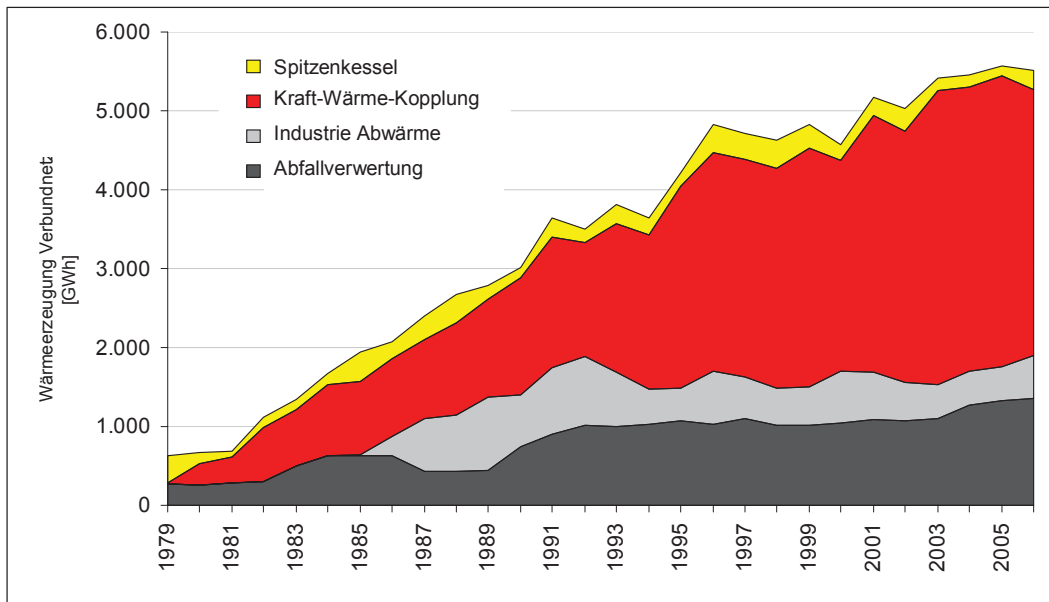


Abbildung 52: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung in Wien von 1979 bis 2006

Mit einer installierten thermischen Leistung von 2855 MW konnten die Fernwärmeerzeugungsanlagen im Jahr 2006 rund 6560 GWh an Wärme in das Verbundsystem einspeisen (vgl. Abbildung 53).

Die Müllverbrennungsanlagen mit einem Anteil an der thermischen Gesamtleistung von nur 6,5 % decken bis zu 20,8 % des Wärmebedarfs ab. Die KWK – Anlagen besitzen einen Anteil von 44 % an der thermischen Gesamtleistung und speisen 73,6 % der Wärme in das Verbundnetz ein.

Die Spitzenkessel mit 49,4 % der installierten thermischen Gesamtleistung hingegen decken nur 3,6 % des Wärmebedarfs des Verbundsystems. Der Anteil der Wärmeeinspeisung durch Nutzung der Abwärme aus der Industrie beträgt nur 2,1 %.

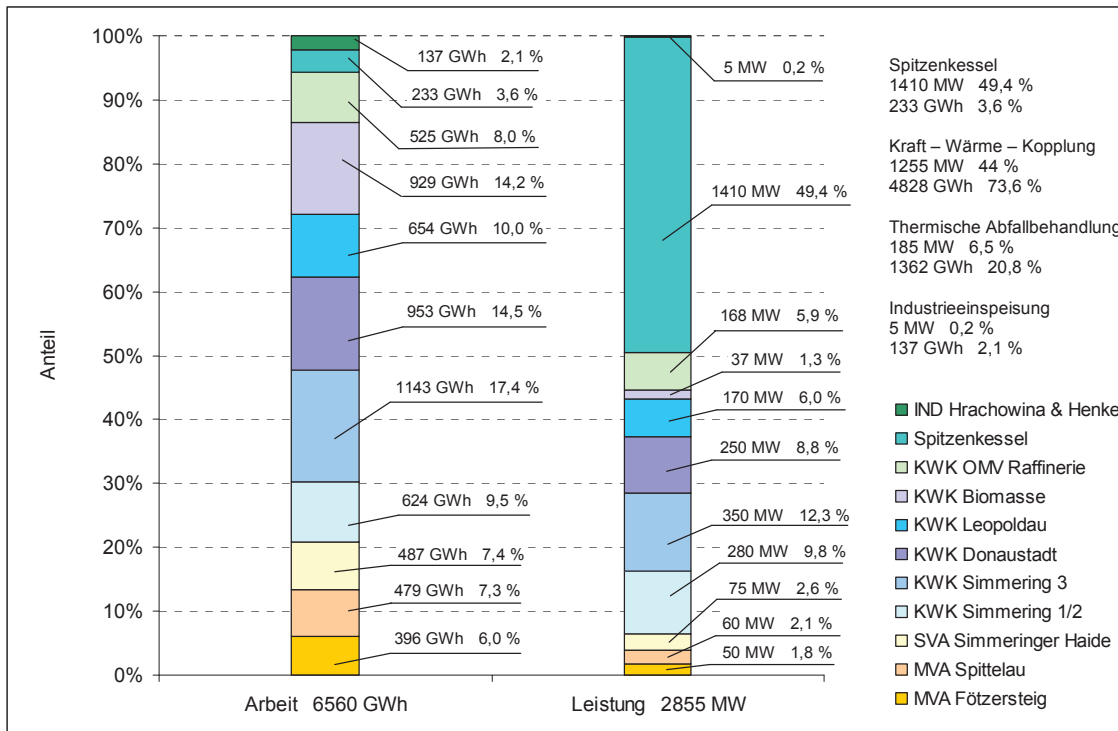


Abbildung 53: Fernwärmeerzeugungsanlagen und ihr Anteil am Verbundsystem in Wien (Stand 2006)

Die Nutzung der Abwärme der Müllverbrennungsanlagen weist neben der Einsparung von Primärenergieträgern auch auf der Emissionsseite Vorteile gegenüber der Energieerzeugung in Kraftwerken auf fossiler Brennstoffbasis auf. Die hohen Anforderungen an die Abgasbehandlung bei thermischen Abfallverbrennungsanlagen bewirken, dass die Emissionen einer Müllverbrennungsanlage nach dem Stand der Technik weit unterhalb der Emissionen der Regelbrennstoffverbrennung liegen. [26]

Entwicklung der Fernwärmenetze und Anlagen

Gleichzeitig mit der Abfallverbrennung hat sich auch die Wärmeversorgung mit Fernwärme in Wien entwickelt. Am Beginn standen verstreute Einheiten, drei Fernheizwerke, drei Blockheizwerke und 17 Heizzentralen, mit insgesamt rund 350 MW installierter Leistung und kleine lokale Netze der Fernwärme Wien. Weiters standen ein Fernheiz- und ein Blockheizkraftwerk mit etwa 100 MW und eine städtische Müllverbrennungsanlage mit 33 MW für die Fernwärmeversorgung in Wien zur Verfügung.

Ausgehend von diesen einzelnen Anlagen wurde die Fernwärmeversorgung durch große Investitionen ausgebaut. So wurden öffentliche Gebäude wie Spitäler, 1973 die Regierungsgebäude am Stubenring, 1974 das Rathaus, das Kunst- und Naturhistorische



Museum, 1975 die Hofburg, 1977 die UNO City und 1979 das Arsenal als Großabnehmer angeschlossen.

Durch diese Anschlüsse vergrößerte sich das Netz immer weiter und führte schließlich dazu, dass die Netze zusammengeschlossen werden konnten, um den heute bestehenden Verbund zu bilden (vgl. Abbildung 54). [28]

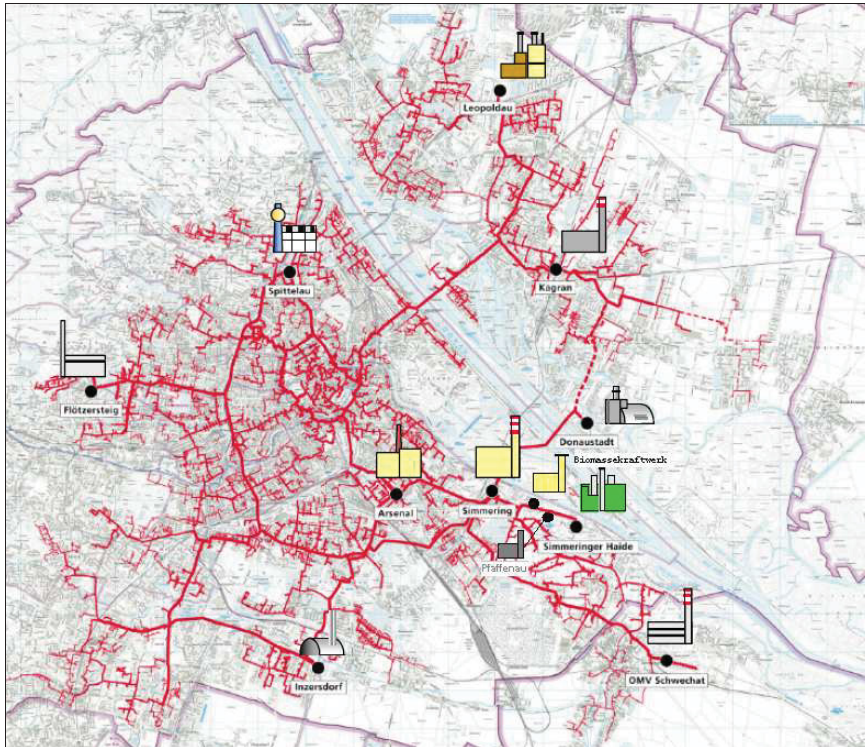


Abbildung 54: Fernwärme-Versorgung durch die Fernwärme Wien 2006

Das Fernwärmenetz in Wien existiert seit dem Jahr 1969, es wird in ein Primär- und Sekundärnetz unterteilt. Der Unterschied liegt in der Leitungsgröße, der Temperatur, dem maximalen zulässigen Druck und der zweckmäßigen Verwendung. Außerdem spricht man im Zusammenhang mit dem Fernwärmenetz der Stadt Wien von einem Zweirohrsystem, d.h. dass Vor- und Rücklauf in einem Schacht praktisch parallel verlegt sind.

Bis 1989 wurde in erster Linie das primäre Verteilernetz ausgebaut, in den darauffolgenden Jahren wurde vermehrt das sekundäre Netz erweitert. Durch den konsequenten Ausbau des Fernwärmenetzes wurden auch immer neue Anlagen zur Wärmeversorgung notwendig. Heute wird die Wärme in dreizehn Anlagen an elf Standorten mit 2871 MW installierter Leistung in ein 522 km langes Verbundnetz eingespeist und über 403 Gebietsumformerstationen in sekundären Nahwärmenetzen mit einer Gesamtlänge von 532 km weiter verteilt. Dadurch wird rund ein Drittel des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser in Wien mit Fernwärme abgedeckt. [28]

Die Trassenlänge des Verbundnetzes wird ständig erweitert. Im Jahr 2006 betrug die Gesamtlänge 1054 km, der Anteil des Primärnetzes betrug 522 km und der des Sekundärnetzes 532 km (vgl. Abbildung 55). [29]

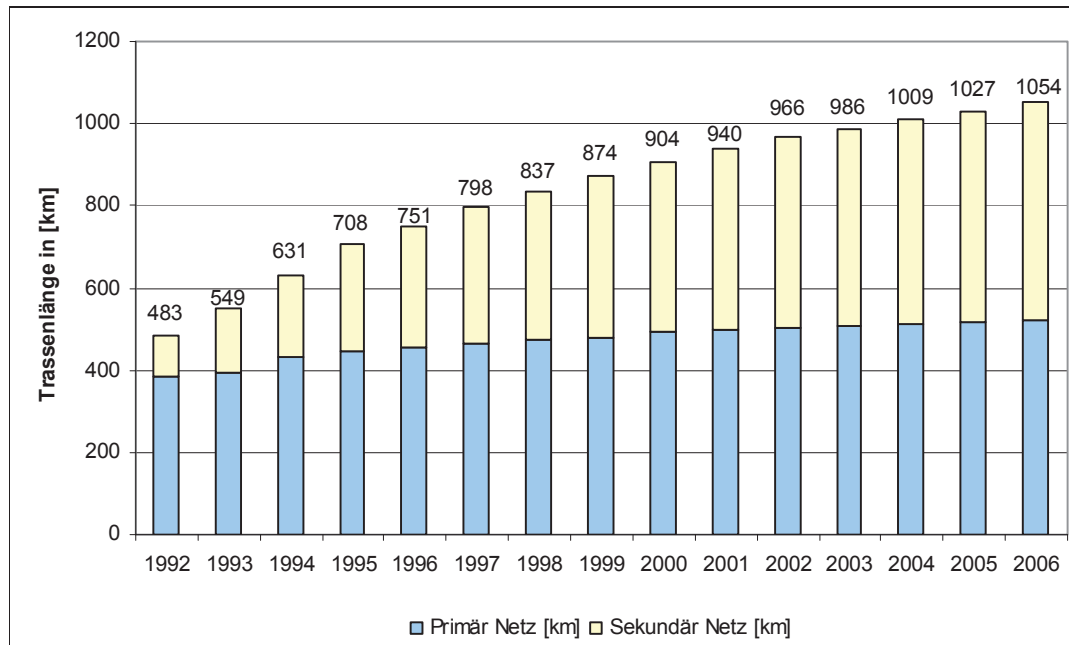


Abbildung 55: Entwicklung der Trassenlänge der Fernwärmeleitungen (primär und sekundär) [29]

6.2.3 Fernwärmewirtschaft in der MVA Spittelau

Die installierte thermische Gesamtleistung der MVA Spittelau von 460 MW setzt sich aus den beiden Heißwasserkessel (je 170 MW), den drei Dreizugkessel (je 20 MW) und den beiden Müllkesseln (je 30 MW) zusammen. Die Müllkessel dienen zur Abdeckung der Grundlast, die Heißwasserkessel und Dreizugkessel werden dagegen für die Abdeckung von Spitzen in der Fernwärmeversorgung eingesetzt. Tabelle 8 zeigt die ausgekoppelten Wärmemengen aus den Müllkesseln, den Heißwasserkesseln und den Dreizugkesseln.

Tabelle 8: Ausgekoppelte Wärmemengen der letzten Jahre

	Müllkessel (Müll, Gas) [MWh]	HWK (Gas, Öl) [MWh]	DZK (Gas) [MWh]	Gesamt [MWh]
2000	500.139	108.522	8.784	617.445
2001	499.413	111.692	3.886	614.991
2002	503.306	94.929	853	599.088
2003	514.056	56.670	847	571.573
2004	524.577	78.793	3.019	606.389
2005	503.719	58.343	363	562.425
2006	494.988	143.498	175	638.661

Im HWK und DZK erfolgt die Fernwärmeauskopplung im Feuerraum des Kessels. Hier wird das in den Kesselheizflächen befindliche Wasser (Rücklauf des Fernwärmenetzes) durch die

bei der Verbrennung entstehenden heißen Rauchgase erhitzt und anschließend weiter in den Vorlaufverteiler geleitet.

Die Fernwärmeauskopplung in den beiden Müllkesseln erfolgt durch Wärmetauschersysteme, dazu zählen die Rauchgaswärmetauscher (RGWT) und die Kondensatorsysteme.

Pro Verbrennungslinie gibt es drei RGWT. Der RGWT 1 besteht aus zwei Paketen und befindet sich am Kesselende, er hat die Aufgabe die Rauchgase von 300 – 400 °C auf ca. 180 °C abzukühlen. Für die Kühlung der Rauchgase wird das aus dem RGWT 3 kommende Rücklaufwasser des Fernwärmenetzes eingesetzt. Das durch die Abwärme der Rauchgase aufgeheizte Rücklaufwasser kann nun in den Vorlaufverteiler des Fernwärmenetzes geleitet werden. Wasserseitig sind die Rauchgaswärmetauscher 1 und 3 miteinander verbunden. Je nach Betriebszustand, Denox- oder Denoxbypassbetrieb unterstützt der eine Tauscher den anderen.

Der Rauchgaswärmetauscher 3 befindet sich nach der Denoxanlage. Er hat die Aufgabe die aus der Denoxanlage austretenden Rauchgase mit einer Temperatur von ca. 190 °C abzukühlen, um die Kaminbeschichtung zu schonen. Ist eine Linie außer Betrieb (oder auf Denox-Bypass), müssen die Rauchgase zur Erhöhung des natürlichen Zuges aufgeheizt werden. Der Rauchgaswärmetauscher 3 kann von Kühlbetrieb auf Heizbetrieb umgestellt werden.

Kühlbetrieb (Denox in Betrieb): die aus der Denox austretenden Rauchgase werden mit Wasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes gekühlt. Danach strömt das vorgewärmte Rücklaufwasser in den RGWT 1, dort wird es weiter aufgeheizt und in den VL – Verteiler geleitet. Heizbetrieb (Denoxbypass): hier wird der Fernwärmerücklauf im RGWT 1 aufgeheizt. Ein Teil davon tritt in den RGWT 3 ein und heizt das in der Rauchgasreinigungsanlage abgekühlte Reingas auf.

Nach dem Elektrodynamischen Venturi und dem Tropfenabscheider befindet sich der RGWT 2. Er soll die im Reingas befindlichen Wassertröpfchen verdampfen, damit es zu keiner Beschädigung der Rotorblätter des nachfolgenden Saugzuggebläses kommt. Um die Wassertröpfchen zu verdampfen wird die Temperatur des Reingases um 40 °C erhöht, dazu wird der RGWT 2 mit Wasser aus dem Vorlaufverteiler gespeist. Nach der Wärmeabgabe wird das Wasser in den Rücklaufverteiler geleitet.

Die Funktionsweise der Kondensatorsystem (Kondensator und Kondensatkühler) wurde bereits im Kapitel 4.1.9 genau erläutert. In Tabelle 9 sind die ausgekoppelten Wärmemengen im Bereich der beiden Müllkessel aus den Jahren 2000 -2006 aufgelistet.

Tabelle 9: Wärmemengen aus dem Bereich der beiden Müllkessel

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
RGWT 1	90.911	91.383	93.785	96.136	94.555	94.853	89.062
RGWT 2	-14.366	-14.373	-13.598	-13.619	-18.231	-23.883	-22.770
RGWT 3	38.659	39.638	38.732	39.236	38.494	38.165	36.586
Kondensatorsysteme 1-3	384.935	382.765	384.387	392.303	409.759	394.584	406.686
Gesamt	500.139	499.413	503.306	514.056	524.577	503.719	509.564

7 Massen- und Energiebilanzierung des WDK

Für die Bilanzierung des WDK wurden die gemessenen und berechneten Stoffströme über das Jahr 2006 gemittelt.

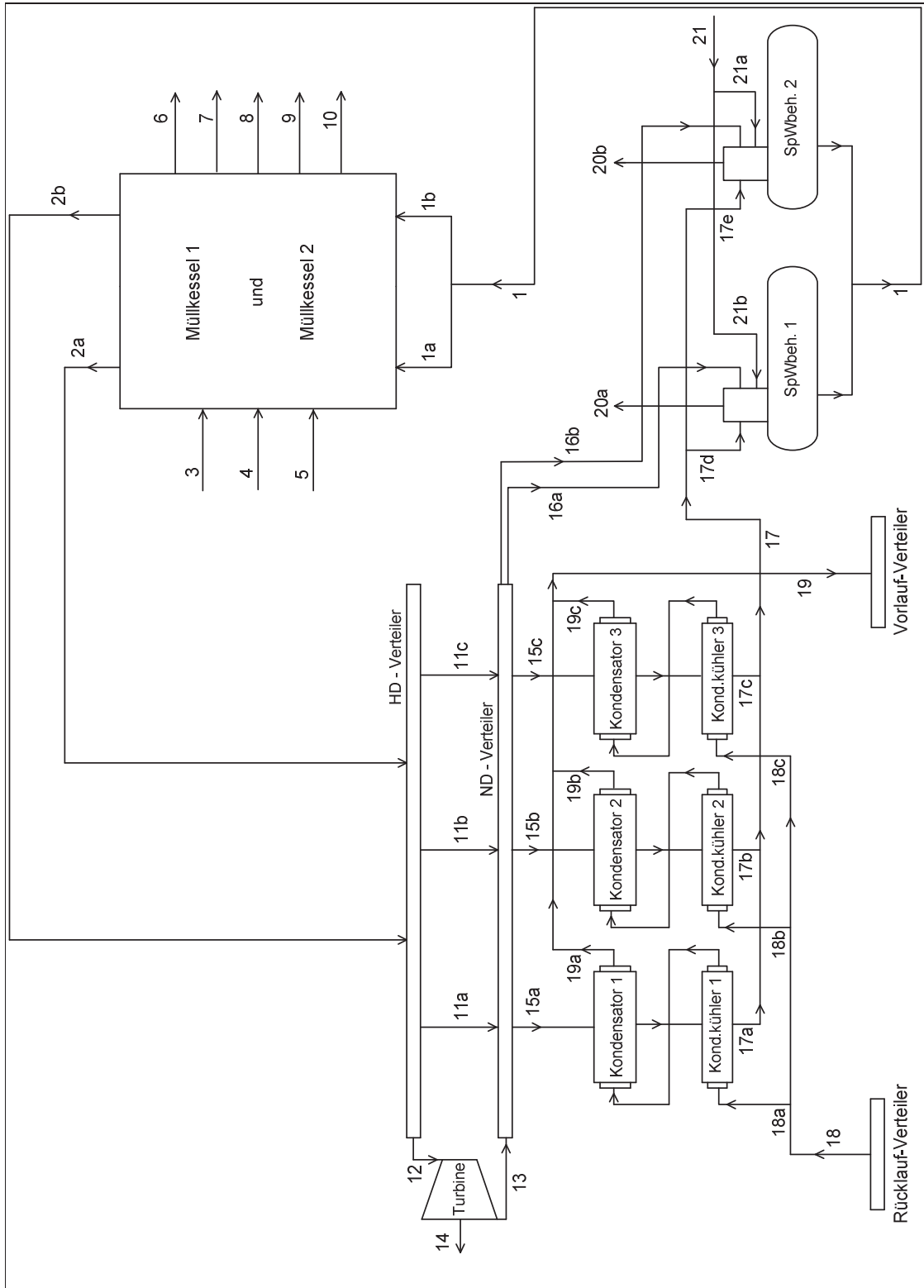


Abbildung 56: Bilanzierungsfließbild – WDK



Für die Bilanzierung wurde der WDK in vier Bereiche aufgeteilt, dazu zählen:

- Müllkessel 1 und 2
- Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation
- Kondensator und Kondensatkühler
- Entgaser und Speisewasserbehälter

Alle vier Bereiche können als „Offene Systeme“ betrachtet werden, da hier Stoffmengen zu- und abströmen und auch Energie über die Systemgrenzen übertragen wird. Für offene Systeme gilt folgende Formel:

$$W_{12} + Q_{12} = H_2 - H_1 \quad (1)$$

W Arbeit [MJ/a]

Q Wärme [MJ/a]

H Enthalpie [MJ/a]

Der Enthalpiestrom (Wärmeinhalt) wird nach folgender Glg. (2) berechnet:

$$H = m \cdot h \quad (2)$$

H Enthalpiestrom bzw. Wärmestrom [MJ/a]

mMassenstrom [t/a]

hspezifische Enthalpie [MJ/t]

7.1 Müllkessel

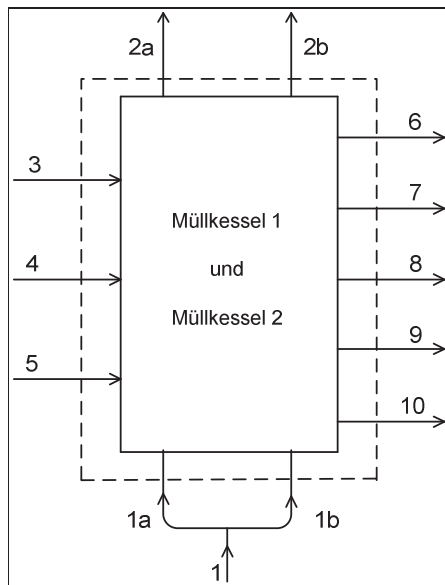


Abbildung 57: Bilanzraum Müllkessel

In Abbildung 58 wurde der Bilanzraum der Müllkessel mit seinen Input- und Outputströmen dargestellt und in der folgenden Tabelle 10 sind die Zustände und Mengen der einzelnen Ströme aufgelistet.

Tabelle 10: Massenströme – Müllkessel 1 und 2

Stoffstrom	Nr.	Temp. [°C]	Druck [bar]	Enthalpie [MJ/t]	Menge [t/a]
Speisewassermenge MK 1 & MK 2	1	117,4	50	496	717.548
Speisewasser zu MK 1	1a	117,8	50	498	360.976
Speisewasser zu MK 2	1b	116,9	50	494	356.572
Sattdampf – MK 1 & MK 2	2	239	32,6	2.802	710444
Sattdampf von MK 1	2a	239,5	32,7	2.802	357.402
Sattdampf von MK 2	2b	238,4	32,2	2.802	353.042
Müllmenge	3	-	-	-	252.607
Erdgas	4	-	-	-	336.496 [m³/h]
Primärluft	5	167	-	-	785.534
ausgeschleustes Wasser aus MK 1 & MK 2	6	239	32,6	1033	7104
ausgeschleustes Wasser aus MK 1	6a	239,5	32,7	1.037	3.574
ausgeschleustes Wasser aus MK 2	6b	238,4	32,2	1.028	3.530
Schlacke / Asche	7	-	-	-	55.675
Strahlung - Kessel	8	-	-	-	-
Rohgas	9	180	-	-	1.522.583

Das in den beiden Speisewasserbehältern gesammelte Speisewasser wird den Müllkesseln 1 und 2 mit einer Temperatur von ca. 117 °C und einem Druck von 50 bar zugeführt. Der Wärmeinhalt des Speisewassers wird nach Glg. (2) berechnet und beträgt:

$$\dot{H}_{1a} = 49.935 \text{ MWh/a}$$

$$\dot{H}_{1b} = 48.930 \text{ MWh/a}$$

Der in den beiden Müllkesseln, durch die Verdampfung des Speisewassers, erzeugte Sattdampf wird in der Dampftrommel gesammelt und weiter zum Hochdruckverteiler geleitet. Nach Glg. (2) wird durch den Sattdampf folgende Wärmemenge abtransportiert:

$$\dot{H}_{2a} = 278.178 \text{ MWh/a}$$

$$\dot{H}_{2b} = 274.784 \text{ MWh/a}$$

Durch die Verbrennung von Erdgas ($H_u = 10 \text{ kWh/m}^3$) zugeführte Wärmemenge, wird nach folgender Glg. (3) berechnet:

$$\dot{Q} = m \cdot H_u \quad (3)$$

\dot{Q}Wärmemenge [MWh/a]

m Massenstrom [m^3/a] bzw. [t/a]

H_u Heizwert [kWh/m^3] bzw. [kWh/kg]

Durch die Verbrennung von Erdgas entstehende Wärmemenge, berechnet mit Glg. (3):

$$\dot{Q}_4 = 336496 \cdot 10 = 3.364.960 \text{ kWh/a} \rightarrow 3.365 \text{ MWh/a}$$

Jene Wärmemenge die durch die Verbrennungsluft (Primärluft) eingebracht wird, berechnet man mit Glg. (4):

$$H = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (4)$$

H Enthalpiestrom [MWh / a]

\dot{m} Massenstrom [kg / h]

c_p spezif. Wärmekapazität [kJ / kg K]

ΔT Temperaturdifferenz [°C]

Eingesetzt in Glg. (4) ergibt sich für die Primärluft eine Wärmemenge von:

$$H_5 = 31.358 \text{ MWh/a}$$

Zur Vermeidung einer zu hohen Salzkonzentration im Speisewasser, muss eine bestimmte Menge ausgeschleust werden. Der Wärmeinhalt des ausgeschleusten Speisewassers beträgt nach Glg. (2):

$$H_{6a} = 1.029 \text{ MWh/a}$$

$$H_{6b} = 1.008 \text{ MWh/a}$$

Die bei der Verbrennung entstehenden Reststoffe (Schlacke / Asche) werden abgeführt bzw. entsorgt, dadurch entstehen Wärmeverluste:

$$H_7 = 16.612 \text{ MWh/a}$$

Trotz Isolierung der Kesselwände treten Verluste durch Wärmestrahlung auf:

$$H_8 = 3.876 \text{ MWh/a}$$

Weitere Verluste entstehen durch das Rohgas, welches den Kessel mit einem bestimmten Wärmeinhalt verlässt. Eingesetzt in Glg. (4) ergibt sich ein Wärmeinhalt von:

$$H_9 = 138.773 \text{ MWh/a}$$

Durch den Wärmetauscher 1, der sich im Kessel befindet, wird Wärme ausgekoppelt:

$$H_{10} = 89.062 \text{ MWh/a}$$

Bei der Verbrennung von Müll wird folgende Wärmemenge freigesetzt:

$$H_3 = 669.734 \text{ MWh/a}$$



Nach dem umformen und einsetzen in die Glg. (3) erhält man einen Heizwert für den Müll von:

$$H_{u, Müll} = \frac{\dot{Q}_{Müll}}{m_{Müll}} = 2,65 \text{ MWh/t} \rightarrow 9,5 \text{ MJ/kg}$$

Einen Überblick über die Energiebilanz für den Bereich der beiden Müllkessel zeigt Abbildung 58. Die dazugehörigen Wärmemengen sind in der Tab. 11 aufgelistet.

Tab. 11: Wärmemengen (MK1, MK2)

Nr.	Wärmemenge [MWh/a]
1	98.865
2	552.962
3	669.734
4	3.365
5	31.358
6	2.037
7	16.612
8	3.876
9	138.773
10	89.062

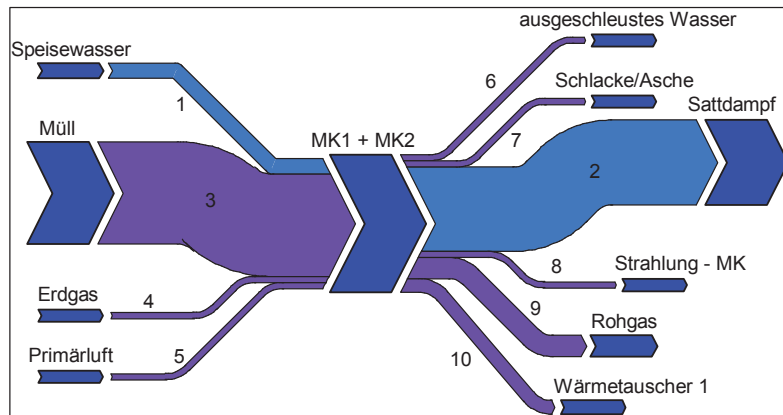


Abbildung 58: Energiebilanz Müllkessel

7.2 Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation

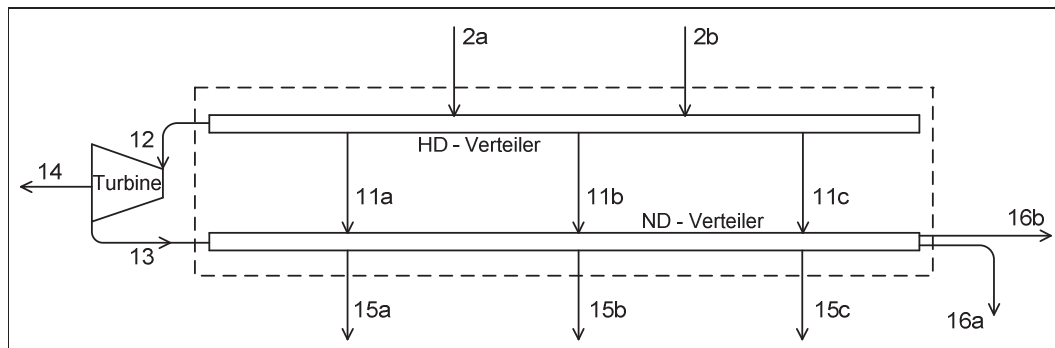


Abbildung 59: Bilanzraum Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation

In Abbildung 59 wurde der Bilanzraum der Hochdruck-/Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation mit seinen Input- und Outputströmen dargestellt. Eine Auflistung der Zustände und Mengen der einzelnen Ströme wurde in der Tabelle 12 zusammengefasst.

Tabelle 12: Stoffströme – Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation

Stoffstrom	Nr.	Temp. [°C]	Druck [bar]	Enthalpie [MJ/t]	Menge [t/a]
Sattdampf von MK 1	2a	239,5	32,7	2.802	357.402
Sattdampf von MK 2	2b	238,4	32,2	2.802	353.042
Sattdampf zur Turbine	12	232	31,4	2.802	685.382

entspannter Dampf von der Turbine	13	155	4,3	2.583	685.382
entspannter Dampf von der Reduzierstat. 1	11a	173	4,3	2.802	8354
entspannter Dampf von der Reduzierstat. 2	11b	173	4,3	2.802	8354
entspannter Dampf von der Reduzierstat. 3	11c	173	4,3	2.802	8354
Niederdruckdampf zu Kondensator 1	15a	155 ¹ / 173 ²	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	232.078
Niederdruckdampf zu Kondensator 2	15b	155 ¹ / 173 ²	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	232.078
Niederdruckdampf zu Kondensator 3	15c	155 ¹ / 173 ²	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	232.078
Niederdruckdampf zu Entgaser 1	16a	155	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	7.104
Niederdruckdampf zu Entgaser 2	16b	155	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	7.104

¹ Zustand wenn der Dampf von der Turbine kommt; ² Zustand wenn der Dampf von der Reduzierstation kommt;

Nach dem Hochdruckverteiler besteht die Möglichkeit den Sattedampf über die Turbine oder über die Reduziertstation zu leiten. Im Normalbetrieb wird der Hauptteil des Sattedampfes in der Turbine entspannt, nur wenn diese außer Betrieb ist leitet man den Sattedampf über die Reduzierstation. Bei beiden Vorgängen wird der Sattedampf auf einen Druck von 4,3 bar entspannt.

Der Sattedampf wird in der Turbine entspannt, der Wärmeinhalt des Dampfes am Eintritt und am Austritt der Turbine wird mit Hilfe von Glg. (2) berechnet:

$$\dot{H}_{12} = 533.456 \text{ MWh/a}$$

$$\dot{H}_{13} = 491.762 \text{ MWh/a}$$

Die Turbinenleistung beträgt nach einsetzen in Glg. (1):

$$\dot{P}_{12,13} = P_{14} = 41.694 \text{ MWh/a}$$

Der Dampfzustand verändert sich durch das entspannen in der Turbine. Am Turbineneintritt liegt Sattedampf vor und am Turbinenaustritt Nassdampf. Der Nassdampf besteht zu 8 % aus Wasser und zu 92 % aus Dampf.

Die Enthalpie des Nassdampfes wird mit Glg. (4) berechnet:

$$h_x = h' + x \cdot r \quad (5)$$

h' spezifische Enthalpie – siedende Flüssigkeit [kJ/kg]

h_x spezifische Enthalpie – Nassdampf [kJ/kg]

x Dampfgehalt

r spezifische Verdampfungsenthalpie [kJ/kg]

Die Werte für h' und r wurden aus der Tafel 1 entnommen. Eingesetzt in Glg. (4) ergibt sich eine spezifische Enthalpie des Nassdampfes von:

$$h_x = 653,95 + 0,92 \cdot 2097,6 = 2.583 \text{ kJ/kg}$$

$$h_x = h_{15a,Tur.} = h_{15b,Tur.} = h_{15c,Tur.} = h_{13}$$



Der Satttdampf wird in der Reduzierstation entspannt, wobei die Ströme 11a, 11b und 11c identische Massenströme und Eigenschaften besitzen und zum Strom 11 zusammengefasst werden können.

$$\dot{m}_{11} = 25.062 \text{ t/a}$$

$$\dot{h}_{12} = \dot{h}_{11} = 2.802 \text{ kJ/kg} \quad (h = \text{const. bei adiabater Drosselung})$$

→ aus der Tafel 2: $T_{11} = 173 \text{ °C}$

Die Wärmemenge die aus der Reduzierstation austritt wird mit Glg. (2) berechnet:

$$H_{11} = 19.506 \text{ MWh/a}$$

Am Niederdruckverteiler wird der von der Turbine bzw. von der Reduzierstation kommende entspannte Satttdampf (Niederdruckdampf) zusammengeführt. Ein geringer Anteil des Niederdruckdampfes (ca. 2 %) wird für die Speisewasserentgasung eingesetzt, den restlichen Anteil führt man den drei Kondensatoren zu.

Gesamtmenge – Niederdruckdampf:

$$\dot{m}_{11} + \dot{m}_{13} = 710.444 \text{ t/a}$$

Für die Speisewasserentgasung entnommene Niederdruckdampfmenge und der damit entstehende Wärmeverlust wird nach Glg. (2) berechnet:

$$\dot{m}_{16} = 14.209 \text{ t/a}$$

$$\dot{Q}_{16} = 10.237 \text{ MWh/a}$$

Die Temperatur des entnommenen Niederdruckdampfes wird mit Glg. (6) berechnet:

$$T = \frac{(\dot{m}_x \cdot c_p \cdot T_x) + (\dot{m}_y \cdot c_p \cdot T_y)}{(\dot{m}_x \cdot c_p) + (\dot{m}_y \cdot c_p)} \quad (6)$$

Mit den eingesetzten Werten der Ströme 11 und 13 in die Glg. (6), ergibt sich eine Temperatur von:

$$T_{16} = 428,8 \text{ K} = 155 \text{ °C}$$

Den Kondensatoren zugeführte Niederdruckdampfmenge:

$$\dot{m}_{15} = 696.235 \text{ t/a}$$

$$\dot{m}_{15a} = \dot{m}_{15b} = \dot{m}_{15c} = 232.078 \text{ t/a}$$

Der Hauptteil des Satttdampfes (96,5 %) wird in der Turbine entspannt, die restlichen 3,5 % werden in der Reduzierstation adiabot gedrosselt:



$$m_{15,Tur.} = m_{15} \cdot 0,965 = 671.867 \text{ t/a}$$

$$m_{15a,Tur.} = m_{15b,Tur.} = m_{15c,Tur.} = 223.956 \text{ t/a}$$

$$m_{15,Red.} = m_{15} \cdot 0,035 = 24.368 \text{ t/a}$$

$$m_{15a,Red.} = m_{15b,Red.} = m_{15c,Red.} = 8.123 \text{ t/a}$$

Wärmemenge die über den Niederdruckdampf den Kondensatoren zugeführt wird, berechnet mit Glg. (2):

$$H_{15,Tur.} = 482.065 \text{ MWh/a}$$

$$H_{15,Red.} = 18.966 \text{ MWh/a}$$

$$H_{15} = 501.031 \text{ MWh/a}$$

In der folgenden Abbildung 60 wurden alle Wärmeströme des Bilanzraums Hochdruck- / Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation dargestellt. In Tabelle 13 wurden alle Wärmeströme dieses Bilanzraumes mit ihren entsprechenden Werten zusammengefasst.

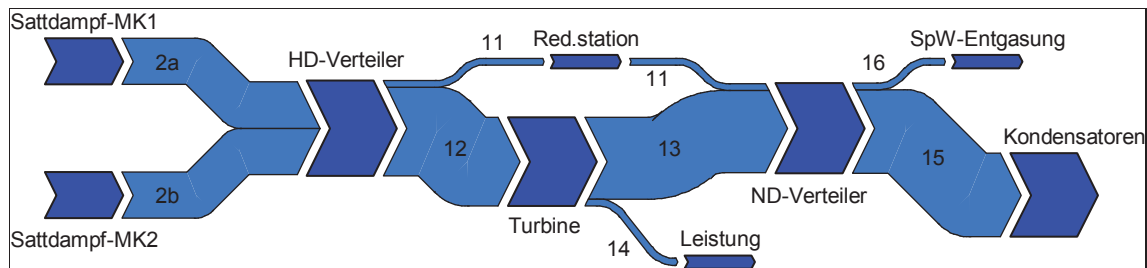


Abbildung 60: Bilanzraum – HD-/ND-Verteiler, Turbine und Reduzierstation – Energiebilanz

Tabelle 13: Wärmemengen – HD-/ND-Verteiler, Turbine und Reduzierstation

Nr.	Wärmemenge [MWh/a]
2a	278.178
2b	274.784
11	19.506
12	533.456
13	491.762
15	501.031
16	10.237
Nr.	Elektr. Leistung [MWh/a]
14	41.694

7.3 Kondensator und Kondensatkühler

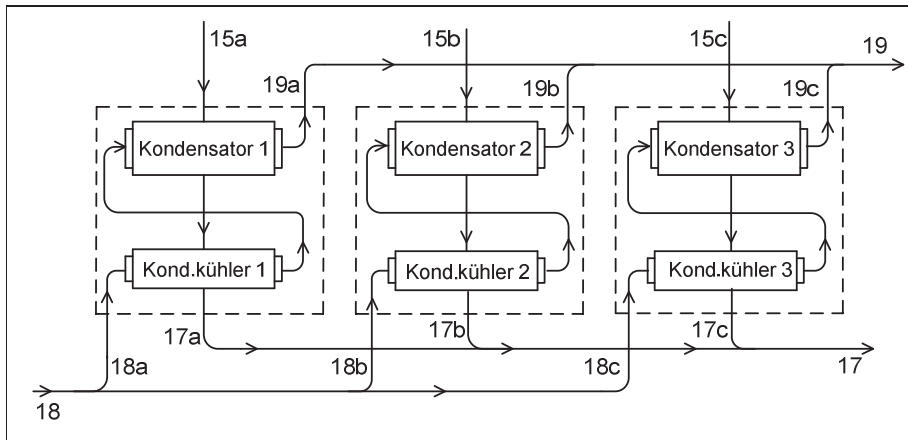


Abbildung 61: Bilanzraum Kondensator / Kondensatkühler

Abbildung 61 zeigt den Bilanzraum der Kondensatoren und Kondensatkühlern mit seinen Input- und Outputströmen. Eine Auflistung der Zustände und Mengen der einzelnen Ströme wurde in der Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: Stoffströme – Kondensator / Kondensatkühler

Stoffstrom	Nr.	Temp. [°C]	Druck [bar]	Enthalpie [MJ/t]	Menge [t/a]
Niederdruckdampf zu Kondensator 1	15a	155 ¹ / 173 ²	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	232.078
Niederdruckdampf zu Kondensator 2	15b	155 ¹ / 173 ²	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	232.078
Niederdruckdampf zu Kondensator 3	15c	155 ¹ / 173 ²	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	232.078
Kondensat zu Speisewasserbehälter	17	116	4,3	488	696.234
Kondensat von Kondensatkühler 1	17a	114	-	477	232.078
Kondensat von Kondensatkühler 2	17b	114	-	477	232.078
Kondensat von Kondensatkühler 3	17c	121	-	509	232.078
Rücklauf aus dem Fernwärmenetz	18	75,13	16,98	314	4.445.559
Rücklauf zu Kondensatkühler 1	18a	75,13	16,11	314	1.481.853
Rücklauf zu Kondensatkühler 2	18b	75,13	16,52	314	1.481.853
Rücklauf zu Kondensatkühler 3	18c	75,13	16,61	314	1.481.853
Vorlauf in das Fernwärmenetz	19	152,53	-	643	4.445.559
Vorlauf von Kondensator 1	19a	152,89	-	645	1.481.853
Vorlauf von Kondensator 2	19b	152,99	-	645	1.481.853
Vorlauf von Kondensator 3	19c	151,70	-	640	1.481.853

¹ Zustand wenn der Dampf von der Turbine kommt; ² Zustand wenn der Dampf von der Reduzierstation kommt;

Im Kondensator und Kondensatkühler findet ein Wärmeaustausch zwischen dem Niederdruckdampf bzw. Kondensat und dem Netzwater statt. Mit 155 °C bzw. 173 °C tritt der Niederdruckdampf in den Kondensator ein und kondensiert hier aus, danach wird das Kondensat im Kondensatkühler auf eine Temperatur von ca. 116 °C abgekühlt.

Im Gegenstrom dazu strömt das Netzwater, welches die abgegebene Wärme des Kondensats im Kondensatkühler und die Kondensationswärme des Niederdruckdampfes im Kondensator aufnimmt und somit mit einer Temperatur von ca. 152,53 °C dem Vorlaufverteiler zugeführt werden kann.

Der Wärmeinhalt des Netzwassers beträgt am Eintritt in den Kondensatkühler 1 nach Glg. (2):

$$\dot{H}_{18a} = 129.251 \text{ MWh/a}$$

Wärmeinhalt – Netzwasser am Austritt aus dem Kondensator 1, eingesetzt in Glg. (2):

$$\dot{H}_{19a} = 265.499 \text{ MWh/a}$$

Die übertragene Wärmemenge im Kondensatkühler 1 und Kondensator 1, wird mit Hilfe von Glg. (1) berechnet:

$$\dot{Q}_{WT1} = 136.248 \text{ MWh/a}$$

Der Wärmeinhalt des Niederdruckdampfes beträgt am Eintritt des Kondensators 1:

$$\dot{H}_{15a} = 167.010 \text{ MWh/a}$$

Am Austritt des Kondensatkühlers besitzt das Kondensat einen niedrigeren Wärmeinhalt als am Eintritt. In Glg. (1) eingesetzt ergibt sich ein Wärmeinhalt von:

$$\dot{H}_{17a} = 30.762 \text{ MWh/a}$$

Die spezifische Enthalpie des Kondensats wird mit Glg. (2) berechnet - in weiterer Folge kann die Temperatur des Kondensats aus der Tabelle XX abgelesen werden.

$$h_{17a} = 477 \text{ kJ/kg} \Rightarrow \text{aus Tafel 1: } T_{17a} = 114 \text{ }^\circ\text{C}$$

Im Kondensator 2 und Kondensatkühler 2 wird die gleiche Wärmemenge ausgetauscht wie bei Kond. 1 und Kond.kühler 1. Die Zustände des Netzwassers und des Niederdruckdampfes stimmen ebenfalls überein.

$$h_{17a} = h_{17b} = 477 \text{ kJ/kg} \Rightarrow \text{aus Tafel 1: } T_{17b} = 114 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\dot{Q}_{WT2} = 136.248 \text{ MWh/a}$$

Dem Netzwasser, im Kondensator 3 und Kondensatkühler 3, zugeführte Wärmemenge wird durch Glg. (1) berechnet:

$$\dot{Q}_{WT3} = 134.190 \text{ MWh/a}$$

Der Wärmeinhalt des Niederdruckdampfes beträgt am Eintritt des Kondensators:

$$\dot{H}_{15c} = 167.010 \text{ MWh/a}$$

Am Kondensatkühleraustritt besitzt das Kondensat einen geringeren Wärmeinhalt, dieser kann mit Glg. (1) berechnet werden.

$$\dot{H}_{17c} = 32.820 \text{ MWh/a}$$



Die spezifische Enthalpie des Kondensats wird mit Glg. (2) berechnet - in weiterer Folge kann die Temperatur des Kondensats aus der Tabelle XX abgelesen werden.

$$h_{17c} = 509 \text{ kJ/kg} \Rightarrow \text{aus Tafel 1: } T_{17c} = 121 \text{ }^\circ\text{C}$$

Temperatur mit der das Kondensat (17) zu den Speisewasserbehältern geleitet wird – die Berechnung erfolgt durch einsetzen der entsprechenden Werte der Kondensatströme 17a, 17b und 17c in die Glg. (5):

$$T_{17} = 389,48 \text{ K} = 116 \text{ }^\circ\text{C}$$

Die spezifische Enthalpie des Kondensats beträgt nach einsetzen in Glg. (2):

$$h_{17} = 0,136 \text{ MWh/t} = 488 \text{ kJ/kg}$$

Das in den Kondensatoren und Kondensatkühlern erhitze Netzwasser kann nun dem Vorlaufverteiler zugeführt werden. Die spezifische Enthalpie des Netzwassers wird mit Glg. (2) berechnet:

$$h_{19} = 643 \text{ kJ/kg}$$

In Summe wird über die drei Kondensatoren und Kondensatkühlern folgende Wärmemenge ausgekoppelt:

$$Q_{WT1} + Q_{WT2} + Q_{WT3} = 406.686 \text{ MWh/a}$$

In der folgenden Abbildung 63 wurden alle Wärmeströme des Bilanzraums der Kondensatoren und Kondensatkühlern dargestellt. In Tabelle 15 wurden alle Wärmeströme dieses Bilanzraumes mit ihren entsprechenden Werten zusammengefasst.

Tabelle 15: Wärmemengen (Kondensator und Kondensatkühler)

Nr.	Wärmemenge [MWh/a]
15	501.031
15a	167.010
15b	167.010
15c	167.010
17	94.344
17a	30.762
17b	30.762
17c	32.820
18	387.753
18a	129.251
18b	129.251
18c	129.251
19	794.439
19a	265.499
19b	265.499
19c	263.441

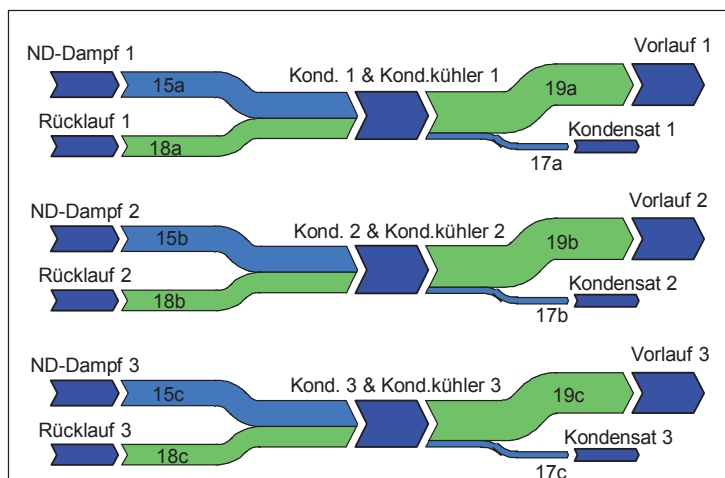


Abbildung 62: Energiebilanz – Kondensatoren und Kondensatkühler

7.4 Entgaser, Speisewasserbehälter 1 und 2

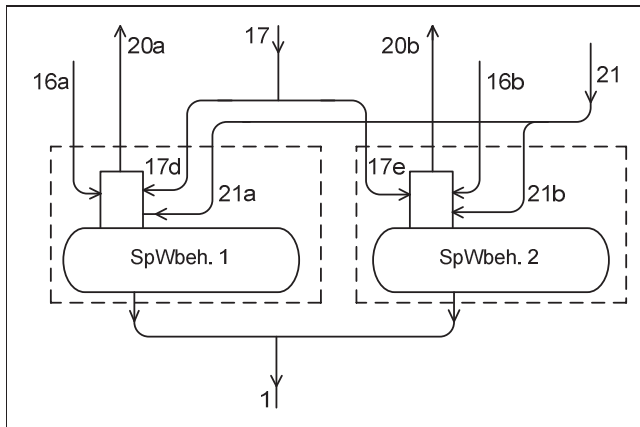


Abbildung 63: Bilanzraum - Entgaser, Speisewasserbehälter 1 und 2

Abbildung 63 zeigt den Bilanzraum der Entgaser und Speisewasserbehälter mit seinen Input- und Outputströmen. Eine Auflistung der Zustände und Mengen der einzelnen Ströme wurde in der Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Stoffströme – Entgaser, Speisewasserbehälter 1 und 2

Stoffstrom	Nr.	Temp. [°C]	Druck [bar]	Enthalpie [MJ/t]	Menge [t/a]
Speisewasser zu MK1 und MK2	1	117,4	50	496	717.548
Niederdruckdampf zu Entgaser 1	16a	155	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	7.104
Niederdruckdampf zu Entgaser 2	16b	155	4,3	2.583 ¹ / 2.802 ²	7.104
Kondensat zu Speisewasserbehälter	17	116	4,3	488	696.234
Kondensat zu SpWbeh. 1	17d	116	4,3	488	348.117
Kondensat zu SpWbeh. 2	17e	116	4,3	488	348.117
Brühdampf von SpWbeh. 1	20a	117,4	-	-	2.168
Brühdampf von SpWbeh. 2	20b	117,4	-	-	2.168
Vollentsalztes Wasser	21	25	-	-	11.512
Vollentsalztes Wasser zu SpWbeh. 1	21a	25	-	-	5.791
Vollentsalztes Wasser zu SpWbeh. 2	21b	25	-	-	5.721

¹ Zustand wenn der Dampf von der Turbine kommt; ² Zustand wenn der Dampf von der Reduzierstation kommt;

Die Brühdampfmenge die bei der Entgasung des Speisewassers abgeführt wird, beträgt:

$$\dot{m}_{20a} = \dot{m}_{17d} + \dot{m}_{21a} + \dot{m}_{16a} - \frac{\dot{m}_1}{2} = 2.238 \text{ t/a}$$

$$\dot{m}_{20b} = \dot{m}_{17e} + \dot{m}_{21b} + \dot{m}_{16b} - \frac{\dot{m}_1}{2} = 2.168 \text{ t/a}$$

Wärmemenge die über den Brühdampf abgeführt wird:

$$\dot{H}_{20a} = \dot{H}_{16a} + \dot{H}_{17d} + \dot{H}_{21a} - \frac{\dot{H}_1}{2}$$

Da \dot{H}_{21a} aufgrund seiner relativ geringen Temperatur nur einen sehr geringen Wärmestrom einbringt, wurde er bei dieser Berechnung vernachlässigt:

$$H_{20a} = 2.808 \text{ MWh/a}$$

In der folgenden Abbildung 64 wurden alle Wärmeströme des Bilanzraums der beiden Speisewasserbehälter und der dazugehörigen Entgaser dargestellt. In Tabelle 17 wurden alle Wärmeströme dieses Bilanzraumes mit ihren entsprechenden Werten zusammengefasst.

Tabelle 17: Wärmemengen
(Entgaser, SpWbeh.)

Nr.	Wärmemenge [MWh/a]
1	98.965
16a	5.118,5
16b	5.118,5
17d	47.172
17e	47.172
20a	2.808
20b	2.808

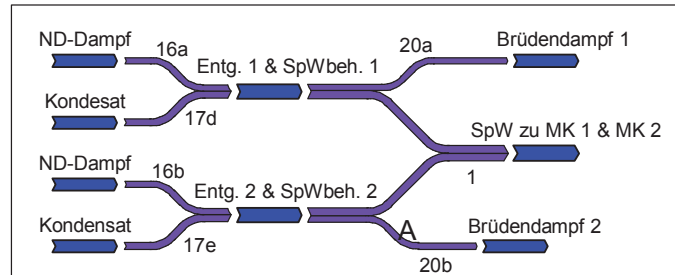


Abbildung 64: Energiebilanz – Entgaser & SpWbeh

7.5 Zusammenfassung der Energiebilanz des WDK

In Abbildung 65 sind alle Input- und Outputwärmeströme des WDK eingezeichnet. In den beiden Müllkesseln wird der Müll thermisch behandelt, dafür muss genügend Verbrennungsluft (Primärluft) zugeführt werden. Die Zufuhr von Erdgas erfolgt nur während des Anfahr- und Abfahrbetriebs der Müllkessel, im Normalbetrieb brennt der Müll ($H_U = 9,5 \text{ MJ/kg}$) ohne Zufuhr von Erdgas. Die bei der thermischen Behandlung entstehende Wärme wird ausgenutzt um das zugeführte Speisewasser in Sattdampf umzuwandeln. Jedoch ist es nicht möglich die gesamte Wärmemenge auszunutzen, da im Kesselbereich Verluste auftreten (vgl. Kap.7.1). Der erzeugte Sattdampf wird anschließend zur Strom und Fernwärmeproduktion eingesetzt, die hier auftretenden Verluste sind sehr gering und wurden in der Bilanzierung vernachlässigt. Die Stromerzeugung erfolgt in einer Gegendruckdampfturbine und die Fernwärmeauskopplung findet in den drei Kondensatoren und Kondensatkühlern statt, eine genauere Betrachtung der elektrischen und thermischen Energieproduktion befindet sich in Kap.7.2 bzw. in Kap.7.3. Eine Zusammenfassung aller Wärmeströme des Wasser – Dampf – Kreislaufs befindet sich in Tabelle 18.

Tabelle 18: Wärmemengen -WDK

Nr.	Wärmemenge [MWh/a]	Nr.	Wärmemenge [MWh/a]	Nr.	Wärmemenge [MWh/a]
1	98.865	8	3.876	16	10.237
2	552.962	9	138.773	17	94.344
3	669.734	10	89.062	18	387.753
4	3.365	11	19.506	19	794.439
5	31.358	12	533.456	20	5.716
6	2.037	13	491.762	Nr.	Elektr. Leistung [MWh/a]
7	16.612	15	501.031	14	41.694

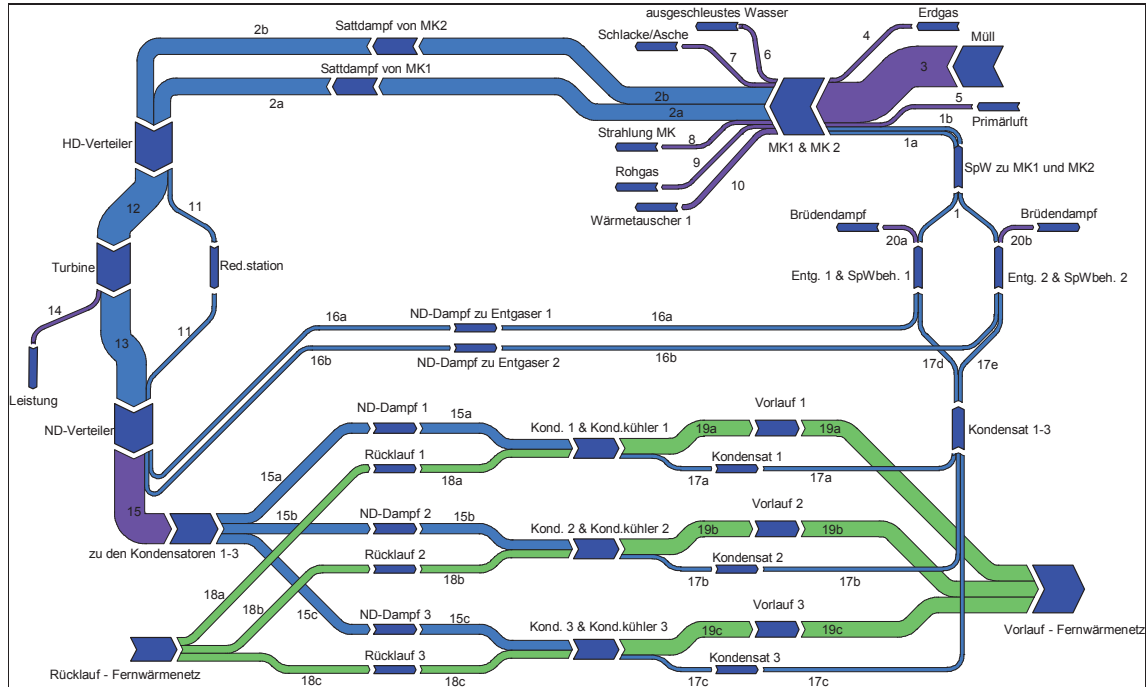


Abbildung 65: Energiebilanz – WDK (Übersicht)

Der Wirkungsgrad des WDK wird mit folgender Gleichung (7) berechnet:

$$\eta_{WDK} = \frac{\sum \dot{Q}_{Output} + \sum P_{Output} - \sum \dot{Q}_{Verluste}}{\sum \dot{Q}_{Input}} \quad (7)$$

η_{WDK} Wirkungsgrad des WDK

$\sum \dot{Q}_{Output} / Verluste$ Summe der ausgekoppelten Wärmemenge bzw. Verluste [MWh/a]

$\sum P_{Output}$ Summe der ausgekoppelten Strommenge [MWh/a]

$\sum \dot{Q}_{Input}$ Summe der zugeführten Wärmemenge [MWh/a]

Eingesetzt in Glg. (7) ergibt sich für den Wirkungsgrad des WDK folgender Wert:

$$\eta_{WDK} = 0,69 \rightarrow 69\%$$

In der folgenden Abbildung 67 wurden alle Input- und Outputströme des WDK dargestellt. Die dazugehörigen Werte der einzelnen Ströme befinden sich in Tabelle 19. Anhand der Abbildung sieht man deutlich, dass der Großteil der Energiezufuhr aus dem Müll bzw. aus dem Rücklauf des Fernwärme Netzes stammt und nur geringe Mengen durch Erdgas und Primärluft zugeführt werden. Diese Inputströme werden zur Energiegewinnung im WDK eingesetzt. Bei der Energieumwandlung entstehen neben der thermischen und elektrischen Energie auch Verluste, diese setzen sich aus dem ausgeschleusten Wasser, der Schlacke,

der Asche, der Wärmestrahlung im Kesselbereich, dem Rohgas und dem Brüdendampf zusammen.

Tabelle 19: Leistung – Input-/Outputströme

Bezeichnung	Leistung [MWh/a]
Müll	669.734
Rücklauf FW-Netz	387.753
Erdgas	3.365
Primärluft	31.358
thermische Leistung	883.501
Verluste	166.914
elektrische Leistung	41.694

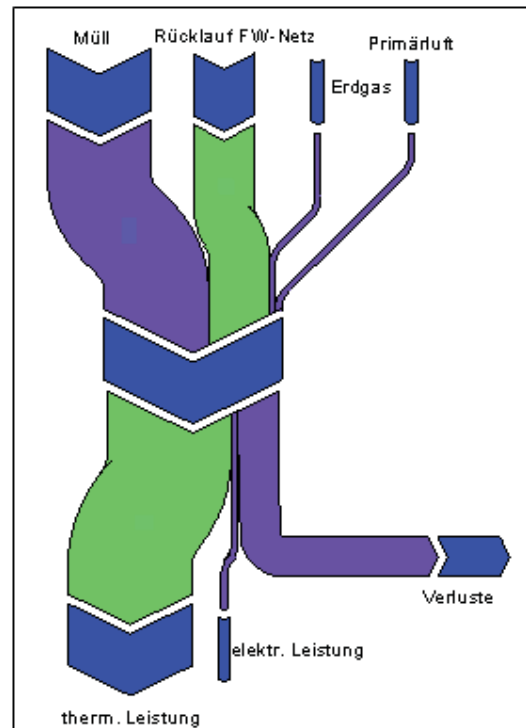


Abbildung 66: Energiebilanz – WDK (Zusammenfassung)

Um den Kesselwirkungsgrad zu berechnen wurde Glg. (8) verwendet:

$$\eta_K = \frac{Q_d}{Q_b} = \frac{m_d \cdot (h_K - h_w)}{m_b \cdot H_U} \quad (8)$$

η_k Kesselwirkungsgrad [%]

Q_d aufgenommene Wärmeleistung des Dampfs [MJ/a]

Q_b Feuerungswärmeleistung [MJ/a]

m_d Dampfmassenstrom [t/a]

m_b Brennstoffmassenstrom [m^3/a] bzw. [t/a]

h_k spezif. Enthalpie Dampf [MJ/t]

h_w spezif. Enthalpie Wasser [MJ/t]

H_U Heizwert [kWh/m^3] bzw. [kWh/kg]

Nach dem einsetzen der entsprechenden Werte, ergibt sich für den Kesselwirkungsgrad folgender Wert:

$$\eta_k = 0,682 \rightarrow 68\%$$

8 Stromprognose

Wie bereits in den vorigen Kapiteln erwähnt, wird ein Teil der in der Turbine erzeugten elektrischen Leistung in das öffentliche Netz eingespeist. Um die Prognosegenauigkeit der gelieferten Strommenge zu erhöhen wurde die derzeit eingesetzte Stromprognose geändert, dafür betrachtete man im Detail die Betriebszustände der Erzeuger und Verbraucher.

Betriebszustand – Erzeuger

Die folgenden Abbildung 67 zeigt das Leistungsdiagramm der Turbine. In diesem Leistungsdiagramm ist die Abhängigkeit zwischen zugeführter Dampfmenge und elektrischer Leistung der Turbine dargestellt. Die für die Erstellung des Diagramms notwendigen Daten (Tagesmittelwerte) der Dampfmengen und der elektrischen Leistungen wurden aus den Aufzeichnungen der Leittechnik (MVA Spittelau) bzw. aus den Unterlagen des Turbinenherstellers entnommen. An den Daten für die Gerade die während des praktischen Betriebs aufgenommen wurde, lassen sich deutlich drei Betriebszustände erkennen:

- Revision (Dampfmenge von ca. 45 t; nur ein Kessel in Betrieb)
- abgesenkte Last (Dampfmenge von ca. 80 t; beide Kessel in Betrieb – großer Anteil an Sperrmüll)
- Normalbetrieb (Dampfmenge von ca. 90 t; beide Kessel in Betrieb)

Die beiden unterschiedlichen Geraden entstehen durch die unterschiedlichen Dampfparameter, bei der theoretischen Geraden beträgt der Frischdampfdruck 33 bar und der Abdampfdruck 5,6 bar während im praktischen Betrieb der Frischdampfdruck bei 31,4 bar und der Abdampfdruck bei 4,3 bar liegt.

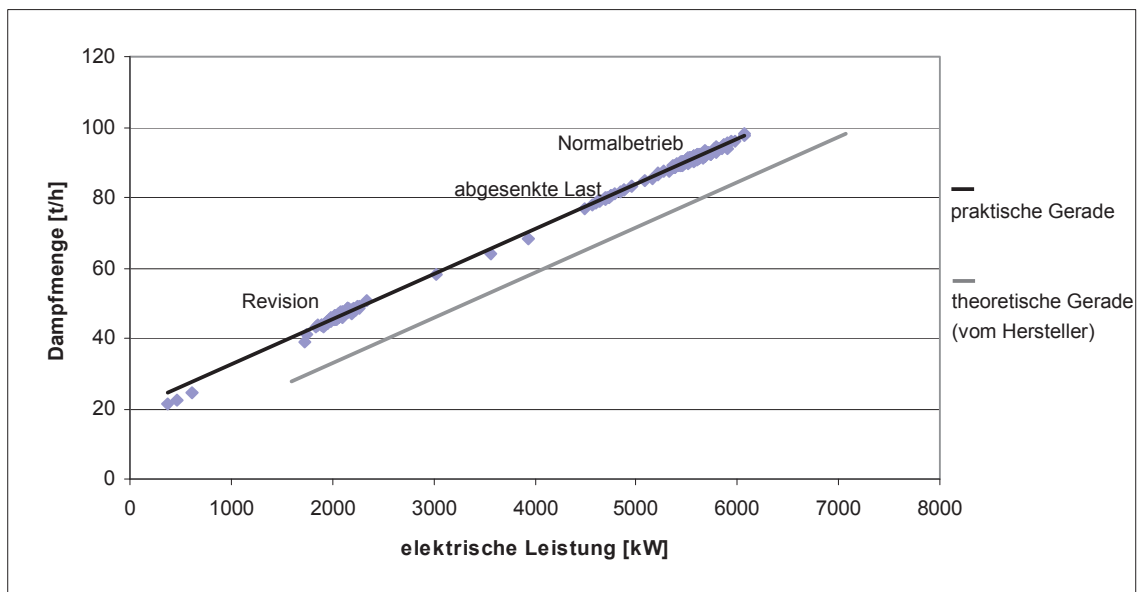


Abbildung 67: Leistungsdiagramm – Turbine

Anhand dieses Diagramms kann nach Angabe der zugeführten Dampfmenge die entsprechende elektrische Leistung der Turbine berechnet bzw. abgelesen werden. Im Normalbetrieb liefern die beiden Müllkessel durchschnittlich 90 t/h, was einer elektrischen

Leistung von 5,5 kW entspricht. Bei kurzfristigen, nicht vorhersehbaren Zwischenfällen kann es zu plötzlichen Einbrüchen in der Dampferzeugung und in weiterer Folge zu einer geringeren elektrischen Leistung an der Turbine kommen. Solche Fälle sind nicht vorhersehbar und können deswegen in der Stromprognose nicht berücksichtigt werden. Jedoch werden geplante Stillstände (Revision) oder Lastabsenkungen in der Prognose berücksichtigt – z.B. ist nur mehr ein Müllkessel in Betrieb ist eine Stromlieferung nicht mehr möglich da die gesamte erzeugte Strommenge zur Abdeckung des Eigenbedarfs eingesetzt werden muss und zusätzlich noch Strom aus dem Netz benötigt wird.

Betriebszustand – Verbraucher

Für die elektrische Versorgung wurde die Anlage in verschiedene Bereiche (Versorgungsschienen) eingeteilt, dazu gehören die Bereiche Müllkessel, Heißwasserkessel, Wasseraufbereitung, Heiznetz und Allgemein. Die unterschiedlichen elektrischen Verbraucher (Aggregate) sind je nach ihrem Einsatzbereich der entsprechenden Versorgungsschiene zugeordnet (vgl. Tabelle A-D im Anhang).

Der Strombedarf der Bereiche Müllkessel und Heißwasserkessel werden sehr deutlich vom Betriebszustand der Kessel beeinflusst. Sind die Kessel außer Betrieb wird nur sehr wenig bis gar kein elektrischer Strom benötigt, dagegen verbrauchen sie während des Betriebes sehr große Strommengen. Um den entsprechenden Strombedarf einem bestimmten Betriebszustand zuzuordnen wurde wie folgt vorgegangen.

Da die beiden Müllkessel zur Abdeckung der Fernwärmegrundlast dienen, versucht man konstant die 60 MW an thermischer Leistung zu erzeugen. Durch die konstante Fahrweise variiert die entsprechende elektrische Leistung auch nur sehr gering. Deswegen wurde für den Normalbetrieb der Müllkessel und den drei unterstützenden Bereichen Wasseraufbereitung, Heiznetz und Allgemein der elektrische Leistungsbedarf außerhalb der Bürozeiten mit 3,7 MW und während der Bürozeiten mit 4,1 MW, durch Berechnung und mit Hilfe von Erfahrungswerten, festgelegt.

Die zwei Heißwasserkessel mit einer thermischen Leistung von je 170 MW werden nur bei Bedarf in Betrieb genommen. Dazu wird vom Lastverteiler rechtzeitig bekannt gegeben welche thermische Leistung in welchem Zeitraum benötigt wird. Da bei geringer thermischer Leistung auch geringere elektrische Leistungen benötigt werden, wurden hier vier Lastbereiche (vgl. Tabelle 20) für den Heißwasserkessel festgelegt.

Tabelle 20: HWK - Lastfälle

	thermische Leistung [MW]	elektrische Leistung [MW]
Lastfall 1	< 40	0,2
Lastfall 2	40 – 80	0,3
Lastfall 3	81 – 120	0,6
Lastfall 4	> 120	1

Stromprognose – Oberfläche

Anhand eines Beispiels (Stromprognose vom 07.01.08) wird die Oberfläche der neuen Stromprognose genauer erläutert, eine Abbildung dieses Beispiels befindet sich im Anhang (Tabelle E).

Bei der Stromprognose müssen für jede Stunde die prognostizierten Daten abgegeben werden. Nach Eingabe der vorhandenen Dampfmenge ist es möglich über die Geradengleichung die erzeugte elektrische Leistung der Turbine zu berechnen. Für die Prognose des Stromeigenbedarfs gibt es mehrere Möglichkeiten, die im Abschnitt „Betriebszustand – Verbraucher“ genauer beschrieben wurden. Nach der Eingabe der Daten für die Stromerzeugung und des Stromeigenbedarfs kann die Menge der Stromlieferung berechnet werden.

Vergleich - Stromprognose

Für Vergleichszwecke wurde eine Woche lang, neben der zurzeit eingesetzten Stromprognose auch die neue Variante der Stromprognose angewendet. In der nachfolgenden Tabelle 21 sind die prognostizierten Strommengen, die tatsächlich gelieferten Strommengen und die Abweichungen (Ausgleichsenergiemengen) aufgelistet.

Tabelle 21: Strommengen (Prognose, Lieferung, Abweichung)

	Stromprognose A ¹ [MW]	Stromprognose B ² [MW]	tats. gelieferte Strommenge C [MW]	Abweichung A von C [MW]	Abweichung B von C [MW]
01.01	36,4	36,8	34,4	-2	-2,4
02.01	19,2	17,1	12,7	-6,5	-4,4
03.01	18,8	16,1	16,4	-2,4	+0,3
04.01	16,4	14	17,9	+1,5	+3,9
05.01	24	21,6	19,6	-4,4	-2
06.01	36	38,9	42,1	+6,1	+3,2
07.01	34,4	34,7	35,9	+1,5	+1,2
Summe	185,2	179,2	179	-15,3[*]	+9,1[▲]
				-8,8[*]	+8,6[▲]

¹ zurzeit eingesetzte Stromprognose; ² neue Stromprognose; bezogene Ausgleichsenergie;
[▲] gelieferte Ausgleichsenergie;

In Summe konnte die gelieferte Strommenge (179 MW) relativ genau mit der neuen Prognose (179,2 MW) vorhergesagt werden. Bei den täglich abgegebenen Prognosen wurden die Abweichungen zwar minimiert, konnten aber nicht vollständig vermieden werden da es im Laufe des Tages des öfteren kurzfristig zu Abweichungen zwischen erzeugter und prognostizierter Dampfmenge bzw. zwischen tatsächlicher und prognostizierten elektrischen Leistung der Turbine kam.

Für die wirtschaftliche Betrachtung wurden die entsprechenden Mengen an Ausgleichsenergie mit ihren Preisen am Ausgleichsenergiemarkt bewertet. Da sich die Preise für die gelieferte Ausgleichsenergie wie auch für die bezogene Ausgleichsenergie sehr häufig ändern, wurden die Preise für den Jänner 2008 gemittelt. Der Preis für die bezogene MWh liegt bei 64,13 € und der für die gelieferte MWh liegt bei 53,10 €. In Tabelle 22 sind die Entgelte der Ausgleichsenergie für beide Stromprognosen zusammengefasst.

Tabelle 22: Ausgleichsenergie – Entgelte

	Stromprognose A¹	Stromprognose B²
Ertrag – gelieferte AE [€]	483,2	456,7
Kosten – bezogene AE [€]	981,2	564,3
Gesamtkosten [€]	498	107,6

¹ zurzeit eingesetzte Stromprognose; ² neue Stromprognose;

Bei der Stromprognose A mussten in der betrachteten Woche 15,3 MW an AE bezogen und 9,1 MW an AE konnten geliefert werden. Durch den erhöhten Bezug an AE entstanden erhöhte Kosten, die auch durch die erhaltenen Erträge nicht abgedeckt werden konnten – somit müsste man für die Abweichungen bei der AE mit Kosten in der Höhe von 498 € rechnen. Nach der Stromprognose B, müsste man im betrachteten Zeitraum 8,8 MW an AE beziehen und 8,6 MW an AE liefern. Da sich die bezogenen und gelieferten Mengen an AE nur gering unterscheiden, können die Kosten für die AE fast vollständig von den Erträgen der gelieferten AE gedeckt werden.

In Summe betrachtet konnten bei beiden Prognosen keine Erlöse erwirtschaftet werden, jedoch wurden die wöchentlichen Gesamtkosten von 498 € auf 108 € reduziert.

Um einen Ausblick auf das gesamte Jahr 2008 zu machen ging man von der Annahme aus, dass sich die Preise für Ausgleichsenergie weiterhin etwa auf diesem Preisniveau befinden und sich die Mengen an Ausgleichsenergie nicht stark verändern. Summiert man die Gesamtkosten der Stromprognose A und B auf das gesamte Jahr auf, dann würden Gesamtkosten bei der Stromprognose A von 19.920 € und bei der Stromprognose B von 4.304 € entstehen. Durch die geänderte Stromprognose (B) könnten jährlich etwa 15.616 € eingespart werden.

Durch die geänderte Stromprognose konnte also die Prognosegenauigkeit der Stromlieferung erhöht und die Kosten für das Unternehmen minimiert werden.

9 Ergebnisse / Diskussion

Für die Optimierung der Energiewirtschaft in der MVA Spittelau wurden die davon betroffenen Bereiche genauer untersucht. Dazu zählen die verfahrenstechnischen Hintergründe der Energiegewinnung, die Handhabung der Strom- und Fernwärmewirtschaft innerhalb der Anlage, sowie auch das energiewirtschaftliche und rechtliche Umfeld.

Die Energiegewinnung in der MVA Spittelau erfolgt hauptsächlich über dem Wasser – Dampf – Kreislauf, wobei die Stromerzeugung in einer Gegendruckdampfturbine und die Fernwärmeauskopplung in einem Wärmeaustauschersystem erfolgen. Dieser Kreislauf wurde im Rahmen der Diplomarbeit in verschiedene Abschnitte unterteilt, um eine bessere Übersicht zu bekommen und um detaillierter auf die entsprechenden Medien, Aggregate und Funktionen einzugehen. Im speziellen wurde hier die Gegendruckdampfturbine behandelt, da sie für die Stromerzeugung und in weiterer Folge für die Stromlieferung ausschlaggebend ist. Nach den Erläuterungen der Medien, Aggregate und deren Funktionsweisen konnte für jeden einzelnen Abschnitt eine Massen- und Energiebilanzierung durchgeführt werden.

Im Rahmen dieser Bilanzierung wurden die In- und Outputströme der einzelnen Abschnitte festgelegt und in weiterer Folge die Energieinhalte der Stoffströme und die Verluste des gesamten Systems berechnet. Weiters ließen sich mit den Ergebnissen aus der Energiebilanzierung der durchschnittliche Heizwert des Mülls und verschiedene Wirkungsgrade berechnen.

Die Verfahrenstechnik des betrachteten Systems (WDK) und die Strom- und Fernwärmewirtschaft innerhalb aber auch außerhalb der Anlage wurde genauer erörtert, während über das rechtliche Umfeld nur ein kurzer Überblick gegeben wurde.

Im Zuge der Strommarktliberalisierung wird der erzeugte Strom auf der Strombörse gehandelt, dafür müssen rechtzeitig die verfügbaren Strommengen bekannt sein. Dafür muss von jedem Erzeuger rechtzeitig eine Stromprognose abgegeben werden. Die MVA Spittelau zählt auch zu den Stromerzeugern und muss somit eine Stromprognose über die einzuspeisenden Strommengen abgeben. Zu diesem Zweck gibt es in der MVA ein Programm mit dem die lieferbaren Strommengen abgeschätzt werden können. Da es bei dieser Stromprognose immer wieder zu großen Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich gelieferten Strommengen kam wurde im Rahmen der Diplomarbeit an einer Änderung dieser Stromprognose gearbeitet.

Die für die Änderung der Stromprognose notwendigen Daten und Kenntnisse konnten durch eine genaue Betrachtung des Wasser – Dampf – Kreislaufs und dessen Bilanzierung, sowie der Evaluierung der Stromhauptverbraucher und durch Gespräche mit erfahrenen Mitarbeitern der Fernwärme Wien erarbeitet werden.

Um einen praktischen Vergleich zwischen den beiden Varianten der Stromprognose durchzuführen wurden beide Varianten eine Woche lang für die Prognose eingesetzt.

Dieser Versuchsbetrieb führte zu dem Ergebnis, dass die Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich gelieferten Strommengen mit der neuen Stromprognose minimiert werden konnten. Den Bezug bzw. Lieferung von Ausgleichsenergie vollständig zu vermeiden, d.h. die genaue, lieferbare, elektrische Leistung zu prognostizieren war nicht möglich. Da die in der Turbine erzeugte elektrische Leistung von der zugeführten Dampfmenge (ist variabel) abhängig ist.

Anhand des Versuchsbetriebs konnten auch die Kosten bzw. die Erträge der Ausgleichsenergie der beiden Stromprognosen einander gegenübergestellt werden. Für den Versuchsbetrieb der über eine Woche ging, wurden die Preise für die Ausgleichsenergie über den Monat Jänner 2008 gemittelt, da die Preise davon abhängig sind wie viel Ausgleichsenergie sich in der Regelzone befindet - was sich ständig ändern kann. Ist in der Regelzone zuviel Ausgleichsenergie vorhanden, entstehen Kosten bei einer Lieferung und Erträge bei einem Bezug. Tritt der Fall ein, dass sich in der Regelzone zuwenig Ausgleichsenergie befindet, erzielt man bei einer Lieferung Erträge und bei einem Bezug Kosten.

Um trotzdem einen Ausblick für das Jahr 2008 über Kosten und Erträge der Ausgleichsenergie zu machen wurden die Preise für den Monat Jänner 2008 herangezogen. Vergleicht man diese Preise aus dem Jänner 2008 mit Preisen aus davorliegenden Monaten, lässt sich erkennen dass sie im guten Mittelfeld liegen. Die Mengen an Ausgleichsenergie pro Woche wurden aus dem Versuchsbetrieb entnommen und auf ein Jahr aufsummiert.

Für die Berechnung wurden also folgende Preise eingesetzt, bezogene Ausgleichsenergie 64,13 €/MWh und für die gelieferte Ausgleichsenergie 53,10 €. Mit der Stromprognose A würde man auf Gesamtkosten in der Höhe von 19.929 € kommen und bei Einsatz der Stromprognose B auf 4.304 €. Mit der geänderten Form der Stromprognose (B) könnten jährlich etwa 15.616 € eingespart werden.

Durch die geänderte Stromprognose konnte die Prognosegenauigkeit für die Stromlieferung erhöht und in weiterer Folge die Gesamtkosten der Ausgleichsenergie gesenkt werden.

10 Verzeichnisse

10.1 Literatur

- [1] BGBl. Nr. 149/2002: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden; (Ökostromgesetz)
- [2] BGBl.Nr. 143/1998: Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird;
(Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz – EIWOG)
- [3] BGBl.Nr. 252/1985: Bundesgesetz vom 13. Juni 1985, mit dem das Energieförderungsgesetz 1979 geändert wird.
- [4] Heindl; Nikodym: Werksbeschreibung der Müllverbrennungsanlage Spittelau.
- [5] Scharmer; Heindl: Werksbeschreibung der Müllverbrennungsanlage Spittelau.
- [6] G. Meyer; Kraftwerksschule E.V.: Lehrhefte für die Kraftwerker-Ausbildung, Heft 9 – Dampfturbinen.
- [7] <http://de.wikipedia.org/wiki/Wasser>
- [8] Kirchner, Alexander: Energieumwandlung in der thermischen Abfallverwertung, Fernwärme Wien GmbH; Wien, 2006.
- [9] Cerbe; Hoffmann: Einführung in die Thermodynamik – Von den Grundlagen zur technischen Anwendung, 12., verbesserte Auflage; München, Wien: Hanser, 1999.
- [10] <http://de.wikipedia.org/wiki/Wasserdampf>
- [11] Doering, Ernst; Schedwill, Herbert: Grundlagen der Technischen Thermodynamik, 3., verbesserte Auflage; Stuttgart: Teubner, 1987.
- [12] Reschenauer, Angelika E.: Energiemix, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ); Wien, 2006.
- [13] <http://www.e-sicher.at>
- [14] Energie Express, Wirtschaftsblatt, Ausgabe 1, Oktober 2003.

- [15] Republik Österreich – Bundeswettbewerbsbehörde: Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft – 1.Zwischenbericht; Wien, 2004.
- [16] Haberfellner; Hujber; Koch: Strommarktliberalisierung in Österreich; E-Control, Working Paper Nr.8, 2002.
- [17] Haberfellner, Maria: Liberalisierung und Regulierung des österreichischen Strommarktes; E-Control, Working Paper Nr.1, 2002.
- [18] Malzl, Michael: EIWOG 2000 – Rahmenbedingungen für die 100%-ige Marktöffnung – Umsetzung bei Wienstrom; Präsentation; Wien, 2001.
- [19] E – Control: Liberalisierungsbericht 2003; Wien, 2003.
- [20] Hujber, Andreas: Strukturen und Mechanismen des liberalisierten Strommarktes; E-Control, Working Paper Nr.6, 2002.
- [21] Fernwärme in Österreich – Zahlenspiegel 2006; Fachverband Gas Wärme,2006.
- [22] <http://aeiou.iicm.tugraz.at/aeiou.encyclop.f/f273361.htm>
- [23] http://www.statistik.at/fachbereich_03/mikrozensus_ergebnis3.shtml
- [24] <http://www.eva.ac.at/klip/perspektiven/beitrag07.de.htm#h3>
- [25] Wien Energie Fernwärme – Nachhaltigkeitsbericht 2007; Wien, 2007.
- [26] K. J., Thome´ - Kozmiensky; Michael, Beckmann: Energie aus Abfall – Band 2; Neuruppin: TK Verlag; 2007.
- [27] <http://www.naturkost.de/meldungen/2005/050613ov1.htm>
- [28] Isabella, Kossina: Abfallwirtschaft für Wien; Neuruppin: TK Verlag; 2004.
- [29] Statistik MIS

10.2 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AE	Ausgleichsenergie
bar	Druckeinheit
BGBI	Bundesgesetzblatt
cm	Zentimeter
d.h.	das heißt
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts. und -organisationsgesetz
EEX	European Energy Exchange
EXAA	Energy Exchange Austria
GUD - Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
H	Enthalpie
HCL	Salzsäure
Hz	Hertz
H ₂ CO ₃	Kieselsäure
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPX	Leipzig Power Exchange
m	Meter
mg	Milligramm
min	Minute
Mrd.	Milliarden
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
ND	Niederdruck
Nm ³	Normkubikmeter
NH ₃	Ammoniak
NO _x	Stickoxide
O ₂	Sauerstoff
OTC	Over the counter
p	Druck
p _K	kritischer Druck
Pa	Pascal

RGWT	Rauchgaswärmetauscher
S	Entropie
SCR	selektive katalytische Reduktion
t	Tonne
T	Temperatur
t_s	Siedetemperatur
T_k	kritische Temperatur
U	Umdrehungen
U	Innere Energie
V	Volumen
WDK	Wasser – Dampf - Kreislauf
x	Dampfgehalt
€	Euro
°C	Grad Celsius
%	Prozent

10.3 Tabellen

Tabelle 1: In- und Outputströme der MVA Spittelau (2006), bezogen auf 1 t Abfall	14
Tabelle 2: Technische Daten der MVA Spittelau	14
Tabelle 3: Anzahl der Stromerzeugungsanlagen im Verhältnis zum erzeugten Strom 2004 [12].....	43
Tabelle 4: Strommengen in [MWh]	57
Tabelle 5: Ausgleichsenergiemengen.....	58
Tabelle 6: durchschnittliche Preise der AE und der prognostizierten Strommengen	59
Tabelle 7: Wärmequellen im Fernwärmeverbund Wien (Stand 2006) [29]	66
Tabelle 8: Ausgekoppelte Wärmemengen der letzten Jahre.....	70
Tabelle 9: Wärmemengen aus dem Bereich der beiden Müllkessel.....	71
Tabelle 10: Massenströme – Müllkessel 1 und 2	74
Tabelle 11: Wärmemengen (MK1,MK2)	76
Tabelle 12: Stoffströme – Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation	76
Tabelle 13: Wärmemengen – HD-/ND-Verteiler, Turbine und Reduzierstation	79
Tabelle 14: Stoffströme – Kondensator / Kondensatkühler	80
Tabelle 15: Wärmemengen (Kondensator und Kondensatkühler).....	82
Tabelle 16: Stoffströme – Entgaser, Speisewasserbehälter 1 und 2.....	83
Tabelle 17: Wärmemengen (Entgaser, SpWbeh)	84
Tabelle 18: Wärmemengen - WDK.....	84

Tabelle 19: Leistung – Input-/Outputströme.....	86
Tabelle 20: HWK - Lastfälle	88
Tabelle 21: Strommengen (Prognose, Lieferung, Abweichung).....	89
Tabelle 22: Ausgleichsenergie – Entgelte.....	90

10.4 Abbildungen

Abbildung 1: MVA Spittelau.....	10
Abbildung 2: Verfahrensschema der MVA Spittelau	11
Abbildung 3: Verfahrensschema des Wasser - Dampf - Kreislaufs der MVA Spittelau	17
Abbildung 4: Speisewasserbehälter	18
Abbildung 5: Entgaser	18
Abbildung 6: Kesselspeispumpe (von vorne).....	19
Abbildung 7 : Kesselspeispumpe (Seitenansicht)	19
Abbildung 8: Speisewasserregelstation.....	20
Abbildung 9: Speisewasserregelstation der beiden	20
Abbildung 10: Modell – Müllkessel	21
Abbildung 11: Schematische Darstellung - Economiser.....	21
Abbildung 12: Kesseltrommel.....	22
Abbildung 13: Schematische Darstellung der Kesseltrommel.....	22
Abbildung 14: Naturumlaufprinzip.....	23
Abbildung 15: Reduzierstation.....	24
Abbildung 16: Sicherheitsventile der Abgangsleitungen	24
Abbildung 17: Dampfturbine.....	25
Abbildung 18: Schematische Darstellung der Dampfturbine	25
Abbildung 19: Laufschaufelreihen der Dampfturbine	27
Abbildung 20: Turbinengehäuse.....	28
Abbildung 21: Wellendichtung.....	28
Abbildung 22: Ölversorgung	30
Abbildung 23: Niederdruckverteiler.....	30
Abbildung 24:Niederdruckverteiler (mit Bezeichnung der Leitungen).....	30
Abbildung 25: Kondensator- und Kondensatkühlergruppe.....	31
Abbildung 26: Schematische Darstellung - Kondensator und Kondensatkühler.....	32

Abbildung 27: Verdampfungsvorgang bei konstantem Druck	33
Abbildung 28: $\lg p - h$ - Diagramm [9]	34
Abbildung 29: Schaltbild einer Dampfkraftanlage	38
Abbildung 30: Clausius - Rankine - Prozeß im T,s – Diagramm	38
Abbildung 31: Schaltbild der Dampfkraftanlage Spittelau	40
Abbildung 32: T,s – Diagramm	40
Abbildung 33: Erzeugungsstruktur in Österreich 2004 [12]	42
Abbildung 34: Stromerzeugung und Stromverbrauch in Österreich [13]	44
Abbildung 35: Regelzonen in Österreich [14].....	44
Abbildung 36: Struktur der Netzbetreiber in Österreich [14].....	45
Abbildung 37: Produktionsstufen im Stromsektor	46
Abbildung 38: Gesamtstrompreisentwicklung 1999 – 2002, Index 1999 = 100 [16]	47
Abbildung 39: Akteure und deren Aufgaben am Strommarkt [18]	48
Abbildung 40: Großhandelspreisentwicklung (2003) an der EEX und der EXAA [19]	50
Abbildung 41: Strompreisentwicklung am österreichischen Großhandelsmarkt (2006).....	52
Abbildung 42: Zusammensetzung des Strompreises (Stand – November 2004) [15]	53
Abbildung 43: Vorlage für die Stromprognose	55
Abbildung 44: Verlauf Stromlieferung und Strombezug (gemittelte Werte von 1999-2006)...	55
Abbildung 45: Jährliche Gesamtstrommengen der verschiedenen Bereiche	56
Abbildung 46: Zusammensetzung des Strombedarfs bzw. der Stromherkunft (2006).....	57
Abbildung 47: Zusammensetzung des Stromeigenbedarfs (2006).....	58
Abbildung 48: Erträge und Kosten.....	59
Abbildung 49: Wohnungen nach verwendetem Heizmaterial [Stand 2003].....	60
Abbildung 50: Anteile der Energieträger auf dem Raumwärmemarkt [25].....	61
Abbildung 51: Entwicklung der Hausabfallentsorgung in Wien von 1969 bis 2020 [28].....	65
Abbildung 52: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung in Wien von 1979 bis 2006	67
Abbildung 53: Fernwärmeerzeugungsanlagen und ihr Anteil am Verbundsystem in Wien (Stand 2006)	68
Abbildung 54: Fernwärme-Versorgung durch die Fernwärme Wien 2006.....	69
Abbildung 55: Entwicklung der Trassenlänge der Fernwärmeleitungen (primär und sekundär) [29].....	70
Abbildung 56: Bilanzierungsfließbild – WDK.....	72

Abbildung 57: Bilanzraum Müllkessel.....	73
Abbildung 58: Energiebilanz Müllkessel	76
Abbildung 59: Bilanzraum Hoch-, Niederdruckverteiler, Turbine und Reduzierstation	76
Abbildung 60: Bilanzraum – HD-/ND-Verteiler, Turbine und Reduzierstation – Energiebilanz	79
Abbildung 61: Bilanzraum Kondensator / Kondensatkühler	80
Abbildung 62: Energiebilanz – Kondensatoren und Kondensatkühlern.....	82
Abbildung 63: Bilanzraum - Entgaser, Speisewasserbehälter 1 und 2.....	83
Abbildung 64: Energiebilanz – Entgaser & SpWbeh	84
Abbildung 65: Energiebilanz – WDK (Übersicht).....	85
Abbildung 66: Energiebilanz – WDK.....	86
Abbildung 67: Leistungsdiagramm – Turbine.....	87

Anhang

Tafel 1: Wasserdampf, Sättigungszustand (Drucktafel) [9]

p bar	t °C	v' m ³ /kg	v'' m ³ /kg	h' kJ/kg	h'' kJ/kg	r kJ/kg	s' kJ/kg K	s'' kJ/kg K
0,0061	0	0,00100002	206,14	-0,04	2500,9	2500,9	-0,0002	9,1558
0,0061	0,01	0,00100002	206,00	0,00	2500,9	2500,9	0	9,1555
0,01	6,97	0,00100001	129,18	29,30	2513,7	2484,4	0,1059	8,9749
0,02	17,50	0,0010014	66,99	73,43	2532,9	2459,5	0,2606	8,7227
0,03	24,08	0,0010028	45,66	100,99	2544,9	2443,9	0,3543	8,5766
0,04	28,96	0,0010041	34,79	121,40	2553,7	2432,3	0,4224	8,4735
0,05	32,88	0,0010053	28,19	137,77	2560,8	2423,0	0,4763	8,3939
0,06	36,16	0,0010064	23,73	151,49	2566,7	2415,2	0,5209	8,3291
0,07	39,00	0,0010075	20,53	163,37	2571,8	2408,4	0,5591	8,2746
0,08	41,51	0,0010085	18,10	173,85	2576,2	2402,4	0,5925	8,2274
0,09	43,76	0,0010094	16,20	183,26	2580,3	2397,0	0,6223	8,1859
0,1	45,81	0,0010103	14,671	191,81	2583,9	2392,1	0,6492	8,1489
0,2	60,06	0,0010171	7,648	251,40	2609,0	2357,6	0,8320	7,9072
0,3	69,10	0,0010222	5,229	289,23	2624,6	2335,3	0,9439	7,7675
0,4	75,86	0,0010264	3,993	317,57	2636,1	2318,5	1,0259	7,6690
0,5	81,32	0,0010299	3,240	340,48	2645,2	2304,7	1,0910	7,5930
0,6	85,93	0,0010331	2,732	359,84	2652,9	2293,0	1,1452	7,5311
0,7	89,93	0,0010359	2,365	376,68	2659,4	2282,7	1,1919	7,4790
0,8	93,49	0,0010385	2,087	391,64	2665,2	2273,5	1,2328	7,4339
0,9	96,69	0,0010409	1,870	405,13	2670,3	2265,2	1,2694	7,3942
1,0	99,61	0,0010431	1,694	417,44	2675,0	2257,5	1,3026	7,3588
1,1	102,29	0,0010453	1,550	428,77	2679,2	2250,4	1,3328	7,3268
1,2	104,78	0,0010473	1,428	439,30	2683,1	2243,8	1,3608	7,2976
1,3	107,11	0,0010492	1,325	449,13	2686,7	2237,5	1,3867	7,2708
1,4	109,29	0,0010510	1,237	458,37	2690,0	2231,6	1,4109	7,2460
1,5	111,35	0,0010527	1,159	467,08	2693,1	2226,0	1,4335	7,2239
2,0	120,21	0,0010605	0,8857	504,68	2706,2	2201,6	1,5301	7,1269
3,0	133,53	0,0010732	0,6058	561,46	2724,9	2163,4	1,6718	6,9916
4,0	143,61	0,0010836	0,4624	604,72	2738,1	2133,3	1,7766	6,8954
6,0	158,83	0,0011006	0,3156	670,50	2756,1	2085,6	1,9311	6,7592
8,0	170,41	0,0011148	0,2403	721,02	2768,3	2047,3	2,0460	6,6615
10	179,89	0,0011272	0,1943	762,7	2777,1	2014,4	2,1384	6,5850
15	198,30	0,0011539	0,1317	844,7	2791,0	1946,3	2,3147	6,4431
20	212,38	0,0011768	0,0996	908,6	2798,4	1889,8	2,4470	6,3392
30	233,86	0,0012167	0,0667	1008,4	2803,3	1794,9	2,6456	6,1858
40	250,36	0,0012526	0,0498	1087,4	2800,9	1713,5	2,7967	6,0697
50	263,94	0,0012864	0,0394	1154,5	2794,2	1639,7	2,9207	5,9737
60	275,59	0,0013193	0,0324	1213,7	2784,6	1570,8	3,0274	5,8901
70	285,83	0,0013519	0,0274	1267,4	2772,6	1505,1	3,1220	5,8146
80	295,01	0,0013847	0,0235	1317,1	2758,6	1441,5	3,2077	5,7448
90	303,35	0,0014181	0,0205	1363,7	2742,9	1379,2	3,2866	5,6790
100	311,00	0,001453	0,0180	1407,9	2725,5	1317,6	3,3603	5,6159
110	318,08	0,001489	0,0160	1450,3	2706,4	1256,1	3,4300	5,5545
120	324,68	0,001526	0,0143	1491,3	2685,6	1194,3	3,4965	5,4941
130	330,86	0,001566	0,0128	1531,4	2662,9	1131,5	3,5606	5,4339
140	336,67	0,001610	0,0115	1570,9	2638,1	1067,2	3,6230	5,3730
150	342,16	0,001657	0,0103	1610,2	2610,9	1000,7	3,6844	5,3108
160	347,36	0,001710	0,0093	1649,7	2580,8	931,1	3,7457	5,2463
180	356,99	0,001839	0,0075	1732,0	2509,6	777,6	3,8717	5,1056
200	365,75	0,002039	0,0059	1827,1	2411,5	584,4	4,0155	4,9301
210	369,83	0,002212	0,0050	1889,4	2337,7	448,3	4,1093	4,8065
220	373,71	0,002750	0,0036	2021,9	2169,3	147,3	4,3109	4,5386
220,64	373,95	0,003106		2087,55		0	4,4120	

Tafel 2: Wasserdampf, überhitzter Dampf [9]

p bar	t °C	v m ³ /kg	h kJ/kg	s kJ/kg K	t °C	v m ³ /kg	h kJ/kg	s kJ/kg K
0,2	100	8,586	2686,2	8,1262	350	14,375	3177,4	9,1311
	150	9,749	2782,3	8,3680	400	15,530	3279,8	9,2892
	200	10,907	2879,1	8,5842	450	16,684	3383,8	9,4383
	250	12,064	2977,1	8,7811	500	17,839	3489,6	9,5797
	300	13,220	3076,5	8,9624	600	20,147	3706,2	9,8431
0,4	100	4,280	2683,7	7,8009	350	7,185	3177,0	8,8108
	150	4,866	2780,9	8,0455	400	7,763	3279,5	8,9690
	200	5,448	2878,2	8,2629	450	8,341	3383,6	9,1182
	250	6,028	2976,5	8,4602	500	8,918	3489,4	9,2596
	300	6,607	3076,0	8,6419	600	10,073	3706,0	9,5231
0,6	100	2,845	2681,1	7,6083	350	4,788	3176,6	8,6232
	150	3,239	2779,5	7,8557	400	5,174	3279,2	8,7815
	200	3,628	2877,3	8,0743	450	5,559	3383,3	8,9308
	250	4,016	2975,8	8,2722	500	5,944	3489,1	9,0722
	300	4,402	3075,5	8,4541	600	6,714	3705,9	9,3358
1,0	100	1,696	2675,8	7,3610	350	2,871	3175,8	8,3865
	150	1,937	2776,6	7,6147	400	3,103	3278,5	8,5451
	200	2,172	2875,5	7,8356	450	3,334	3382,8	8,6945
	250	2,406	2974,5	8,0346	500	3,566	3488,7	8,8361
	300	2,639	3074,5	8,2171	600	4,028	3705,6	9,0998
1,2	150	1,611	2775,1	7,5278	400	2,585	3278,2	8,4606
	200	1,809	2874,6	7,7499	450	2,778	3382,6	8,6101
	250	2,004	2973,9	7,9495	500	2,971	3488,5	8,7517
	300	2,198	3074,1	8,1323	550	3,164	3596,1	8,8866
	350	2,392	3175,4	8,3019	600	3,356	3705,4	9,0155
1,5	150	1,286	2772,9	7,4207	400	2,067	3277,8	8,3571
	200	1,445	2873,1	7,6447	450	2,222	3382,2	8,5067
	250	1,601	2972,9	7,8451	500	2,376	3488,2	8,6484
	300	1,757	3073,3	8,0284	550	2,530	3595,8	8,7833
	350	1,912	3174,9	8,1983	600	2,685	3705,2	8,9123
2,0	150	0,9599	2769,1	7,2809	400	1,5493	3277,0	8,2235
	200	1,0805	2870,8	7,5081	450	1,6655	3381,5	8,3733
	250	1,1989	2971,3	7,7100	500	1,7814	3487,6	8,5151
	300	1,3162	3072,1	7,8940	550	1,8973	3595,4	8,6501
	350	1,4330	3173,9	8,0643	600	2,0130	3704,8	8,7792
4,0	150	0,4709	2752,8	6,9305	400	0,7726	3273,9	7,9001
	200	0,5343	2861,0	7,1724	450	0,8311	3379,0	8,0507
	250	0,5952	2964,6	7,3805	500	0,8894	3485,5	8,1931
	300	0,6549	3067,1	7,5677	550	0,9475	3593,6	8,3286
	350	0,7139	3170,0	7,7398	600	1,0056	3703,2	8,4579
6,0	200	0,3521	2850,7	6,9684	450	0,5530	3376,4	7,8609
	250	0,3939	2957,7	7,1834	500	0,5920	3483,3	8,0039
	300	0,4344	3062,1	7,3740	550	0,6309	3591,7	8,1398
	350	0,4743	3166,1	7,5480	600	0,6698	3701,7	8,2694
	400	0,5137	3270,7	7,7095	650	0,7085	3813,2	8,3937
8,0	200	0,2609	2839,8	6,8176	450	0,4139	3373,8	7,7255
	250	0,2932	2950,5	7,0403	500	0,4433	3481,2	7,8690
	300	0,3242	3056,9	7,2345	550	0,4726	3589,9	8,0053
	350	0,3544	3162,2	7,4106	600	0,5019	3700,1	8,1353
	400	0,3843	3267,6	7,5733	650	0,5310	3811,9	8,2598

Tabelle A: Aggregate - Müllkesselschiene 1

Anzahl	Aggregat	Leistung [kW]
5	Prozesspumpe	55
2	Prozesspumpe	110
1	NH ₃ – Eindüsenventilator 1	30
1	Denox Gebläse	75
1	Primärluftgebläse	200
1	Müllkran	130
2	RGWT - Pumpe	55
3	Speisewasserpumpe	132
1	Schlackenkran	100
1	Sekundärluftgebläse	75
3	Müllkessel - Erzeugerpumpe	110
1	Nachspeispumpe	30

Tabelle B: Aggregate - Müllkesselschiene 2

Anzahl	Aggregat	Leistung [kW]
1	Prozesspumpe	55
2	Prozesspumpe	110
1	NH ₃ – Eindüsenventilator 2	30
2	Kompressor	110
1	Denox Gebläse	75
1	Primärluftgebläse	200
1	Netzpumpe	1000
1	Müllkran	130
2	RGWT - Pumpe	55
1	Speisewasserpumpe	132
1	Schlackenkran	100
1	Sekundärluftgebläse	75
1	Müllkessel - Erzeugerpumpe	110

Tabelle C: Aggregate - Wasseraufbereitung, Allgemein, Netz, Saugzug

Anzahl	Aggregat	Leistung [kW]
4	Rohwasserpumpe	75
2	Nutzwasserpumpe	132
2	Einspeisung Beimischpumpe	75
3	Druckerhöhungspumpe	110
2	Druckerhöhungspumpe	200
2	Nachspeispumpe	75
1	Nachspeispumpe	200
2	Kompressor	110
8	Kompressor - Kältemaschine	45
3	Netzpumpe	1000
2	Saugzuggebläse	1000

Tabelle D: Aggregate - Heißwasserkessel

Anzahl	Aggregat	Leistung [kW]
4	Erzeugerpumpe	400
2	Rezirkulationsgebläse	255
3	Erzeugerpumpe DZK	110

Tabelle E: Eingabemaske – Stromprognose (am 07.01.2008)

Zeit		Erzeugung		Eigenbedarf												Lieferung		
Uhrzeit: von	Uhrzeit: bis	erzeugte Dampf- menge [t]	elektr. Lstg. der Turbine [MW]	Standard Prognose Werktag [MW]	Standard Prognose Sa,So, Feiertag [MW]	LV- Prognose 1. HWK [MW]	LV- Prognose 2. HWK [MW]	1.HWK < 40 MW	1.HWK 40 - 80 MW	1.HWK 81 - 120 MW	1.HWK > 120 MW	2.HWK < 40 MW	2.HWK 40 - 80 MW	2.HWK 81 - 120 MW	2.HWK > 120 MW	volle Lieferung	keine Lieferung	tats. Lieferung [MW]
00:00	01:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
01:00	02:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
02:00	03:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
03:00	04:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
04:00	05:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	43,0											1,5
05:00	06:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	62,0											1,1
06:00	07:00	90	5,5	4,1	3,7	70,0	90,0											0,5
07:00	08:00	90	5,5	4,1	3,7	70,0	90,0											0,5
08:00	09:00	90	5,5	4,1	3,7	70,0	90,0											0,5
09:00	10:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	30,0											1,2
10:00	11:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	0,0											1,4
11:00	12:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	0,0											1,4
12:00	13:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	0,0											1,4
13:00	14:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	0,0											1,4
14:00	15:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	0,0											1,4
15:00	16:00	90	5,5	4,1	3,7	0,0	0,0											1,4
16:00	17:00	90	5,5	3,7	3,7	40,0	0,0											1,5
17:00	18:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	30,0											1,6
18:00	19:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
19:00	20:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
20:00	21:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
21:00	22:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
22:00	23:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8
23:00	00:00	90	5,5	3,7	3,7	0,0	0,0											1,8



