

BMU - UMWELTINNOVATIONSPROGRAMM

Abschlussbericht

Vorhaben: Stromerzeugung aus der Abgaswärme der Drehofenanlage im Zementwerk Rohrdorf

Zuwendungsempfänger: Südbayerisches Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH

KfW-Aktenzeichen: KII b1 - 001516

Umweltbereich

(Klimaschutz, Luftreinhaltung, Ressourceneffizienz, Energie, integrierter Umweltschutz)

Laufzeit des Vorhabens

21.01.2009 – 30.09.2012

Dr. Helmut Leibinger

Katharina Rechberger

Gefördert aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

29.10.2013

Berichts-Kennblatt

Aktenzeichen: KII b1 - 001516	Vorhaben-Nr.:
Titel des Vorhabens: Stromerzeugung aus der Abgaswärme der Drehofenanlage im Zementwerk Rohrdorf	
Autor(en); Name(n), Vorname(n): Dr. Helmut Leibinger Katharina Rechberger	Vorhabensbeginn: 21.01.2009
	Vorhabenende (Abschlussdatum): 30.09.2012
Fördernehmer/ -in (Name, Anschrift) Südbayerisches Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH Sinning 1 83101 Rohrdorf	Veröffentlichungsdatum: 29.10.2013
	Seitenzahl: 73
Gefördert (aus der Klimaschutzinitiative) ¹ im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms des Bundesumweltministeriums	
Kurzfassung/Summary: Im Zementwerk Rohrdorf wird bislang ungenutzte Abwärme aus dem Abgas des Drehrohrofens nun für die Erzeugung von elektrischem Strom verwendet. In diesem Abwärmekraftwerk wird durch die Nutzung der Wärmeenergie des Abgases Heißdampf erzeugt. Dieser treibt eine Turbine an, die über einen Generator Strom produziert. Auf diese Weise kann eine elektrische Nettoleistung von bis zu 6,75 MW _{el} ausgekoppelt werden. Mit Hilfe dieser umfassenden Lösung konnte das Zementwerk seinen Strombedarf aus dem Netz um rund 28 % senken. Dies entspricht einer jährlichen Einsparung von rund 24.800 t CO ₂ .	
Schlagwörter: Energieeffizienz, Abwärmenutzung, Zementindustrie, Wasser/Dampf-Kreislauf, Verstromung	
Anzahl der gelieferten Berichte: Papierform: 10 Elektronischer Datenträger: 1	Sonstige Medien:

¹ soweit zutreffend bitte einfügen

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	7
1.1 Kurzbeschreibung des Unternehmens.....	7
1.2 Beweggründe und Ziele des Vorhabens.....	7
1.3 Kurzbeschreibung des Vorhabens	8
1.3.1 Ausgangssituation	8
1.3.2 Änderungen an der Prozessführung der Ofenanlage	9
1.3.3 Umsetzung des Vorhabens	10
2 Beschreibung des Abwärmekraftwerkes.....	15
2.1 Der Wasser/Dampf-Kreislauf	15
2.2 Anlagenkomponenten	16
2.2.1 Speisewasservorwärmer ECO1.....	16
2.2.2 Speisewasservorwärmer ECO2.....	17
2.2.3 Abhitzekessel.....	17
2.2.4 Turbosatz.....	20
2.2.5 Luftkondensator	20
2.2.6 Wasser-/Abwasseraufbereitung.....	20
2.2.7 Staubtransport	21
3 Messtechnische Nachweisführung.....	23
3.1 Messgrößen und Messverfahren	23
3.2 Messstellenübersicht	24
3.3 Messprogramm	25
3.3.1 Ofenbetrieb	26
3.4 Messergebnisse	28
3.4.1 Abgas nach Wärmetauscherturm	28
3.4.2 Abgas vor Abhitzekessel	29
3.4.3 Abgas nach Abhitzekessel.....	30
3.4.4 Abgas nach Rohmühle	31
3.4.5 Abgas vor Verdampfungskühler	33
3.4.6 Rohgas nach Verdampfungskühler	34
3.4.7 Messungen zur abgasseitigen Bilanz des ECO1.....	35
3.4.8 Messungen zur abgasseitigen Bilanzieren des ECO2.....	38

3.4.9	Rohgasstaub.....	41
3.4.10	Zusammenfassung und Bewertung der Messergebnisse.....	46
4	Ergebnisse	47
4.1	Energiebilanzen des Abwärmekraftwerks.....	47
4.1.1	Energiebilanz für den Auslegungsfall	47
4.1.2	Energiebilanz für die Abnahmemessung.....	47
4.1.3	Bewertung der Energiebilanz.....	51
4.2	Umweltbilanz und Umweltentlastung	52
4.2.1	Wassereinsparung.....	52
4.2.2	Einsparung von CO ₂	53
4.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	54
4.3.1	Grundlagen der Amortisationsrechnung	54
4.3.2	Randbedingungen für die Amortisationsrechnung.....	54
4.3.3	Ergebnisse der Amortisationsrechnung für verschiedene Szenarien	56
5	Langzeit- und Betriebserfahrungen.....	59
5.1	Empfehlungen und Optimierungspotential.....	60
6	Übertragbarkeit	62
7	Zusammenfassung und Ergebnisfeststellung	64
8	Abstract.....	64
9	Literaturverzeichnis	65
10	Anhang	66
10.1	Berechnungsblätter Amortisationsrechnung.....	66

Abkürzungsverzeichnis

Allgemeine Abkürzungen

Abkürzung	
AfA	Abschreibung für Abnutzung
ASME	American Society of Mechanical Engineers
d.h.	das heißt
DB	Direktbetrieb (Betrieb des Ofens ohne Rohmühlenbetrieb)
DGRL	Druckgeräterichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el.	elektrisch
EnWg	Energiewirtschaftsgesetz
FIZ	Forschungsinstitut der Zementindustrie
FWL	Feuerungswärmeleistung
HD	Hochdruck
i.N.	Bezogen auf Normzustand (273 K; 1,013 bar)
IR	Infrarot
Kap.	Kapitel
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
ND	Niederdruck
ORC	Organic Rankine Cycle
PED	Pressure Equipment Directive
RFA	Röntgenfluoreszenzanalyse
SCR	selektive katalytische Reduktion
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
th.	thermisch
tr.	trocken
VB	Verbundbetrieb (Betrieb des Ofens im Verbund mit der Rohmühle)
vgl.	vergleiche
z.T.	zum Teil

Abkürzungen für Bauteile und Aggregate

Abkürzung	Bauteil/Aggregat
Abhitzekeessel	Wärmetauscher zur Erzeugung von Dampf im Abgasstrom des Drehrohrofens
ECO 1	Wärmetauscher zur Speisewasservorwärmung nach der SCR-Anlage
ECO 2	Wärmetauscher zur Speisewasservorwärmung im Mittenluftstrom des Klinkerkühlers
Rekuperator	Gas-Gas-Plattenwärmetauscher zur Aufwärmung des eintretenden Gasstroms in die SCR-Anlage
ÜH	Überhitzer
VD	Verdampfer
VDK	Verdampfungskühler
WT-SCR	Wärmetauscher zur Aufheizung des Thermoöls für die SCR-Anlage im Mittenluftstrom des Klinkerkühlers

1 Einleitung

1.1 Kurzbeschreibung des Unternehmens

Das Zementwerk Rohrdorf wurde im Jahr 1930 vom Unternehmer Georg Wiesböck gegründet. Heute ist die „Südbayerische Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH“ ein Unternehmen der „Rohrdorfer Baustoffgruppe“ mit Sitz in Rohrdorf, Oberbayern und einer Produktionskapazität von jährlich rund 1 Mio. Tonne Zementklinker. Insgesamt werden in der Firmengruppe an mehr als 40 Standorten in Deutschland, Österreich, Ungarn und Italien neben Zement auch Transportbeton, Betonwaren und Betonfertigteile hergestellt sowie Sand und Kies gewonnen.

1.2 Beweggründe und Ziele des Vorhabens

Der hohe Energieverbrauch bei der Zementherstellung sowie die anspruchsvollen Klimaschutzziele verstärken zunehmend das Interesse an einer Steigerung der Energieeffizienz des Herstellungsprozesses. Die Gesellschafter des Südbayerischen Portlandzementwerks Gebr. Wiesböck & Co. GmbH haben schon seit jeher in innovative und zukunftsweisende Technologien für den Umwelt- und Klimaschutz investiert. Mit der Errichtung des Abwärmekraftwerks werden nunmehr folgende Ziele verfolgt:

- 1) Energieeinsparung durch Deckung des Eigenbedarfs an Strom von bis zu 33 %.
- 2) Reduzierung der strombedingten CO₂-Emissionen durch verringerten Strombezug aus dem öffentlichen Netz um ca. 30.000 to/a (Äquivalenzwert lt. GEMIS-Datenbank 2011).
- 3) Reduzierung der produzierten Menge an radioaktiven Abfall um rund 35 kg/a durch die Stromerzeugung aus Abwärme (Äquivalenzwert lt. Energiemix - e.on Bayern 2011).
- 4) Reduktion des Kühlwasserverbrauches um 140.000 to/a durch Abkühlung des Drehofenabgases mittels Wärmenutzung anstelle des bestehenden Verdampfungskühlers.

Folgende Beweggründe haben im Wesentlichen zur Entscheidung beigetragen, das Abwärmekraftwerk als Wasser-Dampf-Kraftanlage zu errichten:

- 1) Das Arbeitsmedium Wasser-Dampf ist bei diesem Vorhaben umweltneutral. Hingegen kommen beim ORC (Organic Rankine Cycle) -Verfahren sowie beim Kalina-Verfahren umweltgefährdende Arbeitsmedien, wie z.B. Pentan beim ORC-Verfahren bzw. ein Ammoniak-Wasser-Gemisch beim Kalina-Verfahren, zum Einsatz.

- 2) Dadurch, dass die Stromerzeugungsanlage synchron zum Ofenbetrieb läuft, ergibt sich ein Jahreswirkungsgrad von 69 %. Dagegen kann mit regenerativen Energieerzeugungsmaßnahmen, wie es z.B. die Windkraftanlage Fröttmaning ist, ein Jahreswirkungsgrad von 15 % erzielt werden.

1.3 Kurzbeschreibung des Vorhabens

1.3.1 Ausgangssituation

Seit dem Zeitpunkt der Förderzusage (Zuwendungsbescheid vom 04.03.2009) für das Fördervorhaben zur Stromerzeugung aus der Abgaswärme der Drehofenanlage im Zementwerk Rohrdorf wurden an der Ofenanlage einige Umbaumaßnahmen durchgeführt. Im Zuge der Durchführung dieser Umbauten wurde erkannt, dass weitere Abwärmepotenziale aus dem Klinkerbrennprozess in die Prozessführung des Abwärmekraftwerkes integriert werden können und dadurch eine maximal mögliche Ausbeute für die Stromproduktion erreicht werden kann.

Derzeit beträgt die Gesamtfeuerungswärmeleistung im Zementwerk Rohrdorf $157 \text{ MW}_{\text{thermisch}}$ (vgl. Kap. 1.3.3.1). Der elektrische Energiebedarf liegt bei $16 \text{ MW}_{\text{elektrisch}}$.

Um einen Überblick über die Gesamtsituation im Zementwerk Rohrdorf zu schaffen, werden im Folgenden die Ausgangslage zum Zeitpunkt der Förderzusage, die schrittweise durchgeführten Umbaumaßnahmen und die Änderungen in der Prozessführung chronologisch dargestellt.

Die genehmigte Produktionsleistung des Zementwerks Rohrdorf lag zum Zeitpunkt der Förderzusage bei 3.500 Tonnen Klinker pro Tag. Wie in Abbildung 1-1 zu sehen ist, verfügte das Zementwerk für den Klinkerbrand über einen Drehrohrofen ($d = 5,2 \text{ m}$, $L = 80 \text{ m}$) mit vierstufigem Zyklonvorwärmer und Satellitenkühler. Das in den Steinbrüchen gewonnene Rohgestein, im Wesentlichen bestehend aus Kalkstein und Mergel, wird unter Einhaltung der erforderlichen chemischen Zusammensetzung in einer Mahltrocknungsanlage zum sogenannten Rohmehl vermahlen. Das Rohmehl wird nach Durchlaufen eines mehrstufigen Wärmetauscherturmes, bestehend aus 4 Zyklonstufen, im anschließenden Drehrohrofen zum sogenannten Klinker gesintert. Dafür ist im Drehrohrofen eine Materialtemperatur von ca. 1.500 °C erforderlich, die durch die Verfeuerung von Kohle und sogenannten Alternativbrennstoffen (Altreifen, Kunststoffe etc.) erzeugt wird. Die heißen Abgase aus dem Drehrohrofen durchströmen das Zyklonsystem (Wärmetauscherturm) im Gegenstrom zum Rohmehl und geben dabei einen Teil ihrer thermischen Energie an das Rohmehl ab.

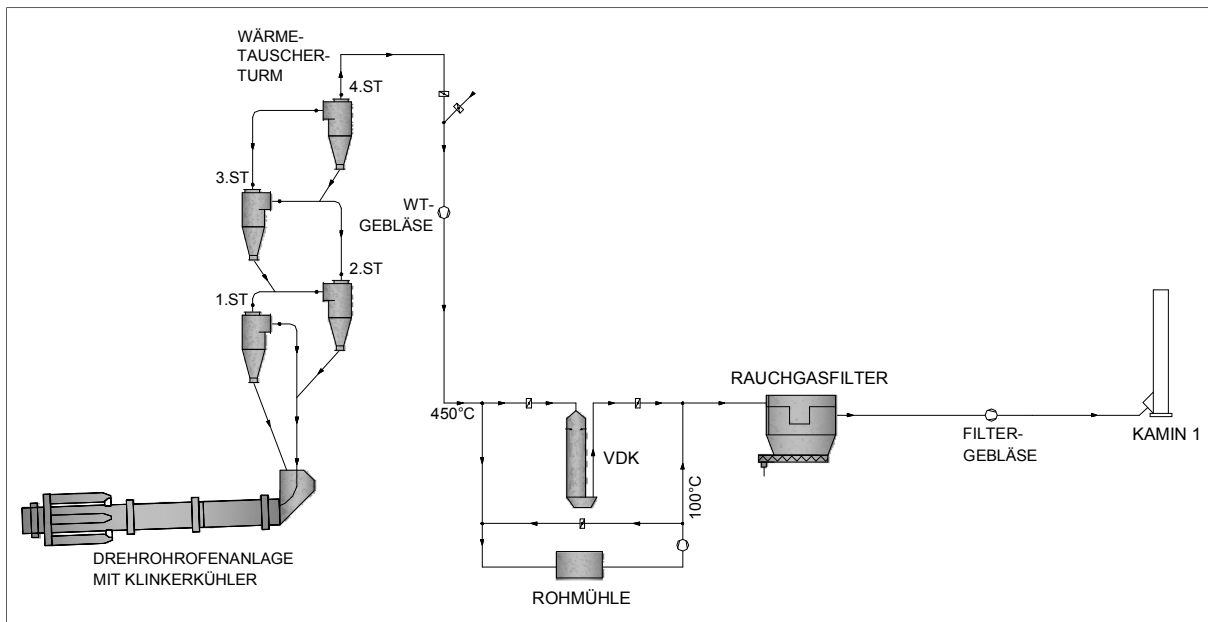


Abbildung 1-1: Vereinfachtes Verfahrensfliessbild des Brennbetriebes zum Zeitpunkt der Antragsstellung.

Die Abgase verlassen den Wärmetauscherturm mit einer Temperatur von ca. 400 - 450 °C und werden teilweise - ca. 1/3 der Abgasmenge - zur Trocknung des naturfeuchten Rohgesteins in der Rohmehlmahlanlage verwendet. Der überschüssige Teil der Abgase musste vor Installation des Abhitze-Dampfkraftwerkes in einem Verdampfungskühler (VDK) durch Eindüsung einer erheblichen Menge an Wasser (bis zu 34 m³/h) soweit abgekühlt werden, dass die Filterschläuche der nachgeschalteten Entstaubungsanlage (Ofenfilter) nicht thermisch geschädigt werden. Die Temperatur der Abgase vor dem Schlauchfilter sollte zwischen 150 – 200 °C liegen. Der genehmigte Anteil von Alternativbrennstoffen lag bis zur Inbetriebnahme einer Anlage zur selektiven katalytischen Reduktion (SCR) von Stickoxiden im Jahr 2011 bei 85 %. Mittlerweile dürfen laut Genehmigung bis zu 100 % der Feuerungswärmeleistung (FWL) durch Alternativbrennstoffe bereitgestellt werden.

1.3.2 Änderungen an der Prozessführung der Ofenanlage

Im Zuge der Gesellschafterversammlung am 27.04.2009 wurde der Umbau der Ofenlinie von einem Satellitenkühler zu einem Rostkühler genehmigt. Neben der Steigerung der Produktionskapazität der Ofenanlage von 3.500 auf 4.000 Tonnen Zementklinker pro Tag kann durch den Einsatz des Rostkühlers der thermische Wirkungsgrad bei der Klinkerproduktion wesentlich erhöht werden. Der Umbau des Klinkerkühlers erfolgte während der Winterrevision 2010/2011. Parallel dazu wurden auch am Drehrohrofen Anpassungen (Erneuerung Ofenschuss, Lauringstation etc.) durchgeführt und ein neuer Brenner installiert.

Neben der Nutzung der heißen Kühlluft als sekundäre Verbrennungsluft im Drehrohrofen, wird ein weiterer Teil der Kühlluft – die Mittenluft – zur innerbetrieblichen Abwärmenutzung verwendet und nicht wie ansonsten üblich über Luft-Luft-Wärmetauscher abgekühlt. Obwohl dies dem Stand der Technik entspricht wird dadurch exergetisch wertvolles Abwärmepotential „vernichtet“. Durch den Mittenluftabzug kann im Zementwerk Rohrdorf ein Wärmestrom von 6 MW_{thermisch} bei einer Abgastemperatur von 450 °C einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden.

Neben den Umbaumaßnahmen am Kühler wurde im gleichen Zeitraum eine SCR-Anlage in Reingasschaltung zur katalytischen Reduktion der Stickoxide aus dem Ofenabgas errichtet (vgl. BMU-Programm „Demonstrationsvorhaben zur katalytischen „Tail-End“-Entstickung des Abgases an einer Drehofenanlage der Zementindustrie - Reingas-SCR“, Aktenzeichen MBe1-001706¹). Die erforderliche Aufheizung des Ofenabgases nach seiner Entstaubung im Rauchgasfilter, einem Schlauchfilter mit 6 m Schlauchlänge, wird über eine Wärmeverschiebung vom Klinkerkühler zur SCR-Anlage realisiert. Diese besteht aus einem Wärmetauscher im Mittenluftstrang des Klinkerkühlers, mit Hilfe dessen Thermoöl auf eine Temperatur von rund 267 °C erhitzt wird. Dieses wird über ein Rohrleitungssystem zur SCR-Anlage transportiert, wo es über einen weiteren Wärmetauscher die Wärme an das Ofenabgas abgibt und so den Betrieb der SCR-Anlage bei der erforderlichen Mindesttemperatur von rund 250 °C ermöglicht. Der Brennbetrieb nach den Umbaumaßnahmen ist in Abbildung 1-2 dargestellt.

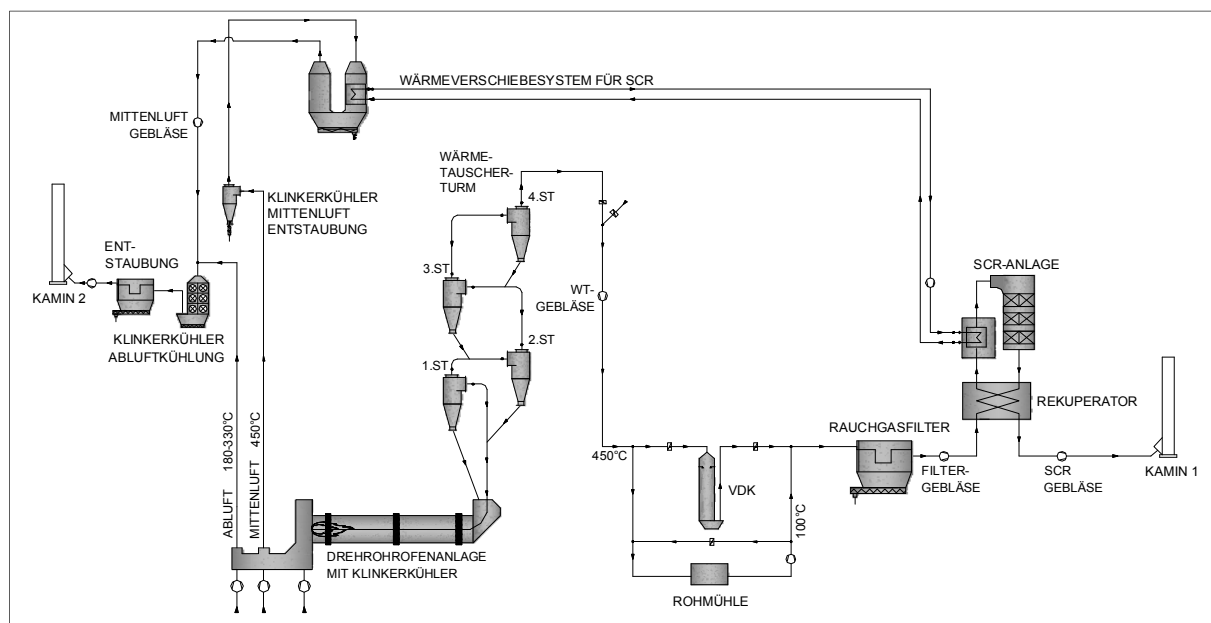


Abbildung 1-2: Vereinfachtes Verfahrensfliessbild des Brennbetriebes mit neuem Rostkühler und SCR-Anlage mit Wärmeverschiebesystem seit März 2011.

1.3.3 Umsetzung des Vorhabens

Mit dem hier beschriebenen Vorhaben soll die an der Ofenanlage bisher ungenutzte Energie für eine Eigenverstromung des Zementwerkes verwendet und damit die Energieeffizienz der Zementherstellung deutlich gesteigert werden.

Für die Verstromung stehen im Zementwerk Rohrdorf beim Klinkerbrennprozess folgende Abwärmequellen zur Verfügung:

- Ofenabgas nach dem Wärmetauscharturm
- Ofenabgas nach der Entstaubung und Entstickung
- Mittenluft des Klinkerkühlers

¹ Mit einer Veröffentlichung des Abschlussberichtes ist 2015 zu rechnen.

Nachfolgend werden die vorhandenen und nutzbaren Abwärmequellen und deren Eigenschaften beschrieben (vgl. Abbildung 1-3).

Ofenabgas nach Wärmetauscherturm

Die vorrangige Abwärmequelle ist natürlich das Ofenabgas, dessen überschüssiger Anteil bisher mittels Wasserverdampfung im Verdampfungskühler herunter gekühlt wurde. Dieses Abgas hat einen Volumenstrom von 245.500 m³/h (i.N.) und besteht typischerweise zu 60 Vol-% aus N₂, zu 5 Vol-% aus O₂, zu 24 Vol-% aus CO₂ und zu 11 Vol-% aus H₂O. Das Gas hat eine Temperatur von $\vartheta = 450$ °C und eine Rohgasstaubkonzentration von durchschnittlich 80 g/m³ (i.N.). Auf Grund des hohen Calciumgehaltes ist dieser Staub schlecht wärmeleitend, was bei der Auslegung von Heizflächenreserven berücksichtigt werden muss. Mittels eines neu errichteten Wärmetauschers (**Abhitzekessel**) wird dieses Abgas nun zur Erzeugung von Heißdampf genutzt. Der Abhitzekessel wurde in einer parallelen Rohrleitung zum bestehenden VDK installiert und erzeugt Frischdampf für eine Dampfturbine.

Ofenabgas nach Entstaubung und Entstickung

Wie Abbildung 1-3 zu entnehmen ist wird nach der Wärmeauskoppelung im Abhitzekessel das Abgas gemeinsam mit der Mühlenabluft im Rauchgasfilter entstaubt und in einem nachgeschalteten Katalysator entstickt. Das aus dem Katalysator austretende Gas wird zur Vorwärmung des Abgases am Katalysatoreintritt über einen Plattenwärmetauscher (Rekuperator) genutzt. Danach hat das Abgas mit einem Volumenstrom von 330.000 m³/h (i.N.) noch eine Temperatur von $\vartheta = 150$ °C. Die SO₂-Konzentration des Ofenabgases liegt im Zementwerk Rohrdorf im eher niedrigen Bereich von <60 mg/m³ (i.N.tr. 10 % O₂) und die Staubbelastung nach der Entstaubung bei 0,005 g/m³ (i.N.tr.). Unter Berücksichtigung des Säuretaupunkts und der Ausbreitungsrechnung gemäß TA-Luft, kann dieses Abgas noch weiter auf rund 125 °C abgekühlt werden. Die hier zur Verfügung stehende Wärmemenge wird zur Vorwärmung des Speisewassers über den Wärmetauscher **ECO1** genutzt.

Mittenluft des Klinkerkühlers

Als dritte Abwärmequelle kommt die Mittenluft mit einem Volumenstrom von 50.000 m³/h (i.N.) aus dem Klinkerkühler in Frage. Die Mittenluft hat, nachdem ein Teil der Wärme zur Vorwärmung des Thermoöls für den Betrieb der SCR-Anlage verwendet wird (vgl. Kap. 1.3.2), eine Temperatur von $\vartheta = 240$ °C und eine Rohgasstaubkonzentration von durchschnittlich 2 g/m³ (i.N.). Dieser Staub ist zudem stark schleißend, was bei der Materialauswahl der Wärmetauscherrohre berücksichtigt werden muss. Auch hier wird die überschüssige Restwärme über einen weiteren Wärmetauscher (**ECO2**) zur Speisewasservorwärmung verwendet.

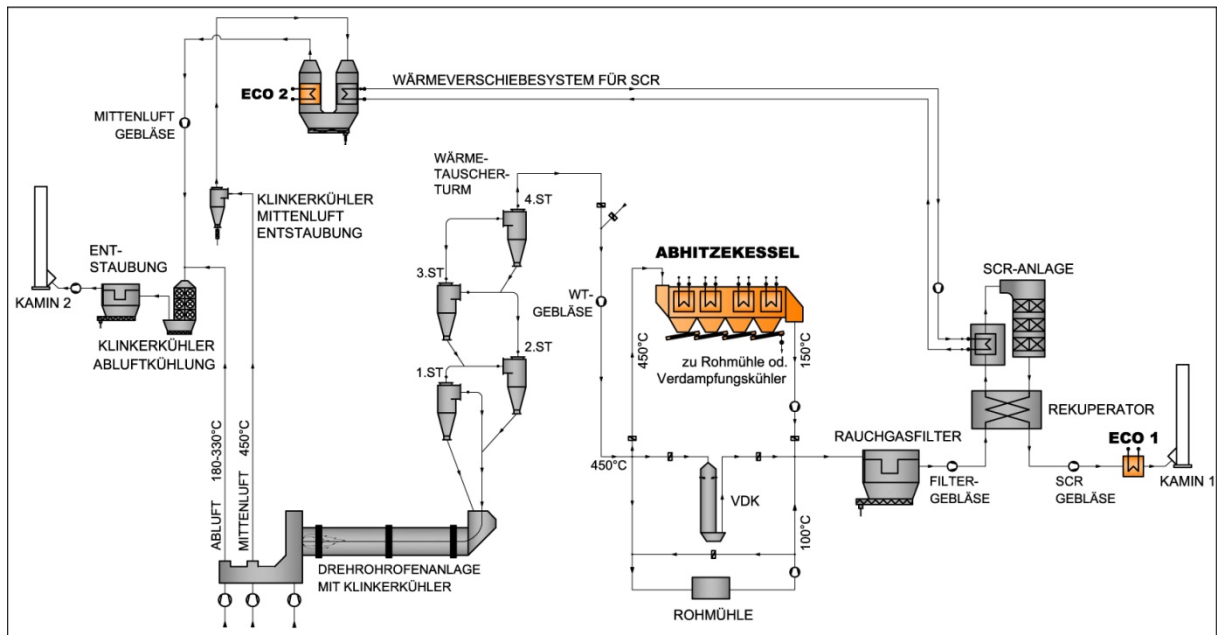


Abbildung 1-3: Vereinfachtes Verfahrensbild des Brennbetriebes mit Darstellung der Drehrohr-ofenanlage, Rauchgasreinigung und Wärmetauschern für das Abwärmekraftwerk.

1.3.3.1 Energetische Betrachtung des Vorhabens

Für die Ausbildung der Klinkerphasen liegt der theoretisch notwendige Energiebedarf bei 1.700 kJ/kg Klinker. Daraus ergibt sich für das Zementwerk Rohrdorf eine theoretisch notwendige Wärmemenge von 79 MW_{thermisch}. Da jedoch der Klinkerbrennprozess systembedingt mit Wärmeverlusten (z.B. Strahlungsverluste am Ofenrohr, Abgaswärmeverluste) verbunden ist, liegt der tatsächliche Energiebedarf höher.

Auf folgenden Pfaden ging dem System vor der Errichtung des Abwärmekraftwerks Energie verloren (vgl. Abbildung 1-4):

- *Wärmeverluste durch Klinker:* Durch den neuen Rostkühler verlässt der Klinker mit nur mehr 80 °C das Ofensystem. Der mit dem Klinker abgeführte Wärmestrom beträgt 2 MW_{thermisch}.
- *Wärmestrom Kühlerabluft:* Mit der am Rostkühler abgezogenen Mitten- bzw. Abluft wird ein Wärmestrom von 15 MW_{thermisch} abgeführt.
- *Wärmestrom Ofenabgas:* Der Wärmestrom, der mit dem Ofenabgas über den Wärmetauscherturm entweicht, liegt trotz effizientem Betrieb bei 53 MW_{thermisch}.
- *Strahlungsverluste:* Die Strahlungsverluste über den Ofenmantel und die Wärmetauscherzyklone betragen in Summe 8 MW_{thermisch}.

Für die genehmigte Tagesproduktion an Zementklinker ist im Zementwerk Rohrdorf daher eine Feuerungswärmeleistung von insgesamt bis zu 157 MW_{thermisch} vorgesehen.

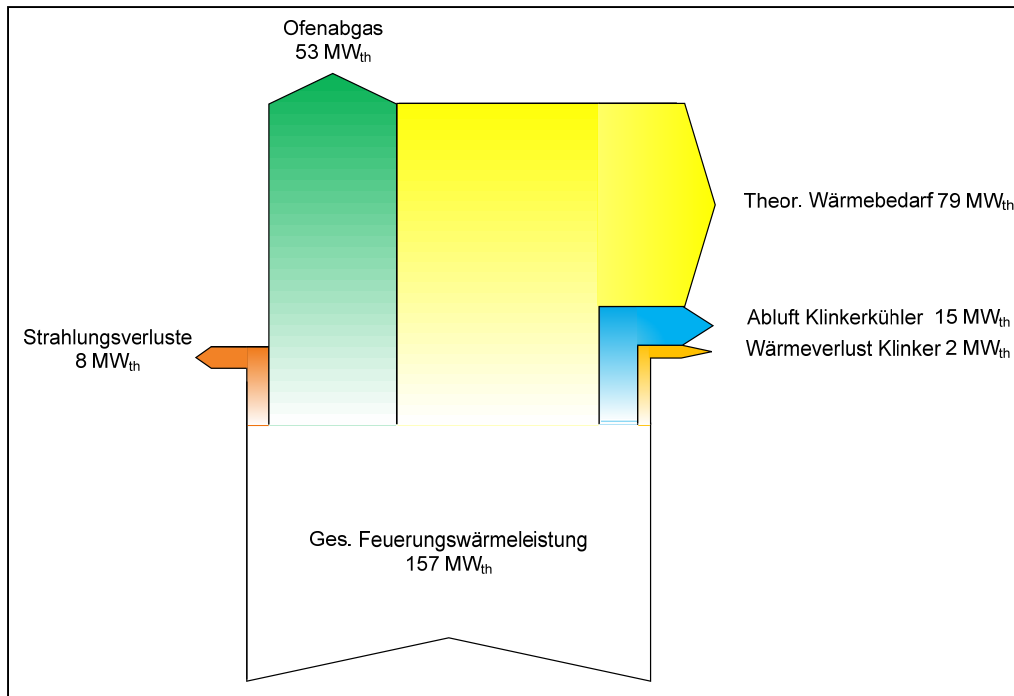


Abbildung 1-4: Energieströme der Ofenanlage.

Während eine Nutzung der Strahlungsverluste technisch bedingt derzeit nicht möglich ist, lassen sich die Wärmeverluste über das Abgas verwerten.

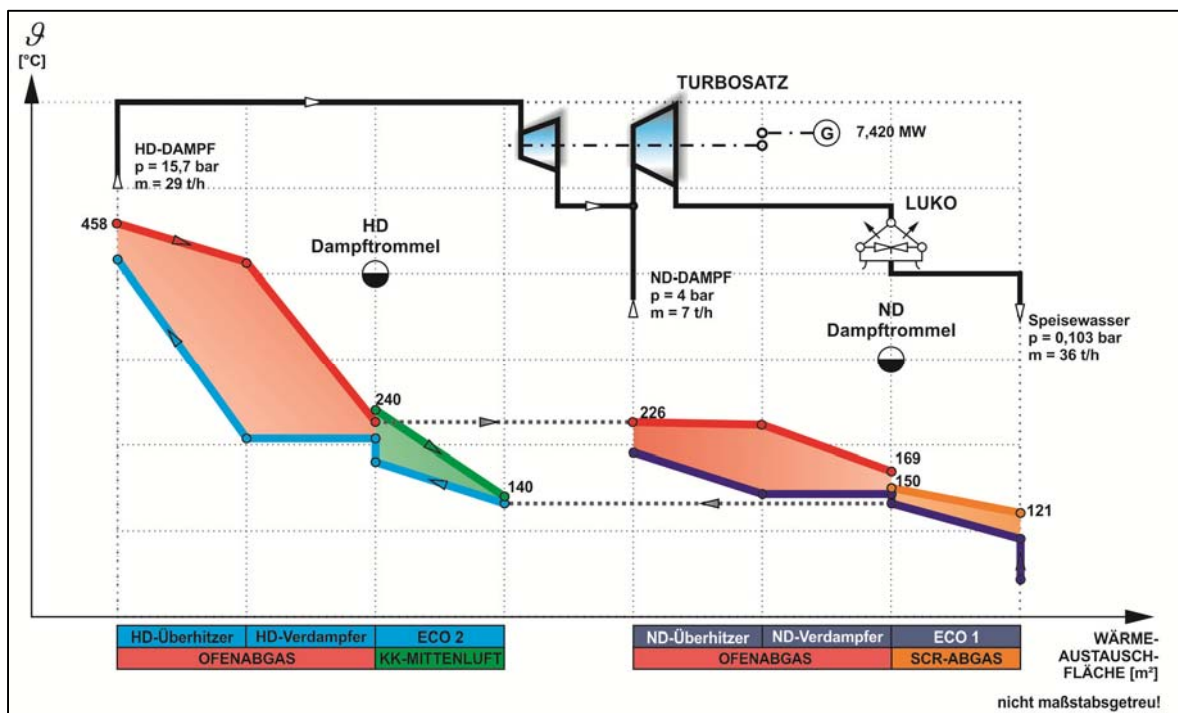


Abbildung 1-5: Temperaturprofil der Abwärmequellen, Zustandsgrößen im Speisewasser, Frischdampfparameter und daraus gewonnenen elektrischen Nettoleistung.

Mit Hilfe des Zweidrucksystems ist es möglich, dem Ofenabgas möglichst viel Wärme zu entziehen (Abbildung 1-5). Somit kann das Abgas von 458 °C auf 170 °C abgekühlt und ein Wärmestrom von 24,4 MW_{thermisch} gewonnen werden. Die Abkühlung des Abgases nach der Rauchgasreinigung von 150 °C auf 125 °C ergibt im ECO1 eine thermische Leistung von 3,4 MW_{thermisch}. Mit dem ECO2 kann aus der Kühlermittenluft ein Wärmestrom von 1,8 MW_{thermisch} zum Aufwärmen des Speisewassers für die HD-Dampftrommel genutzt werden. Insgesamt kann damit von der gesamten eingesetzten Feuerungswärmeleistung von 157 MW_{thermisch} eine Wärmemenge von 29,6 MW_{thermisch} zurückgewonnen werden (siehe Abbildung 1-6).

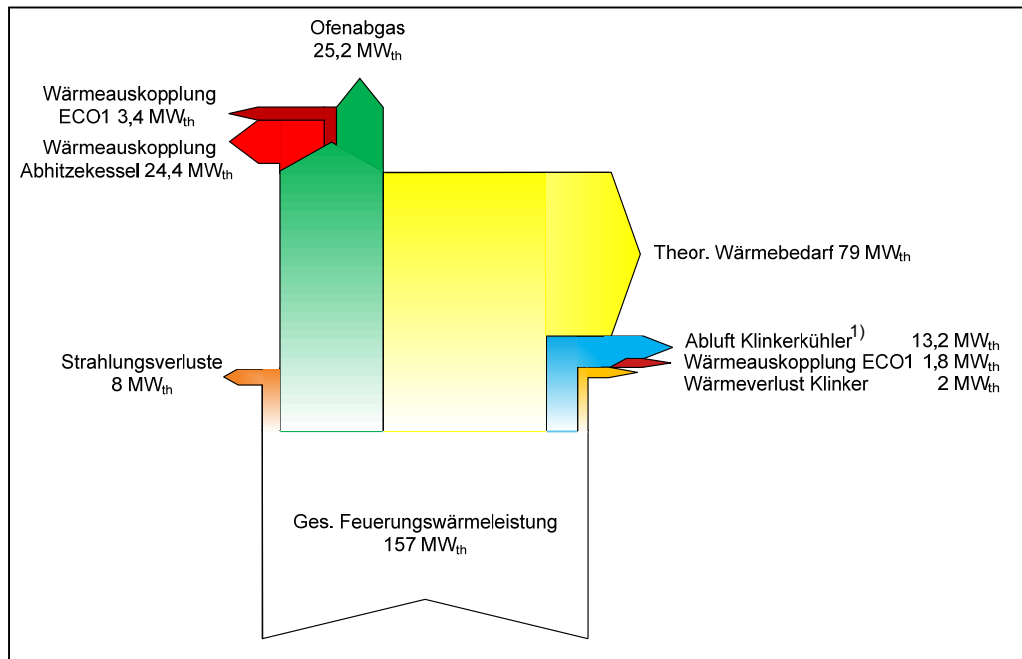


Abbildung 1-6: Energieströme der Ofenanlage bei Betrieb des Abwärmekraftwerks.

Aus dieser angekoppelten thermischen Leistung wird nun mit der Dampfturbine eine elektrische (Brutto-) Leistung von 7,42 MW_{elektrisch} erzeugt. Berücksichtigt man den elektrischen Eigenbedarf des Kraftwerkes von 0,67 MW_{elektrisch} so ergibt sich die elektrische Nettoleistung zu 6,75 MW_{elektrisch}. Der Nettowirkungsgrad beträgt damit $\eta = 22,8 \%$.

¹⁾ Aus dem Abwärmestrom der Abluft des Klinkerkühlers wird noch zusätzlich Wärme für die SCR-Anlage ausgekoppelt.

2 Beschreibung des Abwärmekraftwerkes

2.1 Der Wasser/Dampf-Kreislauf

Der Wasser/Dampf-Kreislauf ist in Abbildung 2-1 vereinfacht dargestellt und wird nun im Detail beschrieben. Vom Kondensattank fördert die Kondensatpumpe Speisewasser zuerst in den Leckdampf-kondensator der Turbine und wärmt das Speisewasser bereits auf 55 °C vor. Danach erfährt das Speisewasser in der Speisewasserpumpe eine Druckerhöhung auf 35 bar.

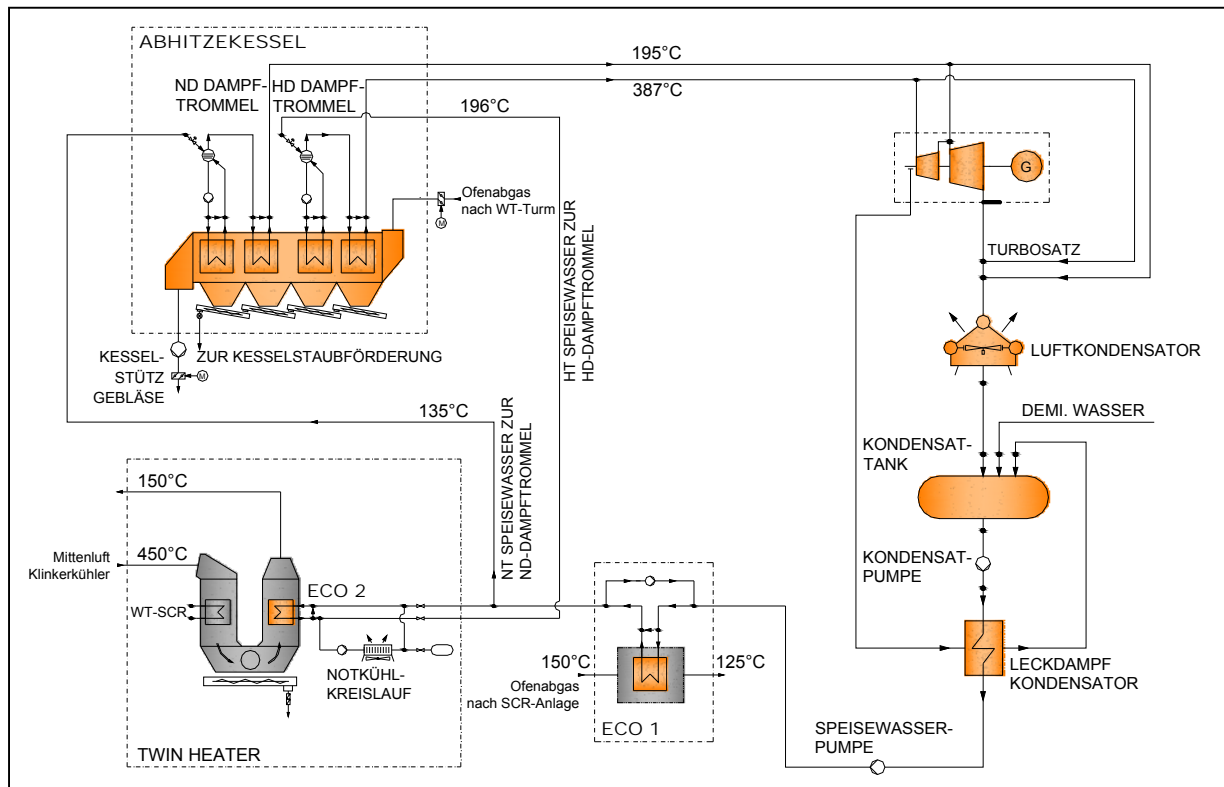


Abbildung 2-1: Vereinfachte Darstellung des Wasser/Dampf-Kreislaufes.

Das Ofenabgas nach der Tail-End-SCR-Anlage dient zur weiteren Vorwärmung des Speisewassers im ersten Speisewasservorwärmer (ECO1). Um lokale (Säure-) Taupunkt-Unterschreitungen und damit Korrosion des Wärmetauschers zu vermeiden, wird das Speisewasser mittels Rezirkulation auf ca. 110 °C vorgewärmt. Während das Ofenabgas von 150 °C auf 125 °C abgekühlt wird, verlässt das Speisewasser diesen Wärmetauscher mit 135 °C. Im Anschluss kommt es zu einer Aufteilung des Speisewassers. Dabei gehen 19 % des Speisewassers direkt zur Niederdruck- (ND) Dampftrommel. Der verbleibende Massentrom wird am Klinkerkühler von 135 °C auf 195 °C im zweiten Speisewasservorwärmer (ECO2) aufgewärmt und gelangt anschließend zur Hochdruck- (HD) Dampftrommel. In der ND-Dampftrommel liegt ein Druck von 4,0 bar und in der HD-Dampftrommel ein Druck von 16,7 bar vor. Im Abhitzekeessel wird nun jeweils verdampft und überhitzt. Die Verdampfer sind dabei als Zwangsumlauf mit redundanten Umwälzpumpen ausgeführt. Der überhitzte Dampf wird zur Turbine geleitet, dort auf 0,135 bar entspannt und in einem Luftkondensator

in die flüssige Phase überführt. Dieses Kondensat wird in einem Kondensattank gesammelt, womit der Kreislauf wieder geschlossen ist.

2.2 Anlagenkomponenten

2.2.1 Speisewasservorwärmer ECO1

An der SCR-Anlage muss das Ofenabgas nach dem Austritt aus dem Schlauchfilter von ca. 150°C auf 250 °C aufgeheizt werden. Dies geschieht über einen Gas-Gas-Wärmetauscher (Rekuperator), der den Wärmeinhalt des aus der SCR-Anlage austretenden Abgases nutzt sowie über einen weiteren Wärmetauscher, der die Abwärme aus der Klinkerkühler-Mittenluft über ein Wärmeverschiebesystem verwertet. Nachdem das austretende Gas die Wärme über den Gas-Gas-Wärmetauscher wieder abgegeben hat, weist es eine Temperatur von rund 150 °C auf. Unter Berücksichtigung des Säuretaupunkts kann dieses Abgas noch weiter auf 125 °C abgekühlt werden.

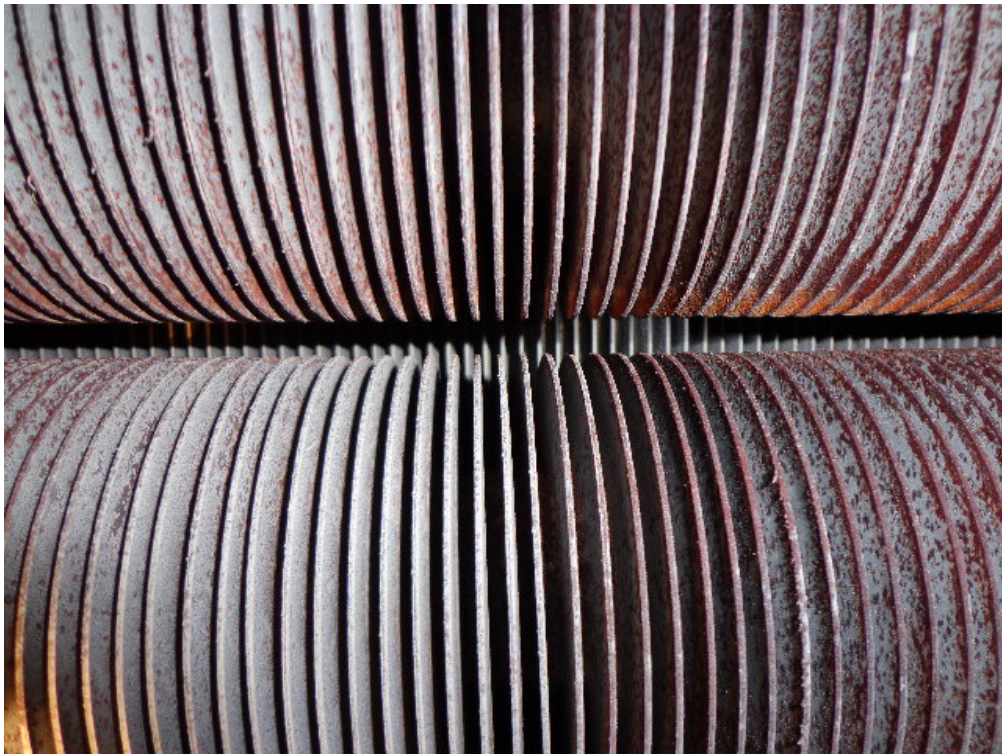


Abbildung 2-2: Rippenrohre ECO1.

Die Nutzung dieser Niedertemperaturwärme erfolgt durch die Speisewasservorwärmung des Wasser/Dampf-Kreislaufs über Speisewasservorwärmer ECO1. Dies bringt den thermodynamischen Vorteil, dass die Wärmezufuhr der exergetisch höherwertigen Abwärmern bereits bei einem höheren Temperaturlevel des Arbeitsmediums stattfindet. Der Wärmetauscher ECO1 wurde mit versetzten Rippenrohren ausgeführt, da das Abgas nach der Rauchgasreinigung keine besonderen Anforderungen stellt (siehe Abbildung 2-2). Zur Vermeidung von örtlichen Taupunkts-Unterschreitungen werden zudem 110 t/h Speisewasser rezirkuliert, um vor Eintritt eine Speisewassertemperatur von 95 °C zu gewährleisten.

2.2.2 Speisewasservorwärmer ECO2

Durch die Adaptierung der Ofenanlage auf einen Rostkühler konnte die Nutzung der Abwärme aus der Klinkerkühlermittenluft ermöglicht werden. Neben der Wärmeauskopplung für die SCR-Anlage wird die übrige Restwärme zur Speisewasservorwärmung mittels des ECO2 verwendet. Dadurch wird das zirkulierende Kesselspeisewasser auf ein höheres Temperatur- und Energieniveau gehoben und so der Betrieb des Abhitzebeckens über eine zusätzliche Hochdruckschiene ermöglicht.

Eine Nutzung dieser Restwärme führt außerdem zu einer deutlichen Stromeinsparung, da ansonsten die Klinkerkühlermittenluft von 260 °C durch Beimengung von Frischluft auf eine für Schlauchfilter verträgliche Betriebstemperatur (< 190 °C) gekühlt werden muss, was die Abgasmenge und damit die erforderliche Gebläseleistung deutlich erhöht.

Der ECO2 ist ein Heißluft-Rohrbündelwärmetauscher, welcher im Mittenluftstrom des Klinkerkühlers installiert ist und gemeinsam mit dem ihm vorgeschalteten Thermoöl-Wärmetauscher der SCR-Anlage den sogenannten „Twin Heater“ bildet. Der ECO2 wurde ebenfalls als Rippenrohrwärmetauscher ausgeführt, allerdings staubbedingt mit fluchtenden Rohren, da Befürchtungen vorhanden waren, dass sich am Wärmetauscher Staubablagerungen bilden, die zu einer Verschlechterung des Wärmeübergangs führen. Durch diese Anlagenkonfiguration könnten ggf. nachträglich Rußbläser zum Entfernen von Staubbelägen installiert werden. Im Zementwerk Rohrdorf war das jedoch bisher nicht erforderlich. Dieser Wärmetauscher hat die Besonderheit, dass das Gas von unten nach oben und das Speisewasser in umgekehrter Richtung strömen. Es besteht nun die Gefahr, dass es zum lokalen Sieden kommt und im Wärmetauscher Dampfblasen gegen die Strömungsrichtung nach oben aufsteigen. Diese Dampfblasen können zu einem instabilen Kesselbetrieb führen. Die Bildung von Dampfblasen wird nun durch eine „Wärmebremse“, d.h. die Rezirkulation und Vermischung von erhitztem Speisewasser mit dem kühleren Speisewasser vor dem ECO2 vermieden. Das wärmere Speisewasser kann nun weniger Wärme aus dem Speisewasser aufnehmen und die Austrittstemperatur nimmt automatisch ab. Da diese Rezirkulation zusätzlich mit einem Notkühler ausgestattet ist, bietet diese Form der Schaltung noch den Vorteil, dass bei Ausfall des Kraftwerkes die Beheizung des ECO2 nicht abgeschaltet, sondern der Gasweg weiter betrieben werden kann. Den Volumen- und Druckabfall durch diesen Notkühlbetrieb kompensiert ein Druckhaltesystem.

2.2.3 Abhitzebecken

Der Abhitzebecken (siehe Abbildung 2-3) wird in horizontaler Richtung von Ofenabgas durchströmt. Die Wärmetauscherrohre hängen vertikal im Abgasstrom und sind nur am Ein- und Austritt durch Verteiler bzw. Sammler auf der Decke des Beckens miteinander verbunden. Die dazwischen mehrfach auf- und abgeführten Wärmetauscherrohre sind zum besseren Verständnis in Abbildung 2-4, fig. a graphisch dargestellt.



Abbildung 2-3: Aufstellungszeichnung Abhitzeessel.

Auf Grund der hohen Staubkonzentration und der Tatsache, dass der Staub schlecht wärmeleitend ist, müssen die Rohre regelmäßig abgeklopft werden. Wie in Abbildung 2-4, fig. b zu erkennen ist, sind die Rohre am unteren Ende miteinander verbunden und werden über ein Klopferwerk zweimal pro Minute angeregt. Trotz Abreinigung wurde eine entsprechende Heizflächenreserve berücksichtigt.

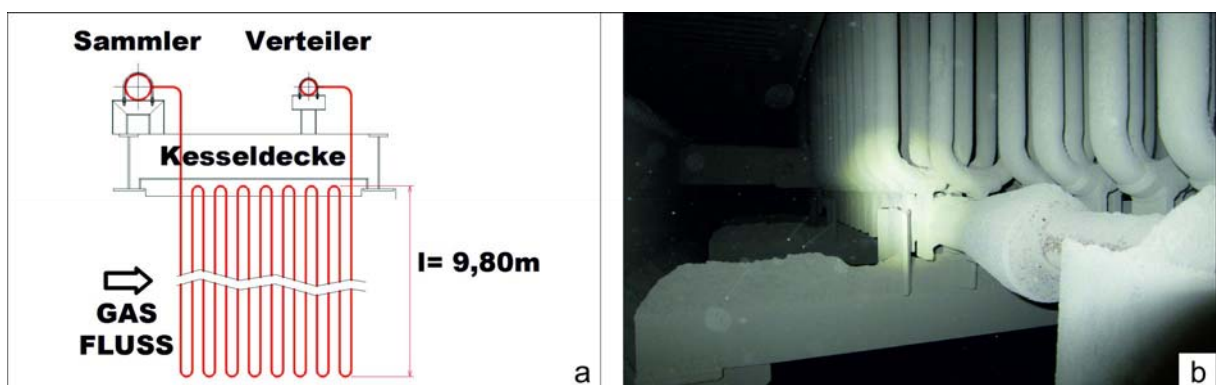


Abbildung 2-4: fig. a. Anordnung der Wärmetauscherrohre
 fig. b. Blick auf die Abklopfeinrichtung. Die Rohrbögen sind an eine Stößelstange angeschweißt. Auf diese Stößelstange wird von außen mit Hämmern geklopft.

Aufgrund der Erhöhung des Temperaturniveaus des Speisewassers durch die beiden Speisewasservorwärmer und der daraus resultierenden zweiten Dampfschiene wird der Kessel, ein sogenannter „Dackelkessel“ mit Zwangsumlauf, als Zweidruckkessel ausgeführt. Zusätzlich zu der bereits bestehenden Hochdruck-Dampftrommel (17 bar) kommt eine weitere Niederdruck-Dampftrommel (4 bar) hinzu. Sowohl der Nieder- als auch Hochdruckdampf wird überhitzt, bevor er in zwei Stufen der Dampfturbine zugeführt wird (vgl. Abbildung 2-5).

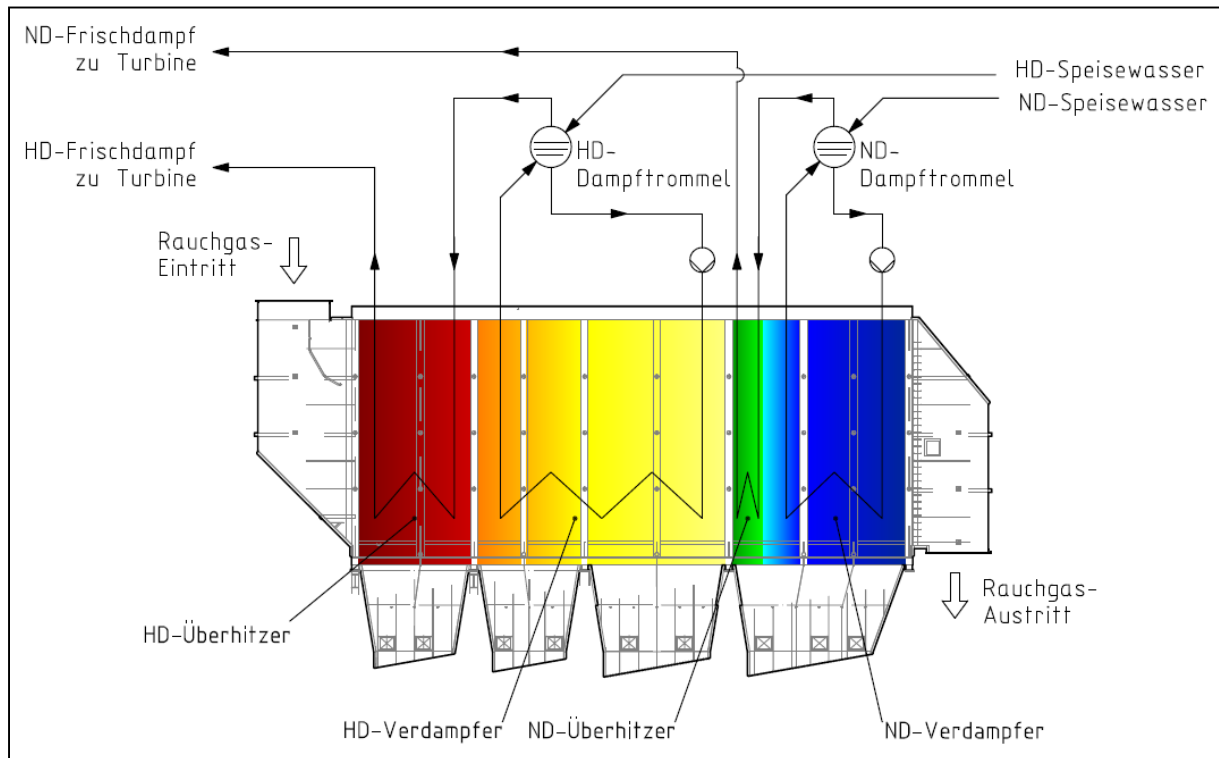


Abbildung 2-5: Vereinfachter Schnitt durch den Abhitzeessel mit Darstellung der Heizflächen, der beiden Dampftrommeln und Stoffströme.

Insgesamt können nach Herstellerangaben im Niederdruck-Dampferzeuger 7,67 t/h Dampf mit einem Druck von 3,76 bar und einer Temperatur von 196 °C erzeugt werden. Aus dem Hochdruck-Dampferzeuger können 29,56 t/h Dampf bei 16,7 bar und 421 °C der Turbine zugeführt werden.

2.2.4 Turbosatz



Abbildung 2-6: Turbine und Generator des Abhitzekraftwerks.

Der Turbosatz besteht aus einer Dampfturbine der Type SST300, einem Kondensations- und Vakuumsystem sowie einer gemeinsamen Ölversorgungsanlage für Regel- und Schmieröl und dem Generator. Die Turbine ist eine Zweidruckturbine in eingehäusiger, einwelliger Konstruktion in Axialbauweise mit Reaktionsbeschauflung. Die Dampfturbine besitzt zwei Dampfeinführungen, jeweils für den Hoch- und Niederdruckdampf, und Vordruckregelung.

2.2.5 Luftkondensator

Der Luftkondensator, an dem der aus der Turbine austretende Dampf kondensiert wird, ist als eigenständige Konstruktion im Anschluss an das Turbinengebäude platziert. Durch die Anordnung neben dem Turbinengebäude können die Schallemissionen deutlich reduziert werden.

2.2.6 Wasser-/Abwasseraufbereitung

Rohwasseraufbereitung

Um die mit dem Anlagenbauer für die Kesselspeisewasseraufbereitung vertraglich geregelten Werte für die Eingangsqualität des Wassers einhalten zu können und Schwankungen in Wasserqualität und –vorkommen abzudecken, wird das Rohwasser in einem vorgelagerten Schritt mittels einer Aufbereitungsanlage, die nach dem Prinzip der Umkehrosmose arbeitet, vorgereinigt.

Nur so kann die nötige Rohwasserqualität konstant erreicht werden. Durch diesen Aufbereitungsschritt kann außerdem der Chemikalien- und Betriebsmittelbedarf verringert und somit weitere Einsparungen im Betrieb des Abwärmekraftwerks ermöglicht werden.

Kesselspeisewasseraufbereitung mit Vollentsalzung

Nach der Rohwasseraufbereitung im ersten Schritt wird ein Teil des Rohwassers als Nebenkühlwasser entnommen, bevor es in einem zweiten Schritt zum Kesselspeisewasser aufbereitet wird. Die Aufbereitung besteht aus einer Enthärtungsanlage, einer zweiten Umkehrosmose, einer elektrochemischen Entsalzungsanlage sowie dem Rohwasser- und Deionattank. Durch diese Aufbereitungsschritte können die Anforderungen an die Reinheit des Kesselspeisewassers gewährleistet werden.

Chemical Dosing

Da das im Wasser/Dampf-Kreislauf verwendete Kesselwasser bzw. Kondensat bestimmte Qualitätskriterien erfüllen muss, ist die Dosierung von entsprechenden Chemikalien unumgänglich. Dadurch wird sowohl eine Konservierung des gesamten Rohrleitungssystems als auch der kondensatberührten Anlagenteile gewährleistet. Das Abwärmekraftwerk verzichtet dabei auf eine thermische Entgasung des Speisewassers in einem Speisewasserbehälter. Dem Speisewasser wird lediglich Carbohydrazid zugegeben und damit die nötige Deoxidation erzielt. Der pH-Wert des Speisewassers wird zusätzlich mit Aminen stabilisiert. An den beiden Dampftrommeln am Abhitzeessel ist zudem die Zugabe von Trinatriumphosphat (Na_3PO_4) erforderlich, um den pH-Wert auf einen Wert von maximal 10 anzuheben.

Abwasserreinigung

Das im Kreislauf geführte Kondensat wird an einigen Stellen im System aufgrund von Aufkonzentrierung bzw. Anreicherung von Salzen regelmäßig ausgetragen. Das sogenannte Abschlammwasser muss gesammelt und zentral im Batchverfahren aufbereitet werden, um die vorgeschriebenen Werte für eine Einleitung ins Kanalisationsnetz zu erreichen. Insgesamt fallen pro Stunde bis zu 2,5 t Abschlammwasser an. Die Aufbereitung dieses Wassers erfolgt in zwei Verfahrensschritten. Zunächst muss das Abwasser mittels CO_2 neutralisiert werden, um anschließend den Sauerstoffgehalt über eine Drucklufteindüsung anzuheben. Diese Anhebung ist eine direkt proportionale Reaktion zum Gehalt an sauerstoffbindenden Chemikalien im Abwasser und somit ein Indikator für die Abbindung dieser Chemikalien.

2.2.7 Staubtransport

Das Ofenabgas, welches den Abhitzeessel durchströmt, weist einen durchschnittlichen Staubgehalt von ca. 80 – 100 g/m^3 (i.N.) auf. Bei einer Gesamtabgasmenge von ca. 205.000 m^3/h (i.N.) ergibt sich folglich ein Staubaufkommen von rund 20 t/h mit einer Temperatur von bis zu 450 °C. Der bestehende Staubtransport des Ofenfilters samt Verdampfungskühler ist auf eine maximale Temperatur von 100°C begrenzt und kann deshalb für den Kesselstaubtransport nicht genutzt werden.

Folglich muss ein gesondertes System mit hohen Anforderungen hinsichtlich Temperaturbeständigkeit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit angeschafft werden, um den Kesselstaub wieder in den Prozess zurückzuführen. Aufgrund von positiven Erfahrungswerten und dem Fehlen von wirtschaftlichen Alternativen stellte der Einsatz eines pneumatischen Fördersystems in Hochtemperaturlösung einen geeigneten Lösungsansatz dar. Das System besteht aus einer Förderpumpe und einem Drehkolbengebläse als Hauptkomponenten und diversen mechanischen und elektrischen Bauteilen. Der Kesselstaub wird bei laufender Rohmühle dem Prozessgasstrom vor den Fertiggutzyklonen zugeführt. Im Direktbetrieb wird das Material in das Steigrohr vor dem Kühlturm eingeblasen und gelangt wie bisher über den Staubtransport am Kühlturm und Ofenfilter in den Prozess zurück.

3 Messtechnische Nachweisführung

Zur Bewertung der Wärmeauskopplung aus dem Klinkerbrennprozess sowie zur Beurteilung der Gaswege hat das Forschungsinstitut der Zementindustrie (FIZ) im Zeitraum vom 6. bis 10. August 2012 Messungen an den Schnittstellen zwischen der Drehofenanlage und dem Abhitzekraftwerk durchgeführt sowie – sofern vorliegend - die Prozessparameter erfasst, die zur Erstellung einer Energiebilanz des Abhitzedampferzeugers und zur Bestimmung des Kesselwirkungsgrads erforderlich sind.

Basierend auf den Messergebnissen wurden die Wärmeströme zu und vom Abhitzekessel sowie die Wärmeauskopplung im Reingas durch den Wärmetauscher ECO1 und in der Mitlenluft durch den Wärmetauscher ECO2 bestimmt. Weiter wurden im Rahmen der Messungen vor Ort Prozessgrößen aus dem Betrieb des Abwärmekraftwerks erfasst, sofern diese werksseitig gemessen wurden.

3.1 Messgrößen und Messverfahren

Die Volumenströme wurden mittels eines Prandtl-Rohrs nach der Staudruckmethode bestimmt. Die Bestimmung des Staubgehalts erfolgte durch eine isokinetische Absaugung eines Teilgasstroms mit anschließender Abscheidung des Staubs in einem Gewebefilter. Der abgeschiedene Staub wurde gewogen.

In den Gasströmen Rohgas vor Wärmetauschergebläse, Rohgas in der Rückleitung des Abhitzekessels sowie Reingas im Kamin wurden die Gaskonzentrationen von Kohlendioxid, Sauerstoff, Kohlenmonoxid und Stickstoffdioxid mit kontinuierlich messenden Gasanalysatoren bestimmt. In den Gasströmen Rohgas vor und nach Verdampfungskühler, Rohgas vor Abhitzekessel und Reingas vor und nach ECO1 wurden die Gaskonzentrationen von Kohlendioxid, Sauerstoff, Kohlenmonoxid und Stickstoffdioxid diskontinuierlich mit einem Handmessgerät gemessen. Dabei ist Stickstoffdioxid NO_x die Summe aus NO und NO_2 und als NO angegeben. Die Proben von Schwefeldioxid und Wasserstoffchlorid (HCl) wurden nasschemisch im Werk gewonnen und die Lösungen anschließend in den Laboren des FIZ analysiert. Die Feuchtemessungen in Gasströmen erfolgten durch Absorption an einem Trocknungsmittel. In Luftströmen wird die Feuchte nicht gemessen, sondern ein Feuchtegehalt von 1 Vol.-% angesetzt.

Alle Gaskonzentrationen werden bezogen auf ein trockenes Gas bestimmt. Anhand des Feuchtegehalts wird auf feuchte Gaskonzentrationen umgerechnet. Die Messergebnisse werden sowohl bezogen auf den trockenen als auch auf den feuchten Gaszustand angegeben.

Eine Messung von molekularem Luftstickstoff N_2 wurde nicht durchgeführt. Der Stickstoffgehalt berechnet sich aus der Differenz von 100 % und der Summe aus Sauerstoff- und Kohlenstoffdioxidgehalt – und im Fall der feuchten Gaskonzentrationen – aus dem Feuchtegehalt.

An allen Messstellen wurden Druck und Temperatur mit Handmessgeräten diskontinuierlich gemessen.

3.2 Messstellenübersicht

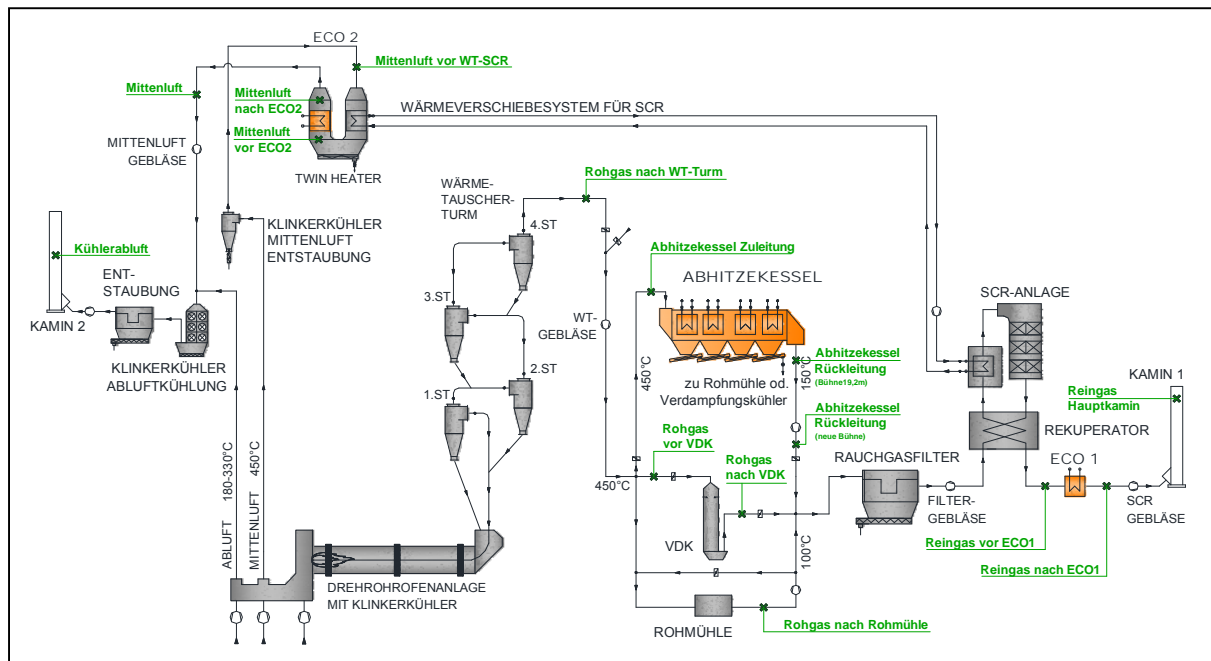


Abbildung 3-1: Verfahrensfliessbild mit Lage der Messstellen.

An den Messstellen wurden je nach Gas- oder Luftstrom und der Bedeutung für das Abwärmekraftwerk verschiedene Messgrößen aufgenommen. Tabelle 3-1 enthält eine Auflistung aller Messstellen sowie die an diesen Messstellen vom FIZ aufgenommenen Messgrößen. Weiter wird für jede Messgröße die Häufigkeit der Beprobung je Messtag angegeben.

Tabelle 3-1: Messstellen und Messgrößen der vom FIZ untersuchten Gas- und Luftströme

Messstelle	Messgröße	Häufigkeit
Rohgas vor Wärmetauschergebläse (Bühne 4)	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Volumenstrommessung, Feuchte Staubmessung Nasschemie: HCl, SO ₂	kontinuierlich 2x täglich 2x täglich 2x täglich
Abhitzeessel Zuleitung	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Druck, Temperatur	2x täglich 2x täglich
Abhitzeessel Rückleitung (Ebene 19,2 m)	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x	kontinuierlich
Abhitzeessel Rückleitung (neue Bühne)	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Volumenstrommessung, Feuchte Staubmessung	2x täglich 2x täglich 2x täglich
Rohgas vor Rohmühlengebläse nach Rohmühle (nur Verbundbetrieb)	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Volumenstrommessung, Feuchte Nasschemie: HCl, SO ₂	2x täglich 2x täglich 2x täglich
Rohgas vor Verdampfungskühler (nur Direktbetrieb)	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Druck, Temperatur	1x im Versuchszeitraum

Messstelle	Messgröße	Häufigkeit
Rohgas nach Verdampfungskühler (nur Direktbetrieb)	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Druck, Temperatur, Feuchte Nasschemie: HCl, SO ₂	2x täglich 2x täglich 2x täglich
Reingas vor ECO1	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Druck, Temperatur	2x täglich 2x täglich
Reingas nach ECO1	O ₂ , CO ₂ , CO, NO _x Druck, Temperatur	2x täglich 2x täglich
Reingas Hauptkamin	O ₂ , CO ₂ , CO, NO, NO ₂ Volumenstrommessung, Feuchte Nasschemie: HCl, SO ₂	kontinuierlich 2x täglich 2x täglich
Mittenluft vor SCR-Wärmetauscher	Druck, Temperatur	2x täglich
Mittenluft vor ECO2	Druck, Temperatur	2x täglich
Mittenluft nach ECO2	Druck, Temperatur	2x täglich
Mittenluft	Volumenstrommessung	2x täglich
Kühlerabluft	Volumenstrommessung	1x im Versuchs- zeitraum

3.3 Messprogramm

Die Messungen wurden im Zeitraum vom 7. bis 9. August 2012 durchgeführt. Das durchgeführte Versuchsprogramm stellt sich wie in Tabelle 3-2 aufgeführt dar.

Tabelle 3-2: Versuchsprogramm

Datum	Aufgabe
7.8.12	Messtag 1: Drehofenanlage mit Rohmaterialmahlung im Verbundbetrieb
8.8.12	Messtag 2: Drehofenanlage mit Rohmaterialmahlung im Verbundbetrieb
9.8.12	Messtag 3: Direktbetrieb der Drehofenanlage ohne Rohmaterialmahlung

Vor den Messungen wurde die Drehofenanlage am 6. August 2012 und über Nacht zum 7. August im Verbundbetrieb mit der Rohmühle betrieben. Diese Betriebsweise wurde während der Messungen über 36 Stunden hinweg bis zum Abend des 8. August fortgesetzt. Darauf folgt in der Nacht zum 9. August eine Umstellphase auf Direktbetrieb ohne Rohmühle. Im Anschluss erfolgten am 9. August die Messungen im Direktbetrieb der Anlage. Tabelle 3-3 enthält die eingestellten sowie die ausgewerteten Versuchszeiträume.

Tabelle 3-3: Versuchsreihenfolge und -zeiträume

Datum	Betriebsweise	Zeiträume der Betriebseinstellungen	Zeitraum für die Versuchsauswertung
07.08.12	Verbundbetrieb	bis 7.8. 24:00	7.8. 15:00 – 7.8. 20:00
08.08.12	Verbundbetrieb	8.8. 0:00 – 9.8. 5:00	8.8. 0:30 – 9.8. 4:30
09.08.12	Direktbetrieb	9.8. 5:00 – 9.8. 18:30	9.8. 5:00 – 9.8. 18:00

3.3.1 Ofenbetrieb

Der Ofenbetrieb verlief während der gesamten Messkampagne störungsfrei und weitgehend stabil. Die Tabelle 3-4 listet die mittleren Ofenmehl- und Brennstoffaufgabemengen während der einzelnen Versuchszeiträume auf.

Tabelle 3-4: Ofenmehl- und Brennstoffaufgabemengen als Mittelwerte der einzelnen Versuchszeiträume.

Stoffstrom	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		07.08.2012	08.08.2012	09.08.2012
Ofenmehlaufgabe	t/h	228	228	228
Spezialkalk	t/h	10,1	10,1	10,1
Gießereisand	t/h	2,4	2,4	2,4
Steinkohle	t/h	3,4	3,2	3,9
Fluff Tetrapack	t/h	3,3	3,3	3,1
Fluff Schredder	t/h	3,5	3,4	3,2
Fluff Sekula	t/h	6,4	6,3	6,2
flüssige Alternativbrennstoffe	t/h	1,5	1,5	1,5
Altreifen	t/h	2,0	2,0	2,0
Papierfaserfangstoffe	t/h	1,0	1,0	1,0

Während des gesamten Betriebsversuchs schwankte die Ofenmehlaufgabe zwischen 225 und 230 t/h. Auch die Aufgabemengen an alternativen Roh- und Brennstoffen war nahezu konstant. Vom 7. August ab 15 Uhr bis 8. August um 8 Uhr wurde Steinkohle über die Förderwaage 2 aufgegeben, während des restlichen Betriebsversuchs über die Waage 1. Der Ofenbetrieb verlief unabhängig von Betrieb der Rohmaterialmahlung und des Abhitzekeessels. Der Ofenbetrieb zeigte während des Betriebsversuchs keine Rückkoppel-effekte, die vom Betrieb der Rohmühle oder des Abwärmekraftwerks herrühren.

Während des 7. und 8. August wurde die Drehofenanlage ständig im Verbund mit der Rohmaterialmahlung betrieben. Die Rohmaterialaufgabe auf die Rohmühle lag bei 200 bis 235 t/h. Am 9. August wurde die Rohmühle für die Direktbetriebsphase zwischen 5 Uhr und 18 Uhr 30 abgeschaltet. Der Rohgasstrom durch den Abhitzekeessel und dessen Leistung blieb sowohl während des Verbund- als auch während des Direktbetriebs weitgehend kon-

stant. Im Direktbetrieb wird ein Teilgasstrom des Rohgases anstelle durch die Rohmühle durch den Verdampfungskühler geführt. Der Direktbetrieb führte zu höheren Temperaturen in den Abgaswegen nach der Zusammenführung des Rohgases aus Verdampfungskühler, Rohmaterialmahlung und Abhitzekeessel. Weiter sank der Sauerstoffgehalt im Roh- und Reingas in den Abgaswegen nach dieser Zusammenführung.

Am 7. August fiel das gesamte Abwärmekraftwerk gegen 20 Uhr aus. Nach Behebung der Störung wurde das Kraftwerk gegen Mitternacht wieder in Betrieb genommen, der Abhitzekeessel wurde bereits vorher angefahren. Während des Stillstands des Kraftwerks wurde kein Rohgas durch den Abhitzekeessel geführt, sondern durch den Verdampfungskühler geleitet.

3.4 Messergebnisse

3.4.1 Abgas nach Wärmetauscherturm

Die Messstelle Rohgas nach Wärmetauscher liegt zwischen dem Wärmetauscherturm der Drehofenlinie und dem Wärmetauschergebläse. Tabelle 3-5 zeigt die Ergebnisse der Messungen im Rohgas nach Wärmetauscherturm.

Tabelle 3-5: Messgrößen im Rohgas nach Wärmetauscherturm

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	434	434	431
Druck	mbar	-54	-53	-52
Umgebungsdruck	mbar	961	961	963
trockene Größen				
Normvolumenstrom	m ³ /h (tr)	208.500	218.800	229.500
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	(5,6) ¹⁾	(5,7) ¹⁾	(5,5) ¹⁾
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	25,9	25,6	25,9
Stickstoff N ₂ ²⁾	Vol.-% (tr)	68,5	68,7	68,5
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³ (tr)	220	184	251
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³ (tr)	613	646	579
Staub	g/m ³ (tr)	102	86	94
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m ³ (tr)	3,1	6,1	3,5
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m ³ (tr)	19,2	25,8	20,5
feuchte Größen				
Normvolumenstrom	m ³ /h	242.300	245.000	256.500
Betriebsvolumenstrom	m ³ /h	700.700	707.700	735.400
Geschwindigkeit	m/s	18,2	18,1	19,1
Sauerstoff O ₂ , Werk ³⁾	Vol.-%	3,9	4,0	3,9
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	(4,8) ¹⁾	(5,1) ¹⁾	(4,9) ¹⁾
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	22,2	22,9	23,2
Stickstoff N ₂ ²⁾	Vol.-%	58,9	61,3	61,4
Feuchte	Vol.-%	(14,0) ⁴⁾	10,7	10,5
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³	189	164	224
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³	527	577	518
Staub	g/m ³	88	77	84
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m ³	2,6	5,4	3,2

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m ³	16,5	23,1	18,3

¹⁾ Messergebnisse des FIZ unplausibel hoch

²⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

³⁾ Sauerstoffmessung des Werks vor Wärmetauschergebläse

⁴⁾ Feuchtemessung unplausibel

Die Messergebnisse für Sauerstoff durch das FIZ sind im Vergleich zur Werksmessung und zu vorangegangenen Messkampagnen unplausibel hoch. Allerdings wird bei der FIZ-Messung von einer fehlerhaften Messung durch Falschluff ausgegangen. Daher werden hier auch die Werksmesswerte für den Sauerstoffgehalt im Rohgas nach Wärmetauscher angegeben. Aufgrund des Falschluffeintrags kann auch bei den anderen Gasmessgrößen eine mögliche Unterbestimmung vorliegen. Dies ist jedoch für eine weitere Betrachtung der Ergebnisse nicht relevant, da hierzu die Messergebnisse aus der Messstelle „Abgas vor Abhitzekessel“ herangezogen werden.

Die Messung zeigt eine typische Zusammensetzung eines Rohgases aus einer Zementdrehofenanlage. Die Feuchte am 7. August ist gegenüber den Feuchtegehalten an den anderen Messtagen an dieser Messstelle sowie an den nachfolgenden Messstellen auffällig hoch. Daher kann an dieser Feuchtebestimmung von einer unplausiblen Messung ausgegangen werden. Aus diesem Grund wird dieser Messwert nicht für eine weitere Betrachtung der Ergebnisse verwendet.

3.4.2 Abgas vor Abhitzekessel

Die Messstelle für das Rohgas vor Abhitzekessel befindet sich in der Zuleitung direkt vor dem Abhitzekessel. Tabelle 3-6 beinhaltet die Messgrößen für das Rohgas vor dem Abhitzekessel. Die Feuchtegehalte sind an dieser Messstelle nicht gemessen worden. Die hier angegebenen Feuchtegehalte stammen aus der Messung des Rohgases nach Wärmetauscherturm.

Tabelle 3-6: Messgrößen im Rohgas in der Zuleitung zum Abhitzekessel

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	-	430	422
Druck	mbar	-	-8	-9
Umgebungsdruck	mbar	-	962	961
trockene Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	-	4,8	4,9
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	-	26,7	26,2

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	-	68,6	68,9
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³ (tr)	-	350	397
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³ (tr)	-	369	333
feuchte Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	-	4,2	4,4
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	-	23,8	23,4
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	-	61,3	61,6
Feuchte	Vol.-%	-	10,7 ²⁾	10,5 ²⁾
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³	-	312	355
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³	-	329	298

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

²⁾ Feuchtegehalte stammen von der Messstelle Rohgas nach Wärmetauscher

3.4.3 Abgas nach Abhitzekeessel

Die Messstelle Rohgas in der Rückleitung vom Abhitzekeessel ist aufgrund örtlicher Gegebenheiten auf zwei Messpunkte aufgeteilt:

- Abhitzekeessel Rückleitung (Bühne 19,2 m)
- Abhitzekeessel Rückleitung (neue Bühne)

Zwischen den beiden Messstellen befindet sich das Kesselgebläse (PHB-Gebläse). Der Rohgasstrom erfährt durch das Kesselgebläse keine physikalische oder chemische Änderung, sodass die Gaskonzentrationen und Staubgehalte vor und nach dem Gebläse gleich sind. Das Gebläse führt lediglich zu einer Änderung des Drucks. Daher ist die Messstelle Rohgas vor Kesselgebläse zur Messstelle nach Gebläse mit Ausnahme des Drucks gleichwertig. In folgender Tabelle 3-7 stammen die Gaskonzentrationen Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid, Stickstoffoxid und Kohlenstoffmonoxid von der Messstelle Rückleitung auf der Bühne in der Höhe 19,2 m. Die Volumenstrommessung und Staubgehaltsbestimmung, die Feuchtemessung und die nasschemische Bestimmung der Wasserstoffchlorid- und Schwefeldioxidkonzentrationen sowie die Ermittlung von Druck, Temperatur und Feuchte erfolgten auf der neu errichteten Bühne.

Tabelle 3-7: Messgrößen im Rohgas in der Rückleitung vom Abhitzeessel.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	179	167	160
Druck	mbar	-3	-3	-2
Umgebungsdruck	mbar	955	965	966
trockene Größen				
Normvolumenstrom	m³/h (tr)	182.900	169.600	173.700
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	6,0	5,8	6,3
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	25,0	25,1	24,5
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	69,0	69,1	69,2
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m³ (tr)	515	359	460
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m³ (tr)	402	481	373
Staub	g/m³ (tr)	18	18	20
feuchte Größen				
Normvolumenstrom	m³/h	208.000	211.100	202.400
Betriebsvolumenstrom	m³/h	366.400	358.000	337.500
Geschwindigkeit	m/s	19,1	17,3	16,5
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	5,2	5,1	5,6
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	22,0	22,1	21,8
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	60,7	60,7	61,6
Feuchte	Vol.-%	12,0	12,1	11,1
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m³	453	316	409
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m³	315	382	307
Staub	g/m³	16	16	18

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

Die chemische Zusammensetzung des Rohgases nach Abhitzeessel ist dem Rohgas in der Zuleitung zum Abhitzeessel erwartungsgemäß sehr ähnlich. Im Abhitzeessel wird Staub aus dem Rohgasstrom abgeschieden. Etwa 80 bis 90 Prozent des Rohgasstaubs fallen im Abhitzeessel aus dem Gasstrom aus. Der Falschlufteintrag durch den Abhitzeessel führt zu einer Erhöhung der Sauerstoffkonzentration um etwa 1 Vol.-%.

3.4.4 Abgas nach Rohmühle

Im Verbundbetrieb durchströmt ein Teilstrom des Rohgases nach dem Wärmetauscherturm die Rohmühle, um Rohmaterial zu trocknen. Tabelle 3-8 enthält die Messgrößen im Rohgas

direkt hinter der Rohmühle vor dem Rohmühlengebläse und beinhaltet somit auch die zirkulierende Gasmenge, die für den Betrieb der Rohmühle erforderlich ist. Dieser Abgasstrom wird auch als Mühlenabgas bezeichnet und wurde nur während des Verbundbetriebs beprobt.

Tabelle 3-8: Messgrößen im Rohgas nach der Rohmühle vor Rohmühlengebläse.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	94	89	-
Druck	mbar	-86	-90	-
Umgebungsdruck	mbar	962	965	-
trockene Größen				
Normvolumenstrom	m³/h (tr)	291.900	261.300	-
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	13,4	13,0	-
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	13,2	13,6	-
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	73,4	73,5	-
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m³ (tr)	200	183	-
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m³ (tr)	291	191	-
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m³ (tr)	1,9	6,4	-
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m³ (tr)	7,4	19,0	-
feuchte Größen				
Normvolumenstrom	m³/h	355.000	313.100	-
Betriebsvolumenstrom	m³/h	552.000	481.000	-
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	11,0	10,8	-
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	10,9	11,3	-
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	60,3	61,3	-
Feuchte	Vol.-%	17,8	16,6	-
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m³	164	152	-
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m³	239	159	-
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m³	1,6	5,3	-
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m³	6,1	15,9	-

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

Etwa 75 bis 90 % des Ofenabgases wird nach dem Wärmetauscherturm durch den Abhitze-kessel geführt. An der Rohmühle verbleiben somit 10-25 % des Ofenabgases zur Trocknung. Nach dem Rohmühlengebläse erfolgt eine Aufteilung des Mühlenabgases in einen Teil, der zum Schlauchfilter geführt wird, und in einen Teil, der zurück in die Rohmühle zirkuliert wird.

Durch die Zirkulation des Mühlenabgases findet verfahrensbedingt eine Anreicherung des Mühlenabgases mit Feuchte aus dem Rohmaterial und mit Falschluff aus dem Materialeintrag an der Mühle statt. Daher sind an dieser Messstelle die Sauerstoff- und Feuchtegehalte deutlich höher als im Rohgas nach Wärmetauscher und nach Abhitzekeessel.

Das Mühlenabgas beträgt etwa das 5- bis 12-fache des Rohgasstroms zur Rohmühle. Um den Transport des Mahlguts in der Quadropol-Rohmühle sicherzustellen und das Mahlgut mit dem Gasstrom auszutragen sind hohe Volumenströme nötig. Da gegenüber anderen Anlagenschaltungen hier nur ein geringer Rohgasvolumenstrom zur Verfügung steht, muss die umlaufende Gasmenge durch entsprechende Regelung der Klappen und des Gebläses erhöht werden.

3.4.5 Abgas vor Verdampfungskühler

Tabelle 3-9 enthält die Messgrößen des Rohgases vor Verdampfungskühler.

Tabelle 3-9: Messgrößen im Rohgas vor Verdampfungskühler.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	-	-	413
Druck	mbar	-	-	-2
Umgebungsdruck	mbar	-	-	-
trockene Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	-	-	5,8
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	-	-	24,4
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	-	-	69,8
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³ (tr)	-	-	375
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³ (tr)	-	-	322
feuchte Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	-	-	5,2
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	-	-	21,8
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	-	-	62,4
Feuchte	Vol.-%	-	-	10,5 ²⁾
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³	-	-	335
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³	-	-	285

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

²⁾ Feuchtegehalte stammen von der Messstelle Rohgas nach Wärmetauscher

Direkt unterhalb der Messstelle wird niedergeschlagener und ausgeschleuster Staub aus dem Abhitzekeessel in den Rohgasstrom zum Verdampfungskühler eingebracht. Der

Messplan sah ursprünglich an dieser Stelle für die Messungen des Rohgases vor Verdampfungskühler auch die Messung des Volumenstroms vor. Jedoch konnte während der Messungen die Strömungsrichtung nach der Differenzdruckmethode mittels eines Staudruckrohrs nicht bestimmt werden. Die Beobachtung zeigte sowohl aufsteigende als auch fallende Staubfahnen. Wirbelbildung in diesem Bereich lassen Gas- und Staub sowohl aufwärts als auch abwärts strömen. Das Messrohr wurde je nach Messtiefe nach oben oder unten gedrückt. Aufgrund dieser Randbedingungen sowie hohen Staubbeladung des Rohgases konnte an dieser Messstelle keine Volumenstrommessung durchgeführt werden. Die Messungen der Gaskonzentrationen waren nicht betroffen und konnten durchgeführt werden.

3.4.6 Rohgas nach Verdampfungskühler

Tabelle 3-10 listet die Messgrößen im Rohgas nach Verdampfungskühler auf.

Tabelle 3-10: Messgrößen im Abgas nach Verdampfungskühler.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	-	-	193
Druck	mbar	-	-	-4
Umgebungsdruck	mbar	-	-	965
trockene Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	-	-	5,6
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	-	-	24,1
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	-	-	70,4
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³ (tr)	-	-	447
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³ (tr)	-	-	285
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m ³ (tr)	-	-	0,9
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m ³ (tr)	-	-	3,6
feuchte Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	-	-	4,3
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	-	-	18,7
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	-	-	54,7
Feuchte	Vol.-%	-	-	22,2
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³	-	-	349
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³	-	-	220
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m ³	-	-	0,7
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m ³	-	-	2,9

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

Die Konditionierung des Rohgases auf die Eintrittstemperatur in das Schlauchfilter erfolgt durch Eindüsen und Verdampfen von Wasser. Das Quenchen mit Wasser führt zu den gemessenen höheren Feuchtegehalten im Rohgas.

3.4.7 Messungen zur abgasseitigen Bilanz des ECO1

3.4.7.1 Messgrößen vor ECO1

Die Messwerte für das Reingas nach der Entstaubung und Entstickung vor dem ECO1 enthält Tabelle 3-11. Die Feuchtegehalte sind an dieser Messstelle nicht gemessen worden. Deshalb wurden hier die Feuchtegehalte aus der Messung des Reingases im Hauptkamin angegeben. An der Messstelle Reingas vor ECO1 reicht der Messstutzen etwa 80 cm in den Gasstrom hinein. Da erst am zweiten Messtag eine ausreichend lange Sonde zur Verfügung stand, konnten am ersten Messtag keine Messungen vorgenommen werden.

Tabelle 3-11: Messgrößen im Reingas vor dem ECO1.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	-	158	180
Druck	mbar	-	-24	-21
Umgebungsdruck	mbar	-	966	967
trockene Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	-	7,8	6,0
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	-	21,5	23,7
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	-	70,7	70,4
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³ (tr)	-	330	459
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³ (tr)	-	103	78
feuchte Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	-	6,8	5,2
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	-	18,2	20,7
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	-	61,9	61,5
H ₂ O	Vol.-%	-	12,5 ²⁾	12,5 ²⁾
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³	-	289	402
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³	-	90	68

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

²⁾ Feuchtegehalte stammen von der Messstelle Reingas Hauptkamin

Die Gaszusammensetzung des Reingases vor ECO1 ist erwartungsgemäß derjenigen des Reingases im Hauptkamin ähnlich.

3.4.7.2 Messgrößen nach ECO1

Tabelle 3-12 listet die Messgrößen im Reingas nach dem Wärmetauscher ECO1 auf. Auch an dieser Messstelle im Reingas wurden die Feuchtegehalte nicht gemessen, sondern von der Messstelle Reingas im Hauptkamin übernommen. An dieser Messstelle reichte der Messstutzen etwa 80 cm in den Gasstrom hinein. Erst mit einer ausreichend langen Sonde konnten die Messungen ab dem zweiten Messtag durchgeführt werden.

Tabelle 3-12: Messgrößen im Reingas nach dem ECO1.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	-	135	153
Druck	mbar	-	-39	-33
Umgebungsdruck	mbar	-	965	967
trockene Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	-	7,7	5,7
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	-	21,6	24,7
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	-	70,9	70,7
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³ (f)	-	378	416
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³ (f)	-	82	54
feuchte Größen				
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	-	6,7	5,0
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	-	18,9	21,6
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	-	62,0	60,9
Feuchte	Vol.-%	-	12,5 ²⁾	12,5 ²⁾
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m ³	-	330	364
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m ³	-	71	47

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %

²⁾ Feuchtegehalte stammen von der Messstelle Reingas Hauptkamin

Die Gaszusammensetzung des Reingases nach ECO1 ist erwartungsgemäß ebenso derjenigen des Reingases im Hauptkamin erwartungsgemäß ähnlich.

3.4.7.3 Messgrößen Hauptkamin

Die Messstelle Reingas Hauptkamin befindet sich auf Höhe der Emissionsmessstelle. Tabelle 3-13 listet die Messgrößen im Reingas im Hauptkamin auf.

Tabelle 3-13: Messgrößen im Reingas im Hauptkamin an der Emissionsmessstelle.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Zustandsgrößen				
Temperatur	°C	134	137	155
Druck	mbar	-1	-2	-2
Umgebungsdruck	mbar	962	965	965
trockene Größen				
Normvolumenstrom	m³/h (tr)	287.100	285.600	250.100
Sauerstoff O ₂	Vol.-% (tr)	7,1	7,3	5,6
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-% (tr)	22,1	21,8	24,8
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-% (tr)	70,8	70,9	69,6
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m³ (tr)	428	321	456
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m³ (tr)	111	140	55
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m³ (tr)	1,3	1,4	0,9
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m³ (tr)	30,9	37,0	55,9
feuchte Größen				
Volumenstrom	m³/h (i.N.)	330.900	326.200	286.000
Betriebsvolumenstrom	m³/h	520.100	515.100	471.700
Sauerstoff O ₂	Vol.-%	6,1	6,4	4,9
Kohlenstoffdioxid CO ₂	Vol.-%	19,2	19,1	21,7
Stickstoff N ₂ ¹⁾	Vol.-%	61,5	62,0	60,9
Feuchte	Vol.-%	13,2	12,5	12,5
Kohlenstoffmonoxid CO	mg/m³	372	281	399
Stickstoffoxid NO _x (Summe NO+NO ₂ als NO)	mg/m³	96	123	48
Wasserstoffchlorid HCl	mg/m³	1,1	1,2	0,8
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m³	26,8	32,4	48,9

¹⁾ Differenz der Gehalte aus Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Feuchte zu 100 %.

Die Zusammensetzung des Reingases zeigt eine für Zementwerke typische Zusammensetzung. Im Direktbetrieb sind die Sauerstoffkonzentrationen aufgrund eines geringeren Falschlufteintrags niedriger.

3.4.7.4 Abgasseitige Bilanz ECO1

In Tabelle 3-14 sind die für die abgasseitige Bilanzierung des Wärmetauschers ECO1 notwendigen Messgrößen zusammengefasst. Aus diesen Messgrößen wird die ausgekoppelte thermische Leistung über den Wärmetauscher berechnet und mit dem Auslegungsfall verglichen.

Tabelle 3-14: Bilanzierung ECO1

Bilanzierung ECO1					
		Auslegung	VB		DB
			07.08.2012	08.08.2012	09.08.2012
\dot{V}	[m ³ /h (i.N)]	330.000	330.900	326.200	286.000
ϑ_{Ein}	[°C]	150		158	180
ϑ_{Aus}	[°C]	121		135	153
O ₂	[Vol. %]	6,7	6,1	6,7	5,0
CO ₂	[Vol. %]	20,5	19,2	18,9	21,6
N ₂	[Vol. %]	56,7	61,5	62,0	60,9
H ₂ O	[Vol. %]	16,1	13,2	12,5	12,5
Staub	[mg/m ³ (i.N.)]	< 5			
SO ₂	[mg/m ³ (i.N.)]	54	26,8	32,4	48,9
\dot{m}	[kg/h]	441.043		437.356	388.212
\dot{Q}	[MW _{th}]	3,72		3,1	3,1

Die ausgekoppelte thermische Leistung lag sowohl im Verbund- als auch Direktbetrieb bei 3,1 MW_{th}, wobei im Verbundbetrieb eine geringere Eintrittstemperatur gegenüber dem Direktbetrieb vorliegt, im Gegensatz dazu jedoch ein höherer Volumenstrom. Insgesamt liegt die übertragene Leistung ca. 0,6 MW_{th} etwas unter dem Auslegungswert. Dies ist auf eine geringere Differenz zwischen Ein- und Austrittstemperatur als in der Auslegung angenommen und auf einen z.T. geringeren Volumenstrom zurückzuführen.

3.4.8 Messungen zur abgasseitigen Bilanzieren des ECO2

3.4.8.1 Messgrößen vor ECO2

Die Messstelle zur Messung der Mittenluft vor ECO2 liegt direkt unter dem Wärmetauscher. Tabelle 3-15 beinhaltet die thermodynamischen Messgrößen.

Tabelle 3-15: Messgrößen in der Mittenluft vor ECO2

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	324	325	320
Druck	mbar	-8	-31	-12
Umgebungsdruck	mbar	962	964	962

Die Wärmeauskopplung für die Vorwärmung des entstaubten Ofenabgases vor dem Katalysator zur Stickstoffoxidminderung wird durch den Volumenstrom der Mittenluft geregelt. Daher ist die Mittenlufttemperatur nach SCR-Wärmetauscher und damit vor ECO2 unabhängig von der Verbund- und Direktbetriebsweise.

3.4.8.2 Messgrößen nach ECO2

Die Messstelle der Mittenluft nach ECO2 befindet sich direkt über dem Wärmetauscher. Tabelle 3-16 enthält die Messergebnisse der Druck- und Temperaturmessung.

Tabelle 3-16: Messgrößen in der Mittenluft nach dem ECO2.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	151	144	138
Druck	mbar	-10	-33	-13
Umgebungsdruck	mbar	957	964	961

Der Volumenstrom der Mittenluft wird nach dem Wärmebedarf der Vorwärmung des Ofenabgases zur Stickstoffoxidminderung geregelt. Die unterschiedlichen Volumenstrommengen zeigen sich indirekt im Differenzdruck zur Umgebung, wie aus Tabelle 3-15 bis Tabelle 3-17 ersichtlich ist. Je mehr Mittenluft entnommen wird, desto stärker zieht das Mittenluftgebläse.

3.4.8.3 Messgrößen der Mittenluft

Die Volumenstrombestimmung der Mittenluft erfolgte in der Rohrleitung nach ECO2. Tabelle 3-17 beinhaltet die Ergebnisse der Volumenstrommessungen.

Tabelle 3-17: Messgrößen in der Mittenluft.

Messgröße	Einheit	Verbundbetrieb		Direktbetrieb
Datum		7. August 2012	8. August 2012	9. August 2012
thermodynamische Größen				
Temperatur	°C	154	144	125
Druck	mbar	-12	-33	-15
Umgebungsdruck	mbar	962	964	964
trockene Größen				
Normvolumenstrom	m³/h (tr)	49 900	51 500	26 600
feuchte Größen				
Volumenstrom	m³/h (i.N.)	50 410	51 974	26 914
Betriebsvolumenstrom	m³/h	84 079	86 281	41 889
Geschwindigkeit	m/s	10,9	11,2	5,5
Feuchte	Vol.-%	1,0 ¹⁾	1,0 ¹⁾	1,0 ¹⁾

¹⁾ Die Luftfeuchte wird mit 1 Vol.-% angesetzt

Die Mittenluftmenge wird nach dem Wärmebedarf des Katalysators zur Stickstoffoxidminderung geregelt. Im Direktbetrieb erhält der Katalysator Wärme auf einem höheren Temperaturniveau aus dem Reingas, da keine Energie zur Trocknung des Rohmaterials benötigt wird. Daher muss im Direktbetrieb weniger Wärme für die Vorwärmung des Ofenabgases für den Katalysator aus der Mittenluft ausgekoppelt werden. Im Direktbetrieb ist der Volumenstrom der Mittenluft daher geringer als im Verbundbetrieb.

3.4.8.4 Abgasseitige Bilanz ECO2

In Tabelle 3-18 sind die für die abgasseitige Bilanzierung des Wärmetauschers ECO2 notwendigen Messgrößen zusammengefasst. Aus diesen Messgrößen wird die ausgekoppelte thermische Leistung über den Wärmetauscher berechnet und mit dem Auslegungsfall verglichen.

Tabelle 3-18: Bilanzierung ECO2

Bilanzierung ECO2					
		Auslegung	VB		DB
			07.08.2012	08.08.2012	09.08.2012
\dot{V}	[m ³ /h (i.N.)]	48.125	50.410	51.974	26.914
ϑ_{Ein}	[°C]	240	324	325	320
ϑ_{Aus}	[°C]	141	151	144	138
O ₂	[Vol. %]	22	22	22	22
CO ₂	[Vol. %]	0	0	0	0
N ₂	[Vol. %]	78	78	78	78
H ₂ O	[Vol. %]	0	0	0	0
Staub	[g/m ³ (i.N.)]	2			
\dot{m}	[kg/h]	62.046		67.008	34.699
\dot{Q}	[MW _{th.}]	1,7		3,5	1,8

Die ausgekoppelte Wärme am ECO2 ist im Direktbetrieb deutlich niedriger, da weniger Mittenluft durch den Wärmetauscher gezogen wird. Die Mittenluftmenge wird nach dem, im Direktbetrieb deutlich geringeren, Wärmebedarf für die Erwärmung des Reingases für die SCR-Anlage geregelt. Allerdings liegt die übertragene Wärmemenge auch im Direktbetrieb über derjenigen im Auslegungsfall. Im Verbundbetrieb liegt die ausgekoppelte Wärmemenge rund doppelt so hoch als in der Auslegung angenommen. Dies ist auf eine gegenüber dem Auslegungsfall ca. 80 °C höhere Eintrittstemperatur am Wärmetauscher zurückzuführen.

3.4.9 Rohgasstaub

3.4.9.1 Probenahme

An der Messstelle Rohgas nach Wärmetauscherturm vor Wärmetauschergebläse wurde neben der Gaszusammensetzung auch der Staubgehalt im Rohgasstrom bestimmt. Am Abhitzeessel direkt konnte aufgrund der örtlichen Gegebenheiten keine Staubprobenahme durchgeführt werden. Zur Bestimmung des Staubgehalts wurde ein Teilgasstrom isokinetisch abgesaugt und der im Rohgas enthaltene Staub in einem Gewebefilter abgeschieden. An dieser Staubprobe wurden die Zusammensetzung und die Inhaltsstoffe des Rohgasstaubs bestimmt. Weiter wurde an dieser Staubprobe die Korngrößenverteilung gemessen.

3.4.9.2 Chemische Analyse

An der Staubprobe wurden die flüchtigen Bestandteile Kohlenstoffdioxid und Wasser mit einem IR-Detektor gemessen. Die mineralischen Bestandteile wurden mit einem Röntgenfluoreszenzanalysator ermittelt. Der Sulfat-, Kalium-, Natrium- und Chloridgehalt wurden mit einem Aufschluss nach DIN EN 196-2 bestimmt. Tabelle 3-19 listet die Zusammensetzung und Inhaltsstoffe des Rohgasstaubs nach Wärmetauscher auf.

Tabelle 3-19: Zusammensetzung und Inhaltsstoffe im Rohgasstaub nach Wärmetauscher. Alle Messergebnisse beziehen sich auf die feuchte Probe.

Komponente	Analyseverfahren	Einheit	7. Aug. nachmittags	8. Aug. vormittags	8. Aug. nachmittags	9. Aug. vormittags	9. Aug. nachmittags
Kohlenstoffdioxid	950 °C/IR	M.-%	31,0	30,7	30,9	30,8	30,6
Wasser	950 °C/IR	M.-%	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1
Glühverlust	Summe CO ₂ , H ₂ O	M.-%	32,1	31,8	32,1	32,0	31,7
Silizium(IV)-oxid	RFA	M.-%	11,8	11,8	11,9	11,8	11,7
Aluminiumoxid	RFA	M.-%	4,1	4,2	4,2	4,2	4,1
Titandioxid	RFA	M.-%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Phosphor(V)-oxid	RFA	M.-%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Eisen(III)-oxid	RFA	M.-%	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Mangan(III)-oxid	RFA	M.-%	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Magnesiumoxid	RFA	M.-%	1,6	1,7	1,7	1,8	1,7
Calciumoxid	RFA	M.-%	41,1	42,1	41,9	41,5	41,1
Sulfat als SO ₃	DIN EN 196-2	M.-%	1,9	1,0	1,7	1,8	1,8
Kaliumoxid	DIN EN 196-2	M.-%	3,7	3,8	3,2	3,5	3,6
Natriumoxid	DIN EN 196-2	M.-%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Na ₂ O-Äquivalent	DIN EN 196-2	M.-%	2,9	3,0	2,6	2,8	2,9
Chlorid quantitativ	DIN EN 196-2	M.-%	2,2	2,3	2,1	2,1	2,3

Der Rohgasstaub zeigt eine typische Zusammensetzung, wie sie für Ofenmehl üblich ist. Der Rohgasstaub besteht somit weitgehend aus aufgegebenem Ofenmehl, das nicht in der obersten Zyklonstufe abgeschieden wird. Die chemische Charakterisierung der Rohgasstäube weist auf eine im Verlauf der Messung konstante Rezeptur des Ofenmehls hin. Die ähnlichen Werte für die flüchtigen Bestandteile Sulfat, der Alkalien und Chlorid im Rohgasstaub deuten auf einen gleichmäßigen Ofenbetrieb ohne starke Schwankungen hin. Die Kreisläufe der flüchtigen Komponenten zeigen keine signifikanten Schwankungen, die sich auf die Adsorption dieser Komponenten auf dem Rohgasstaub niederschlägt.

3.4.9.3 Partikelgrößenverteilung

Die Korngrößen im Rohgasstaub nach Wärmetauscher wurden mittels Laserbeugungsspektrometrie mit dem Analysator 1064 der Firma Cilas vermessen. Tabelle 3-20 beinhaltet die statistischen Kenngrößen zur Beschreibung der Korngrößenverteilung. Die Parameter D₉₀ und D₁₀₀ geben ungefähr die Partikelgröße für 90 % und 100 % Siebdurchgang wieder. Anhand der gemessenen Partikelgrößenverteilung wurden die Feinheitparameter der RRSB-Funktion ermittelt. Der Lageparameter x' gibt die Korngröße an, bei der 63,2 % aller Körnchen kleiner x' sind. Das Steigungsmaß n beschreibt die Breite der Verteilung.

Tabelle 3-20: Statistische Beschreibung der Korngrößenverteilung im Rohgasstaub nach Wärmetauscher.

Statistische Kenngröße	Einheit	7. Aug. nachmittags	8. Aug. vormittags	8. Aug. nachmittags	9. Aug. vormittags	9. Aug. nachmittags
Siebdurchgang						
$D_{90}(x)$	μm	~ 12	~ 12	~ 12	~ 12	~ 12
$D_{100}(x)$	μm	~ 32	~ 32	~ 32	~ 32	~ 32
Feinheitensparameter der RRSB-Funktion						
Lageparameter x'	μm	4,6	4,5	4,4	4,5	4,6
Steigungsmaß n	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Die Partikelgrößen zeigen keine Unterschiede in der Korngrößenverteilung auf. Weder in der Ofenmehlaufbereitung noch im Ofenbetrieb lassen sich Änderungen an den Partikelgrößen festmachen. In den folgenden Bildern (Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-6) sind die Siebdurchgangskurven gezeichnet. Die Quadrate stellen die Messwerte dar. Die Summenkurve ist durch Annäherung an die Messwerte durch eine RRSB-Funktion ermittelt worden.

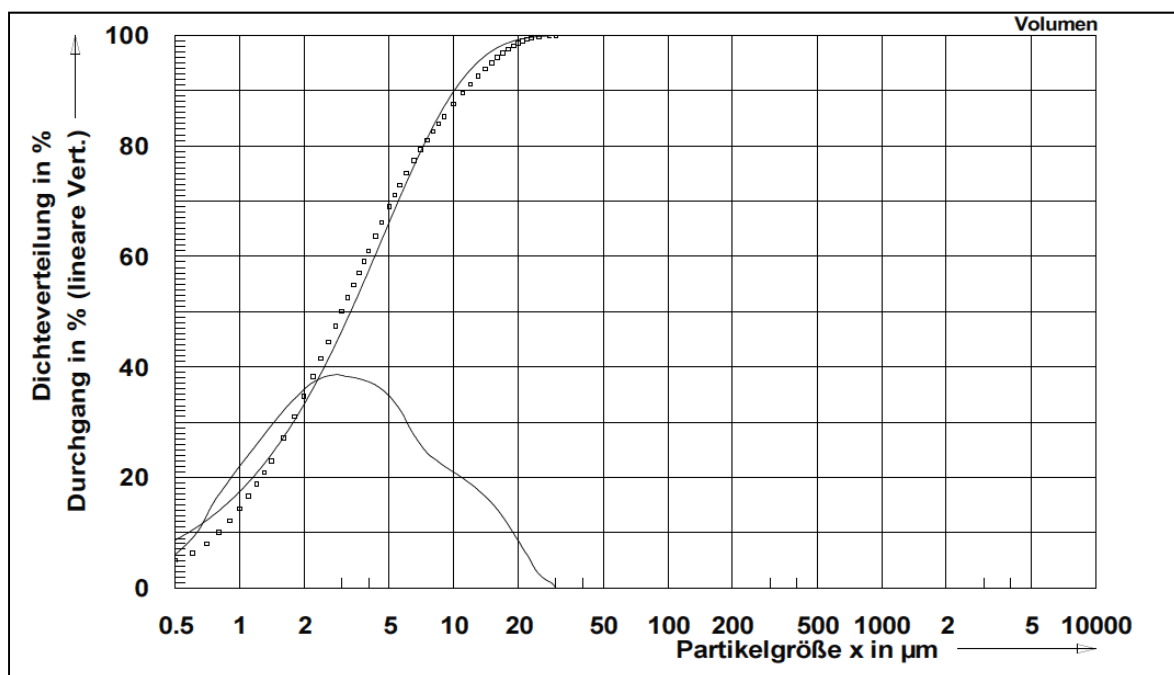


Abbildung 3-2: Volumenverteilung als Summenfunktion (Siebdurchgangskurve) des Rohgasstaubs nach Wärmetauscher am 7. August 2012 nachmittags

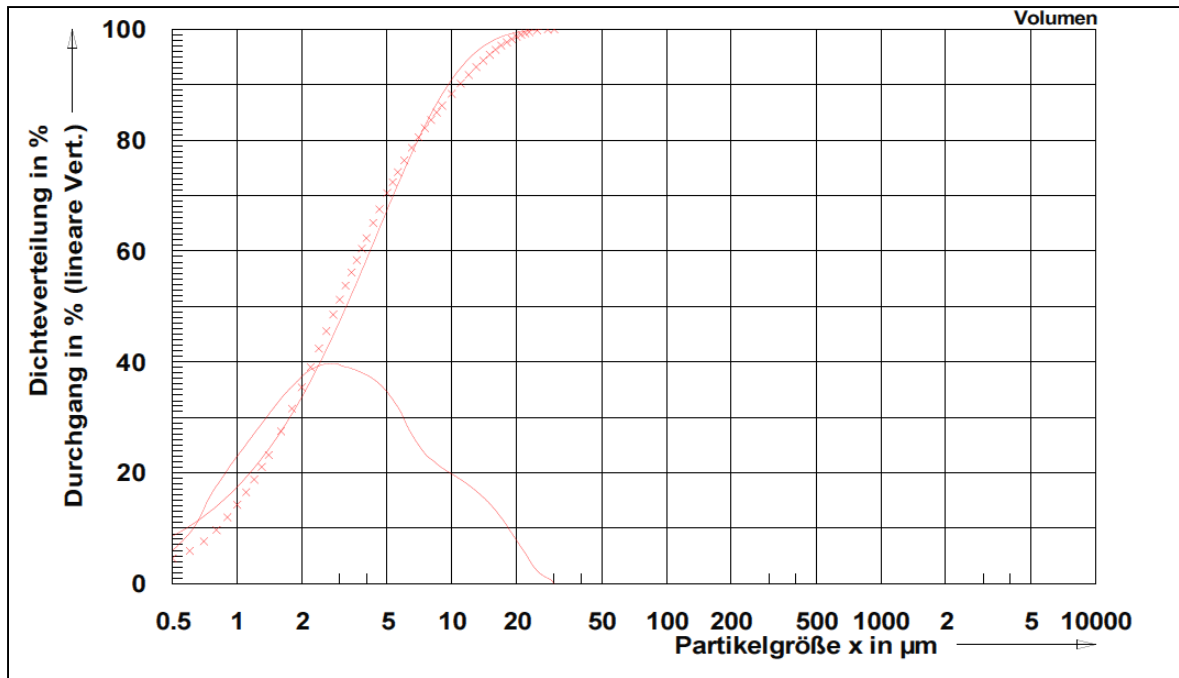


Abbildung 3-3: Volumenverteilung als Summenfunktion (Siebdurchgangskurve) des Rohgasstaubs nach Wärmetauscher am 8. August 2012 vormittags

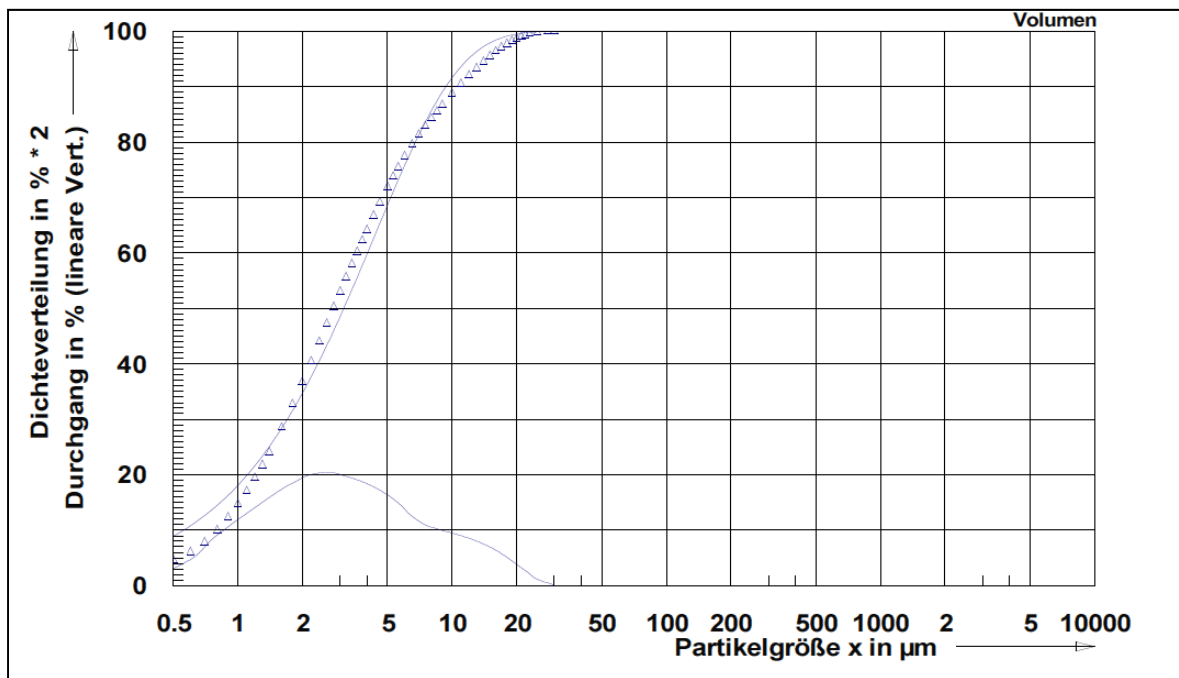


Abbildung 3-4: Volumenverteilung als Summenfunktion (Siebdurchgangskurve) des Rohgasstaubs nach Wärmetauscher am 8. August 2012 nachmittags

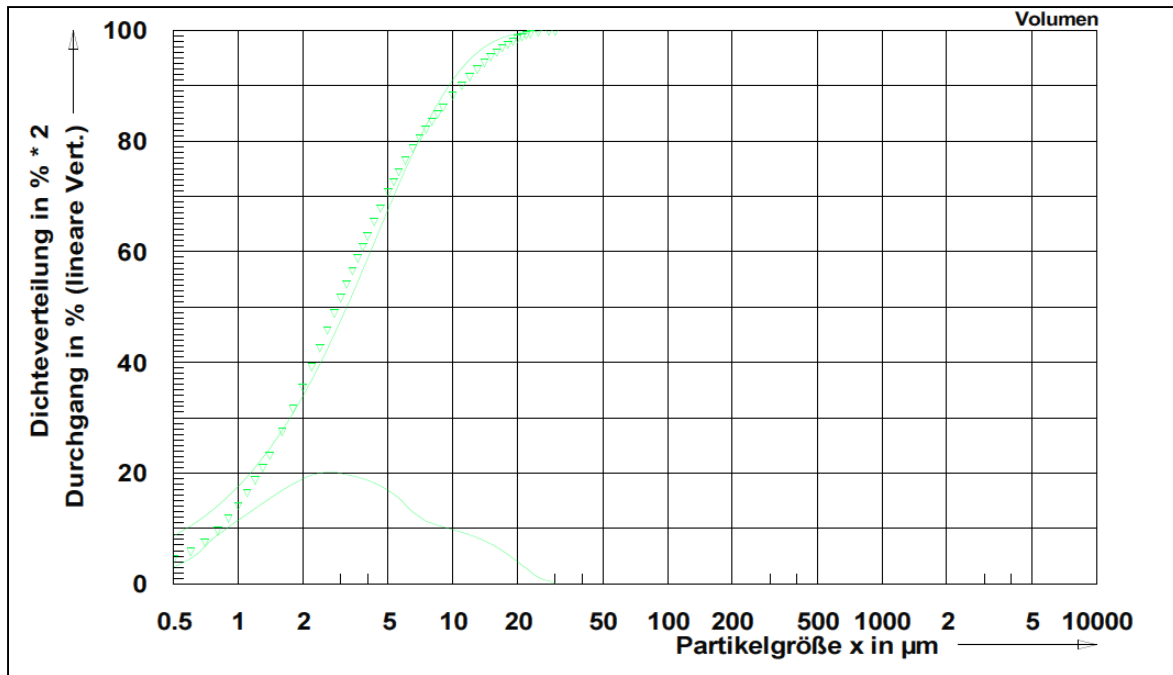


Abbildung 3-5: Volumenverteilung als Summenfunktion (Siebdurchgangskurve) des Rohgasstaubs nach Wärmetauscher am 9. August 2012 vormittags

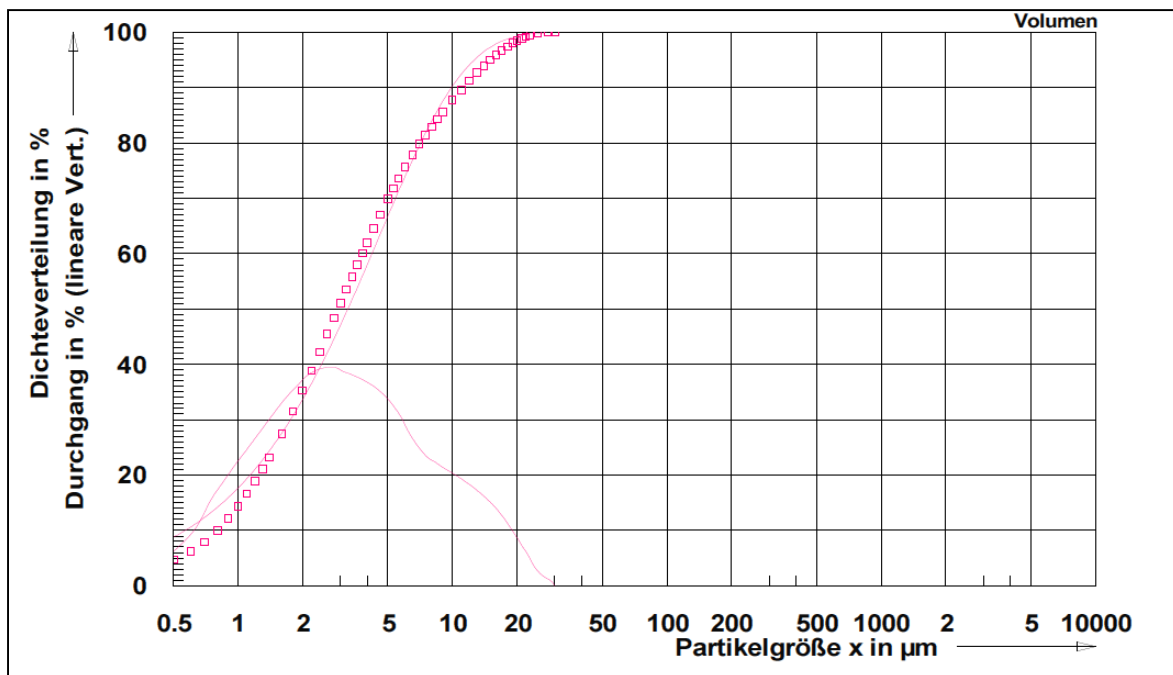


Abbildung 3-6: Volumenverteilung als Summenfunktion (Siebdurchgangskurve) des Rohgasstaubs nach Wärmetauscher am 9. August 2012 nachmittags

3.4.10 Zusammenfassung und Bewertung der Messergebnisse

Das Südbayerische Portlandzementwerk Gebr. Wiesböck und Co. GmbH betreibt im Zementwerk Rohrdorf seit Sommer 2012 ein Abwärmekraftwerk zur Verstromung von Abwärme aus der Drehofenanlage zur Herstellung von Portlandzementklinker. Die Abnahme vom Anlagenbauer durch den Betreiber umfasst eine energetische Bilanzierung sowie die Bestimmung des Kesselwirkungsgrads. Hierfür ist neben den kontinuierlich aufgezeichneten Prozessparametern durch das Prozessleitsystem die Bestimmung weiterer Betriebsgrößen an den Schnittstellen zwischen der Drehofenanlage zur Zementklinkerproduktion und dem Abwärmekraftwerk nötig. Das Forschungsinstitut der Zementindustrie hat hierzu im Zeitraum vom 6. bis 10. August 2012 Messungen an den Schnittstellen zwischen der Drehofenanlage und dem Abwärmekraftwerk durchgeführt. Bei den Messungen wurden sowohl im Verbund als auch im Direktbetrieb alle Stoffströme erfasst, deren Wärmeströme im Kraftwerk zur Erzeugung von elektrischer Energie genutzt werden.

Im Ofenabgas nach Wärmetauscherturm steht Wärme in einem Gasstrom von rund 220.000 m³/h (i.N.tr.) auf einem Temperaturniveau von 430 °C zur Verfügung. Davon werden 75 bis 90 % in einem Abhitzeessel zur Erzeugung von Nieder- und Hochdruckdampf genutzt. Der verbleibende Teil dient im Verbundbetrieb zur Trocknung von Rohmaterial. Im Reingas nach Entstaubung und Entstickung entzieht ein Wärmetauscher dem Reingas Wärme, die für eine Speisewasservorwärmung genutzt wird. Die Reingastemperatur sinkt um etwa 20 °C im Verbund- und um etwa 25 °C im Direktbetrieb. Mittenluft aus dem Klinkerkühler heizt über eine Wärmeverschiebung das Reingas für die Katalysatoranlage zur Stickstoffoxidminderung auf. Desweiteren wärmt die Mittenluft Speisewasser für das Hochdrucksystem des Wasserdampfprozesses vor. In zwei Wärmetauschern wird die Mittenluft in zwei Schritten von etwa 450 °C auf 325 °C und auf 145 °C durch die Wärmeauskopplung abgekühlt.

Der Rohgasstaub wurde sowohl auf seine chemische Zusammensetzung als auch auf seine Partikelgrößenverteilung hin untersucht. Die chemische Analyse zeigt eine typische Zusammensetzung für Ofenmehl, die man im Rohgasstaub wiederfindet. 90 % der Rohgaspartikel sind kleiner 12 µm, und 100 % kleiner 32 µm. Der Lageparameter für 63 % kleiner einer bestimmten Partikelgröße liegt bei etwa 4,5 µm. Während der drei Messtage traten keine Unterschiede in der Korngrößenverteilung auf.

Während des Messzeitraums lag die Generatorleistung bei etwa 5,1 bis 5,7 MW_{el}, wobei die höhere Leistung im Direktbetrieb erreicht wurde. Der Eigenbedarf des Abwärmekraftwerks für die Kessel- und Mittenluftanlage sowie für das Turbinengebäude lag bei 11 bis 13 % der erzeugten elektrischen Energie. Die abgegebene Nettoleistung des Kraftwerks lag damit bei Durchführung der Messungen durch das FIZ bei 4,4 bis 5,1 MW_{el}.

Diese ausgekoppelte Leistung entsprach noch nicht den Erwartungen, da die Messungen bereits zu einem frühen Zeitpunkt nach der Inbetriebnahme durchgeführt wurden und somit die Anlage noch nicht im optimalen Betriebszustand betrieben werden konnte. Nachdem einige Optimierungen an der Anlage vorgenommen werden konnten, wurden weitere interne Messungen durchgeführt (vgl. Kap. 4.1.2.1). Mit Hilfe dieser weiteren Ergebnisse sowie der Ergebnisse aus der vorliegenden Messung durch das FIZ wurde die Energiebilanz des Abwärmekraftwerks erstellt. Diese wird im nachfolgenden Kapitel ausführlich dargestellt.

4 Ergebnisse

4.1 Energiebilanzen des Abwärmekraftwerks

4.1.1 Energiebilanz für den Auslegungsfall

Zur Überprüfung der Auslegungsdaten des Abwärmekraftwerks wurde von Rohrdorfer Zement eine Kreislaufrechnung mittels des thermodynamischen Simulationsprogramm IPSE Pro durchgeführt. Mit Hilfe dieser Berechnung sollen einerseits wichtige Anlagenparameter bestimmt werden und andererseits für den späteren Betrieb eine Möglichkeit zum Abgleich mit den tatsächlichen Betriebsparametern gegeben sein. In Abbildung 4-1 ist eine Übersicht der Ergebnisse der Kreislaufrechnung für den Auslegungsfall dargestellt.

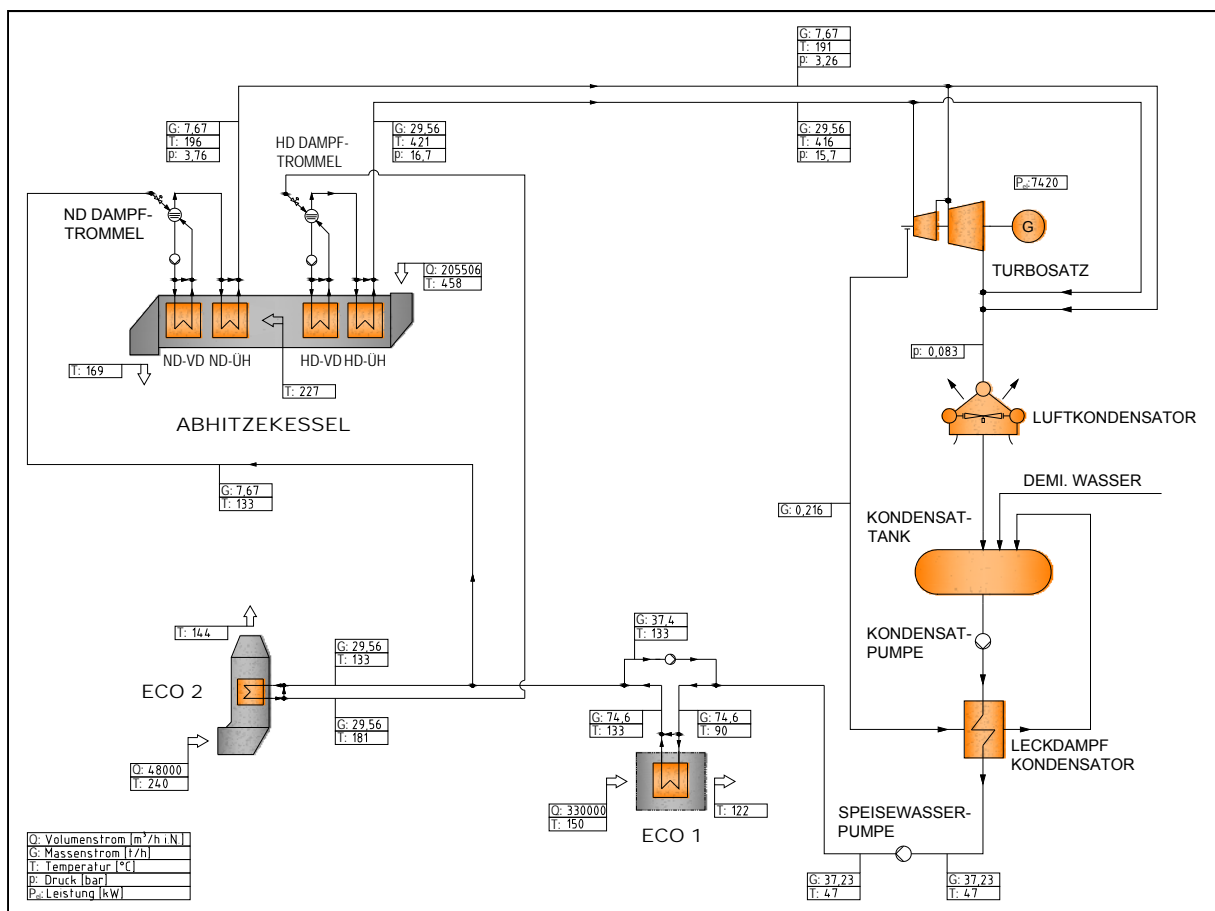


Abbildung 4-1: Kreislaufrechnung zur energetischen Überprüfung des Auslegungsfalls.

4.1.2 Energiebilanz für die Abnahmemessung

4.1.2.1 Messtechnische Erfassung

Um die Kreislaufrechnung zur Überprüfung der tatsächlichen Betriebsparameter mit dem Auslegungsfall durchführen zu können, war zusätzlich zu den kontinuierlich über das Prozessleitsystem erfassten Prozessparametern die messtechnische Erfassung weiterer Parameter erforderlich.

Aufgabenstellung dieser am 06.09.2012 durchgeführten Messung war die Messung des Abluftvolumenstroms aus dem Abhitzeessel sowie des Temperaturverlaufs vom Kesseleintritt bis zum Kesselaustritt.

4.1.2.1.1 Messergebnisse

Volumenstrommessung

Messzeitraum	06.09.2013, 11:30 – 15:45
Messstelle	Rohrleitung zwischen Kessel und Filter
Anzahl der Messachsen	2
Rohrdurchmesser	2.600 mm
Temperatur	158,5 °C
stat. Druck	-185 Pa
mittlere Geschwindigkeit	17,3 m/s
mittl. Volumenstrom (Betrieb)	325.850 m ³ /h (i.B.)
mittl. Volumenstrom (Norm)	196.600 m ³ /h (i.N.)

Temperaturmessung

Messzeitraum	06.09.2013, 14:00 - 15:00
Rohrleitung zwischen Kessel und Filter	158,5 °C
Kesselaustritt	153,9 °C
nach ND-Überhitzer	206,0 °C
nach HD-Verdampfer	210,3 °C
nach HD-Überhitzer	383,2 °C
Kesseleintritt	429,4 °C

Die Ergebnisse der Temperaturmessung sind in Abbildung 4-2 grafisch dargestellt. Mit Hilfe dieser Ergebnisse konnte nachfolgend eine energetische Überprüfung der Betriebs- und Anlagenkenngrößen am Abhitzeessel durchgeführt werden (vgl. Abbildung 4-3).

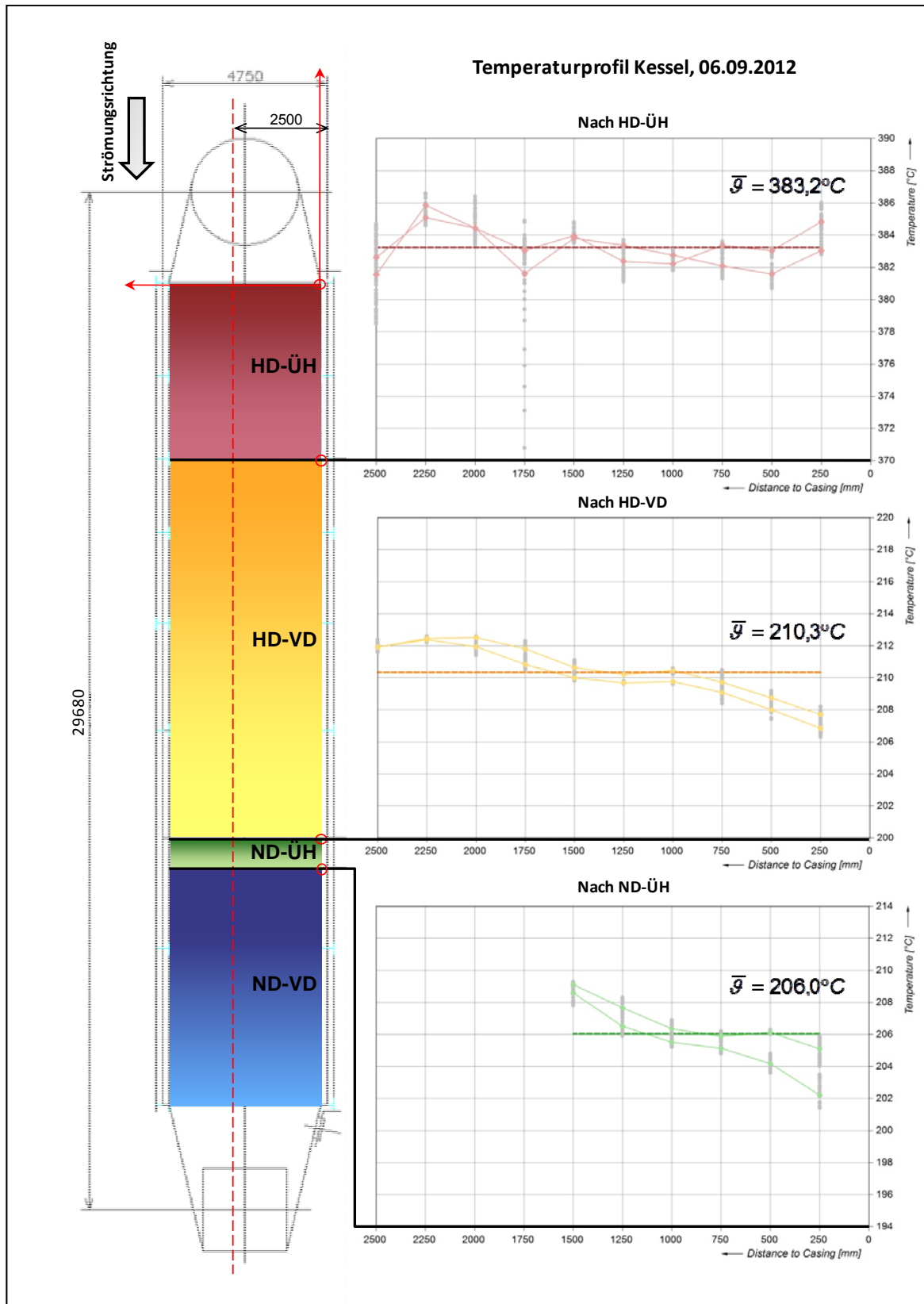


Abbildung 4-2: Temperaturprofil Abhitzeessel.

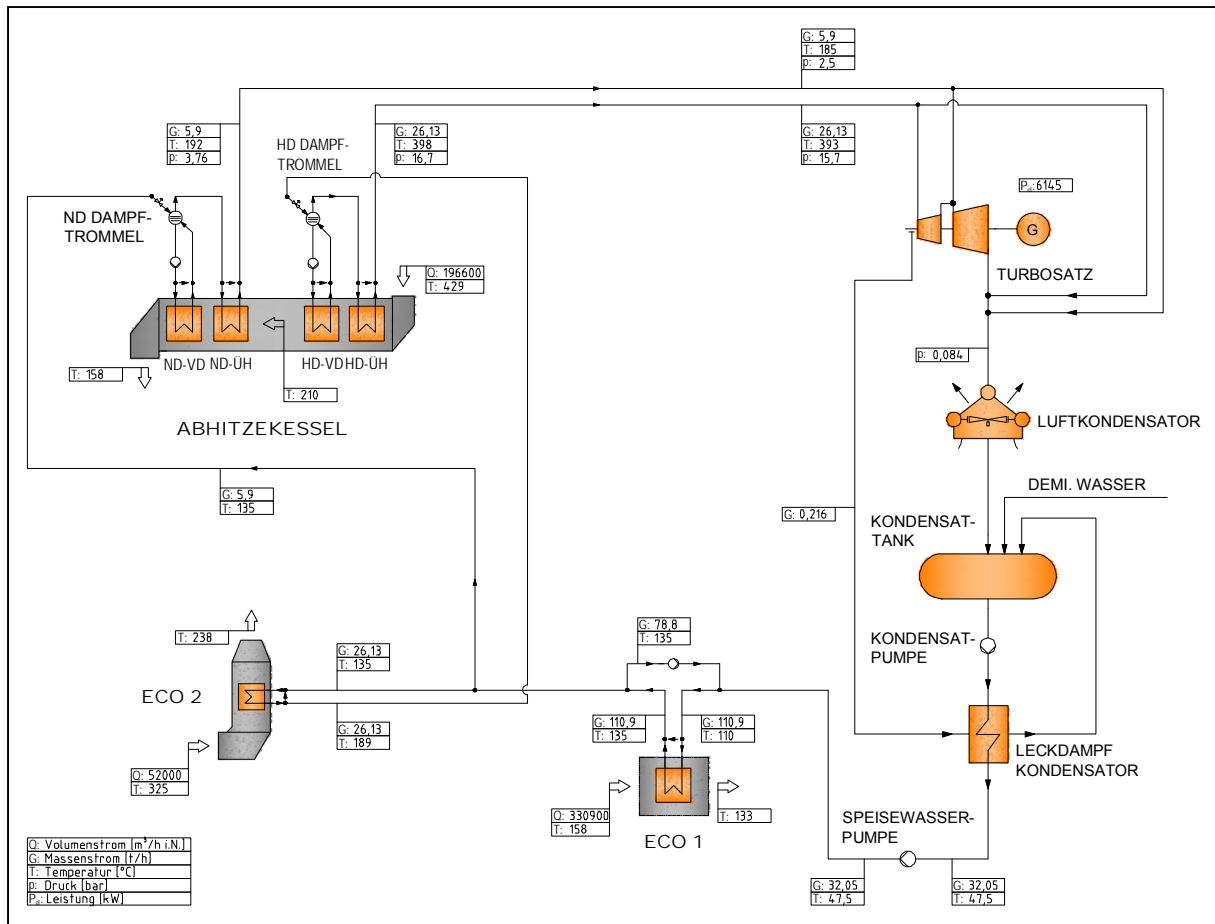


Abbildung 4-3: Kreislaufrechnung mit Betriebsdaten.

Auf Basis der Prozesssimulationen konnten für die Abnahmemessung folgende Abweichungen vom Garantiefall festgestellt werden:

1. Geringere Temperatur (430° statt 458°C) und geringerer Massenstrom (267,3 statt 281,5 t/h) des Gaseintrittstroms in den Abhitzekessel. Der Gasmassenstrom ist um ca. 5 % niedriger und das zur Verfügung stehende Temperaturband bis zum Dampferzeugeraustritt (458 °C-167 °C im Garantie- bzw. Nominalfall) ist um ca. 10 % reduziert.
2. Geringerer H₂O-Gehalt des Ofenabgases nach Wärmetauscherturm (10,8 Vol-% statt 14,9 Vol-%). Da die spezifische Wärmekapazität des Wasserdampfes ca. doppelt so groß wie die der zweiatomigen Gase N₂, O₂ ist, entspricht dieser Effekt in etwa äquivalent einer zusätzlichen Massenstromreduktion von ca. 4%.
3. Geringerer CO₂-Gehalt des Ofenabgases nach Wärmetauscherturm (23,1 Vol-% statt 25 Vol-%). Da die spezifische Wärmekapazität des Kohlendioxids im relevanten Temperaturbereich von 170 bis 430 °C um ca. 5-6 % höher als diejenige der zweiatomigen Gase N₂, O₂ ist, entspricht dieser Effekt in etwa äquivalent einer zusätzlichen Massenstromreduktion von ca. 4%.

4.1.3 Bewertung der Energiebilanz

Aufgrund der veränderten prozessseitigen Eingangsbedingungen wurde die Leistungsgarantie auf Basis konstanter Maschinenwirkungsgrade (k^*A -Werte, Wirkungsgrade, etc.) umgerechnet. Es wurde versucht den Leistungstest auf Basis der gemessenen Werte mittels Prozesssimulation in IPSE Pro so gut wie möglich abzubilden und nachzurechnen, um so in einem derart komplexen Prozess eine belastbare Methode für eine aussagekräftige Beurteilung zur Einhaltung der Garantieparameter zu erhalten.

Die Beurteilung wird also durchgeführt als Vergleich zweier Betriebspunkte:

1. Die Leistungsgarantie in Kapitel 4.1.1 bezieht sich auf einen Gasmassenstrom am Eintritt des Abhitzekeessels von 281,5 t/h, bei einer Temperatur von 459 °C, einem H₂O-Gehalt von 14,9 Vol-%, einem CO₂-Gehalt von 25 Vol-% und einem Staubgehalt von 85 g/m³ (i.N.). Der Mittenluftmassenstrom beträgt 61,8 t/h bei 240 °C, der Abgasmassenstrom nach der SCR-Anlage beträgt 440 t/h bei 150 °C. Unter diesen Randbedingungen war eine elektrische Bruttoleistung von ca. 7,4 MW_{el} zu garantieren.
2. In dem in Kapitel 4.1.2 behandelten Betriebspunkt betrug die Turbinenleistung bei geänderten Zuständen der Input-Gasströme nur ca. 5,8 MW_{el}. Der Gasmassenstrom am Eintritt des Abhitzekeessels betrug 267,3 t/h, bei einer Temperatur von ca. 430 °C, einem H₂O-Gehalt von 10,8 Vol-%, einem CO₂-Gehalt von 23,1 Vol-% und einem Staubgehalt von 81g/m³ (i.N.). Der Mittenluftmassenstrom beträgt 67 t/h bei 325°C, der Abgasmassenstrom nach der SCR-Anlage betrug 444 t/h bei 158°C.

Es ist davon auszugehen, dass der Verschmutzungszustand zur Zeit des Leistungstests den im Rahmen der Leistungsgarantie vereinbarten Bedingungen entspricht.

Anhand der vorgelegten Prozesssimulationen ergibt sich ein korrigierter Garantiewert, der bei ca. 6.187 kW liegt. Gemessen wurde eine Leistung von 6.220 kW, woraus eigentlich geschlossen werden kann, dass global die Leistungsgarantie erbracht wurde. Anhand der Betriebsmessungen vom 6.9.2012 wurden aufgrund der vorliegenden Ergebnisse k^*A -Werte und Wärmeverluste angepasst. Die neuerliche Berechnung ergibt eine Leistung von 6.145 kW. Die Minderleistung von ca. 42 kW ergibt sich ausschließlich aufgrund des offensichtlich um 10% niedriger als geplanten k^*A -Wertes des HD-Überhitzers. Bei dieser Bewertung muss jedoch zusätzlich die Messtoleranz berücksichtigt werden, wodurch sich abhängig von der Genauigkeit der Methoden beträchtliche Varianzen in den zu berücksichtigenden Garantiewerten ergeben können. Abschließend kann festgehalten werden, dass die Gesamtanlage unter Berücksichtigung des Teillastbetriebes am Abhitzekeessel die Leistungsgarantie erfüllen konnte.

4.2 Umweltbilanz und Umweltentlastung

Durch den Betrieb des Abwärmekraftwerks konnten im ersten Betriebsjahr wesentliche Einsparungen von Wasser sowie CO₂ erreicht werden.

4.2.1 Wassereinsparung

In der nachstehenden Abbildung ist exemplarisch der Wasserverbrauch am Verdampfungskühler (VDK) bei Betrieb der Ofenanlage ohne bzw. mit dem Abhitzeessel dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass ohne den Betrieb des Kraftwerks am VDK rund 25 m³/h Wasser eingedüst werden müssen, um das Ofenabgas auf die erforderliche Eintrittstemperatur am Filter abzukühlen. Dies gilt für den Fall, dass die Ofenanlage im Verbund mit der Rohmühle betrieben wird. Ist das nicht der Fall, müssen noch weitere 9 m³/h Wasser zur Kühlung des zusätzlichen Abgases, das ansonsten zur Mahltrocknung verwendet wird, eingedüst werden. Mit der Inbetriebnahme des Kraftwerks konnte der Wasserverbrauch am VDK auf 0 m³/h im Verbundbetrieb gesenkt werden. Lediglich im Direktbetrieb wird der VDK mit einem Minimaldurchfluss von rund 7 m³/h im Warmhaltebetrieb gefahren. Für den Betrieb des Wasser/Dampf-Kreislaufes werden zudem durchschnittlich 2,5 m³/h an Frischwasser benötigt, um etwaige Abschlämmverluste zur Erhaltung der Wasserqualität auszugleichen.

Insgesamt kann somit durch den Betrieb des Abwärmekraftwerks der jährliche Bedarf an Wasser von rund 180.000 m³ auf ca. 21.400 m³ gesenkt werden (vgl. Tabelle 4-1).

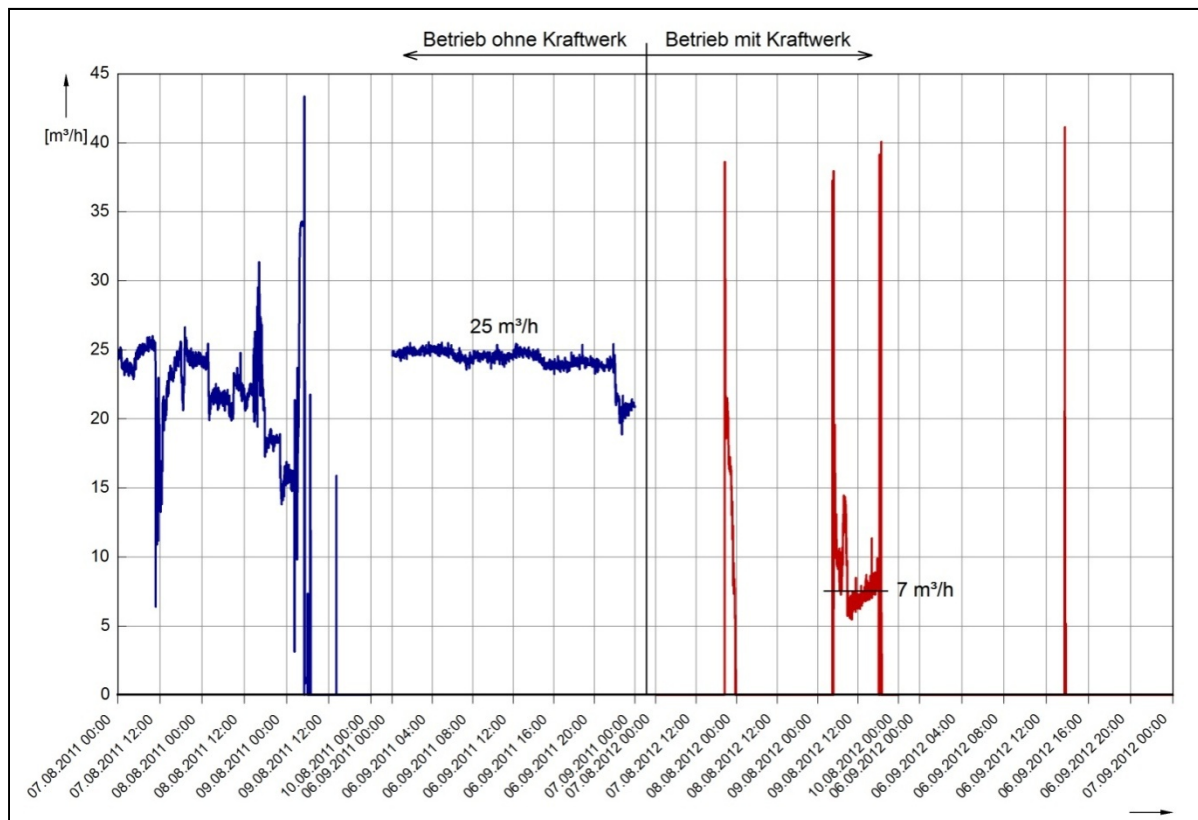


Abbildung 4-4: Wasserverbrauch am Verdampfungskühler.

Tabelle 4-1: Wassereinsparung durch Kraftwerksbetrieb.

		Wasserverbrauch vor IBN Kraftwerk	Wasserverbrauch nach IBN Kraftwerk	
		Verdampfungskühler	Verdampfungskühler	Kraftwerk
Direktbetrieb	560 h/a	34 m ³ /h	7 m ³ /h	2,5 m ³ /h ¹⁾
Verbundbetrieb	6.440 h/a	25 m ³ /h	0 m ³ /h	2,5 m ³ /h ¹⁾
Gesamt		180.040 m³/a	21.420 m³/a	
Einsparung		88 %		

¹⁾ Siehe auch Kap. 2.2.6

4.2.2 Einsparung von CO₂

Bei der im ersten Betriebsjahr vorgefahrenen Leistung von 5,5 MW_{el} und einer Laufzeit der Ofenanlage und somit auch des Abwärmekraftwerks von 7.000 h pro Jahr können insgesamt jährlich 24.800 t CO₂ durch verringerten Strombezug aus dem öffentlichen Netz eingespart werden (Äquivalenzfaktor lt. GEMIS-Datenbank 2011).

4.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

4.3.1 Grundlagen der Amortisationsrechnung

Die Berechnung der Amortisationsdauer erfolgte mittels der dynamischen Kapitalwertmethode, wobei als Randbedingungen die jährliche Strompreisentwicklung, die Ofenauftage und eine durchschnittliche elektrische Nettoleistung von 5,7 MW Eingang fanden. Eine Anlagenverfügbarkeit von 100 % wurde vorausgesetzt. In der Amortisationsrechnung sind die laufenden Kosten für Betrieb und Instandhaltung der Anlage entsprechend berücksichtigt.

Die dynamische Kapitalwertmethode ist eine anerkannte Methode der Investitionsrechnung. Sie stellt sämtliche Ein und Auszahlungen, die auf ein Investitionsgut erfolgen, in diskontierter Weise dar. Im Vergleich zu den statischen Methoden der Investitionsrechnung wird ein unternehmensspezifischer Abzinsungsfaktor berücksichtigt, der die Verzinsungserwartung der Unternehmen in Bezug auf das eingesetzte Kapital darstellt. Damit berücksichtigt sie die durch den Zeitverlauf aufgrund von Abzinsung eintretende Wertverringerung der Rückflüsse. Sind nach einer erwarteten Investitionsspanne, die meist der Dauer der Abschreibung oder der Nutzungsdauer entspricht, die barwertigen Rückflüsse höher als der Kapitaleinsatz so ist der Kapitalwert positiv. Damit ist die Investition aus monetärer Perspektive sinnvoll (vgl. [1], [2]).

4.3.2 Randbedingungen für die Amortisationsrechnung

Stromkosten:

Der angesetzte Preis für den Strom spiegelt den tatsächlichen Bezugspreis wider. In diesem Preis sind die Gebühren für die Netznutzung und gesetzlichen Abgaben enthalten. Diese gesetzlichen Abgaben beinhalten die Stromsteuer, Abgaben aus dem EEG, Abgaben aus der StromNEV, die Offshore Haftungsumlage aus dem EnWg und Abgaben aus dem Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG).

Als Ausgangspunkt für die Strompreisentwicklung im Rahmen dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde im ersten Jahr (2012) ein Strompreis von ca. 70 Euro/MWh angesetzt. Da das Zementwerk Rohrdorf bis zum Jahr 2014 den Strom im Voraus gekauft hat, wird in den Berechnungen zudem erst ab 2015 eine Steigerung des Strompreises angesetzt. Typischerweise werden immer Pakete von 3 Jahren gekauft. In Abbildung 4-1 sind die Steigerungen von Paket zu Paket dargestellt.

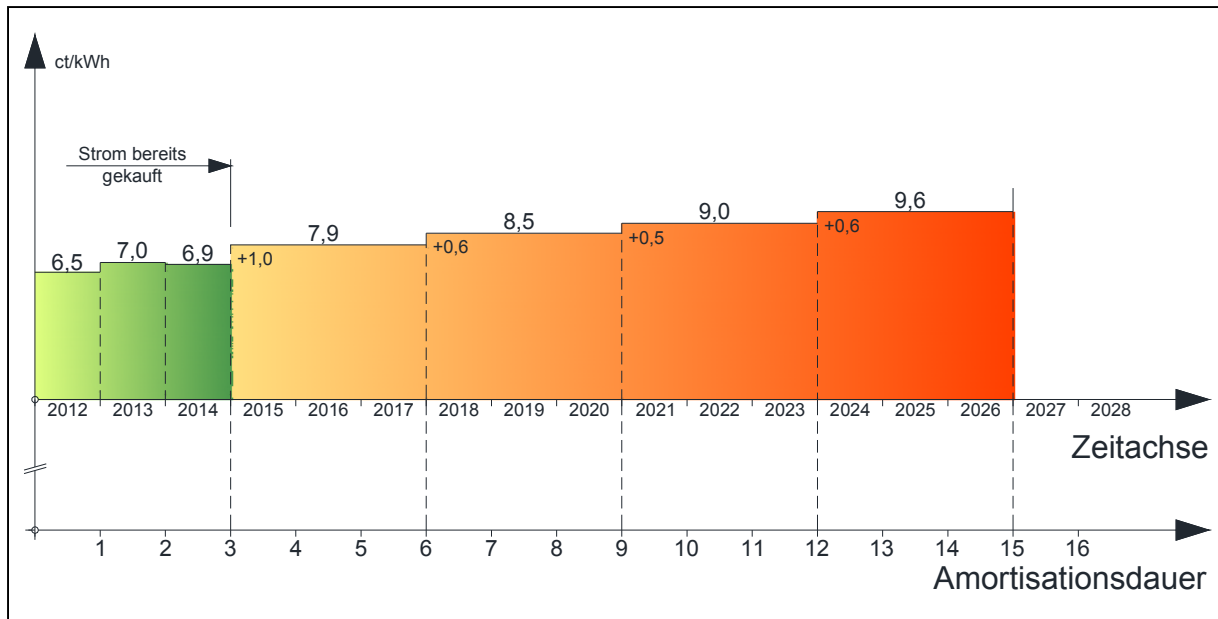


Abbildung 4-1: Modell über die Entwicklung des Strompreises ohne Berücksichtigung der Inflation.

Übersicht über die Berechnungskenngrößen

In der nachfolgenden Tabelle 4-2 sind alle in die Amortisationsrechnung eingeflossenen Kenngrößen (einschließlich notwendiger Erläuterungen) zusammengestellt worden.

Tabelle 4-2: Übersicht über die Berechnungskenngrößen für die Amortisationsrechnung

Ofenlauftage ¹⁾		300 Tage/Jahr
Stromkosten	1. Jahr	69,5 €/MWh
	Steigerung alle 3 Jahre entsprechend Abbildung	10 bzw. 5 €/MWh
Anlagenverfügbarkeit		98 %
Abschreibungsdauer		15 a
Abzinsung ²⁾		4 %
Betriebskosten ³⁾		285.000 €
Ertragssteuern (Körperschaftssteuer + Gewerbeertrag)		25 %
Investitionskosten ⁴⁾	insgesamt	32,4 Mio. €
	abzügl. Fördersumme ⁶⁾	26,963 Mio. €
Nettostromleistung ⁵⁾		5,7 MWh
		6,725 MWh
1) durchschnittliche Anzahl der Ofenlauftage im Zementwerk Rohrdorf pro Jahr während der letzten 10 Jahre		
2) vom Unternehmen gewählter interner Zinssatz (externer Rentabilitätsvergleich im langfristigen Anlagebereich)		
3) Diese Angabe enthält Personalkosten, Reparatur- und Instandhaltung, Betriebsmittel.		

4) Im Kapitel 4.3.3 wurden Amortisationszeiten für verschiedene Szenarien berechnet. Es wurden dabei sowohl Varianten mit der tatsächlichen Investitionssumme als auch Varianten abzüglich der Fördersumme betrachtet.

5) Es werden im Kapitel 4.3.3 verschiedene Szenarien untersucht. Auf Grund der bisherigen Erfahrungen mit dem Kraftwerk im Probetrieb wurde für die eine Hälfte der Szenarien eine durchschnittliche Nettostromleistung von 5,7 MWh angesetzt. Da im laufenden Betrieb noch Verbesserungen (Optimierung der Abklopfung, Optimierung der Ofenfahrweise, etc.) vorgenommen werden sollen, ist perspektivisch mit einer höheren Leistung zu rechnen. Außerdem ist die Leistung proportional abhängig mit der Abgastemperatur des Ofenabgases. Brennstoffbedingt liegt die Abgastemperatur heute bei 430°C anstatt der ursprünglich geplanten 458 °C. Sollte der ursprüngliche Brennstoffmix wieder vermehrt eingesetzt werden, so steigen die Abgastemperaturen und die Leistung des Kraftwerkes. Aus diesem Grund wurden weitere Szenarien mit einer Nettostromleistung von 6,725 MWh berechnet, welche bei einem bestimmten Betriebszustand (Abgastemperatur, Brennstoffmix) mit dem Anlagenlieferant vertraglich vereinbart worden ist.

6) gemeint sind die Fördermittel aus dem Umweltinnovationsprogramm (UIP)

Erzeugter Strom:

Auf Grund der bisherigen Erfahrungen mit dem Kraftwerk im Probetrieb wurde eine durchschnittliche Nettostromleistung von 5,7 MWh angesetzt. Da im laufenden Betrieb noch nicht alle Probleme behoben werden konnten, ist perspektivisch mit einer höheren Leistung zu rechnen. Außerdem ist die Leistung proportional abhängig mit der Abgastemperatur des Ofenabgases. Brennstoffbedingt ist die Abgastemperatur heute bei 430°C anstatt der ursprünglichen 458 °C. Sollte der ursprüngliche Brennstoffmix wieder eingesetzt werden, so steigen damit die Abgastemperaturen und die Leistung des Kraftwerkes. Dieser Leistungsbreite wurde in den Varianten Rechnung getragen.

4.3.3 Ergebnisse der Amortisationsrechnung für verschiedene Szenarien

Um unterschiedliche Entwicklungsoptionen abzubilden, werden im Folgenden verschiedene Szenarien untersucht. In Tabelle 4-3 sind die jeweiligen gesonderten Annahmen für die verschiedenen Szenarien und Ergebnisse veranschaulicht. Alle anderen in die Berechnung eingeflossenen Kenngrößen sind in Tabelle 4-2 zusammengefasst. Die detaillierten Berechnungsblätter sind im Anhang aufgeführt. In den Varianten 2, 4, 6 und 8 wurde untersucht, wie sich ein theoretischer Wegfall der EEG-Befreiung ab 2015 und ein entsprechender Strompreisanstieg auf die Amortisationszeit auswirken würden.

Tabelle 4-3: Amortisationszeiten für verschiedene Szenarien

Szenario		1	2	3	4	5	6	7	8
Investitions- summe	Mio. €	26,963	26,963	26,963	26,963	32,4	32,4	32,4	32,4
Erzeugter Net- tostrom	MWh	5,75	5,75	6,752	6,752	5,75	5,75	6,752	6,752
EEG-Befreiung		ja	nein	ja	nein	ja	nein	ja	nein
Strompreisan- stieg am Ende der Amortisati- onszeit	€/MWh	26	63	21	58	26	63	26	63
Amortisations- zeit	Jahre	13	10	11	8	16	11	13	10

Aus Tabelle 4-3 lassen sich folgende grundsätzliche Schlüsse ziehen:

1. Bei Entfall der EEG Umlage verkürzt sich die Amortisationszeit um 4 Jahre.
2. Die Schwankungsbreite zwischen konservativer Leistung (5,7 MW) und garantierter Leistung (6,75 MW) ergibt bei der Amortisationszeit eine Differenz von durchschnittlich 2 Jahren.
3. Ein Strompreisanstieg von 26 €/MWh über eine Amortisationszeit von 13 Jahren gesehen, wie er für Szenario 1 ermittelt wurde, darf im Vergleich zu in der Vergangenheit bereits vorhandenen Strompreissteigerungen durchaus als konservativer Ansatz angesehen werden. Da die Strompreise während der letzten Jahre stetig gesunken sind (Abbildung 4-5), ist perspektivisch wieder mit einem Anstieg der Strompreise zu rechnen. (Industriebetriebe sind derzeit von der EEG-Umlage befreit. Da momentan der Privatsektor durch das EEG überproportional belastet wird, ist mit einer Anpassung der Belastungen zu rechnen.)

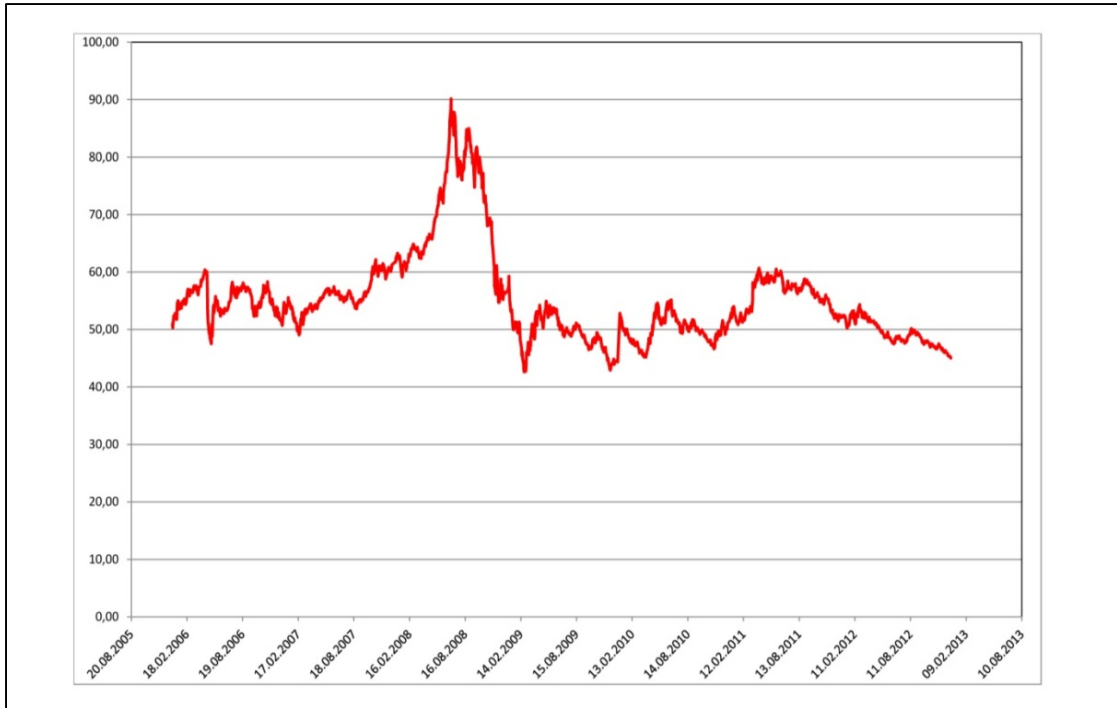


Abbildung 4-5: Entwicklung des Energiepreises im Projektzeitraum an der Leipziger Strombörse (Quelle: EEX Phelix Futures).

5 Langzeit- und Betriebserfahrungen

Wie Abbildung 5-1 zu entnehmen ist, konnte 2012 bereits im Probetrieb durchschnittlich eine Leistung von $5,5 \text{ MW}_{\text{elektrisch}}$ erzeugt werden, was einem Drittel des Strombedarfes ($16 \text{ MW}_{\text{elektrisch}}$) des Zementwerkes entspricht. Typischerweise gehen Zementwerke im Winter wegen des geringen Zementversandes in eine zweimonatige Winterrevision. Vor Abfahren des Ofens musste daher das Abwärmekraftwerk kontrolliert heruntergefahren und für die Dauer des Winterstillstandes konserviert werden. Als besondere Herausforderung war dabei die Tatsache anzusehen, dass die Wärmetauscherschlangen der beiden Verdampfer nicht entleerbar sind und somit ein Konzept ausgearbeitet werden musste, um den Abhitzekessel frostsicher zu machen. Nach Wiederanfahren der Ofenanlage im März 2013 wurde das Abwärmekraftwerk wieder in Betrieb genommen. Es zeigte sich allerdings schon sehr bald, dass die vorgenommene Intensivierung der Abklopfung zur Reduzierung von Staubanlagerungen an den Kesselrohren sich negativ auf die Festigkeit der HD-Überhitzer Rohre auswirkt.

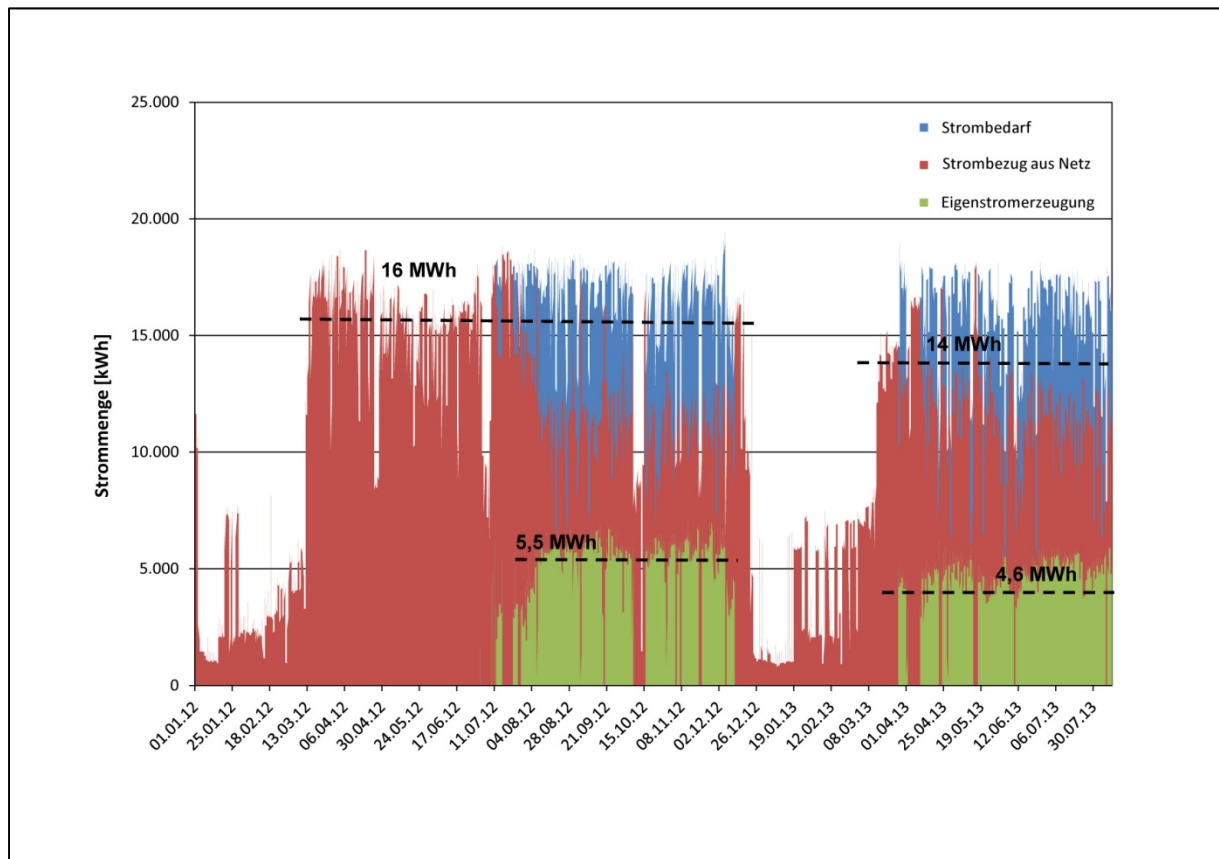


Abbildung 5-1: Darstellung des Strombedarfes, des tatsächlich vom Netz bezogenen Stromes und des aus der Abwärme erzeugten Eigenstromes in den Jahren 2012 und 2013.

Im Jahr 2013 sind bisher zwei Ereignisse aufgetreten, bei denen Rohrreißer im HD-Überhitzer ein Abfahren und Reparatur des Kessels erzwungen haben. Aufgrund dieser beiden Schadensereignisse wurde die Heizfläche am Überhitzer um 15 % vermindert. Durch diese verminderte Heizfläche konnte bisher im Jahr 2013 nur mehr eine durchschnittliche Leistung von $4,6 \text{ MW}_{\text{elektrisch}}$ erzeugt werden.

5.1 Empfehlungen und Optimierungspotential

Nach einer Planungsphase von ca. drei Jahren und rund einem Jahr Betriebserfahrung mit dem Abwärmekraftwerk im Zementwerk Rohrdorf konnten folgende Optimierungspotentiale bzw. Problemstellungen aufgezeigt und daraus folgende Empfehlungen abgeleitet werden:

- Staubablagerungen im Einströmbereich des Abhitzekeessels:
 - Einsatz von Luftkanonen vorsehen, um Staub gezielt abreinigen zu können
 - Berücksichtigung größerer anfallender Staubmengen bei der Dimensionierung des Staubtransports
 - Einbau genügender Füllstands- und Temperatursensoren zur Überwachung von Staubablagerungen
- Gesetzliche Rahmenbedingungen:
 - Berücksichtigung der unterschiedlichen nationalen gesetzlichen Regelungen (z.B. ASME / DGRL) sowohl bei der Berechnung und Auslegung von Wärmetauscher und Rohrleitung als auch bei der Materialauswahl (z.B. Prüfung auf Schweißbarkeit).
- Rohrleitungsplanung:
 - 3D-Planung ist unverzichtbar, da bei der Integration mehrerer Abwärmequellen nahezu das gesamte Werk von der Rohrleitungsführung betroffen ist.
- Winterkonservierung (vgl. Kap. 5).
- Heizflächenreserve muss genügend groß dimensioniert werden.

Staubablagerungen im Einströmbereich des Abhitzekeessels

Nach der Inbetriebnahme wurde das Abhitze-Dampfkraftwerk im August 2012 in den stabilen Probebetrieb überführt. Dabei zeigte es sich sehr bald, dass die Staubablagerungen im HD-Überhitzer stärker als erwartet waren (Abbildung 5-2, fig a) und auch nach Intensivierung der Abklopfung der Staub auf den HD-Überhitzerrohren nicht entfernt werden konnte. (Abbildung 5-2, fig b). Dieser Staubbelag und die Tatsache, dass die Abgastemperatur vor dem Abhitzekeessel mit 430 °C geringer als die projektierten 458 °C war, führten im Vergleich zur garantierten Leistung von 6,75 MW_{elektrisch} zu einer verminderten Leistung von etwa 18 %. Durch eine weitergehende Optimierung der Abklopfung wird versucht dieses Problem zu beheben.

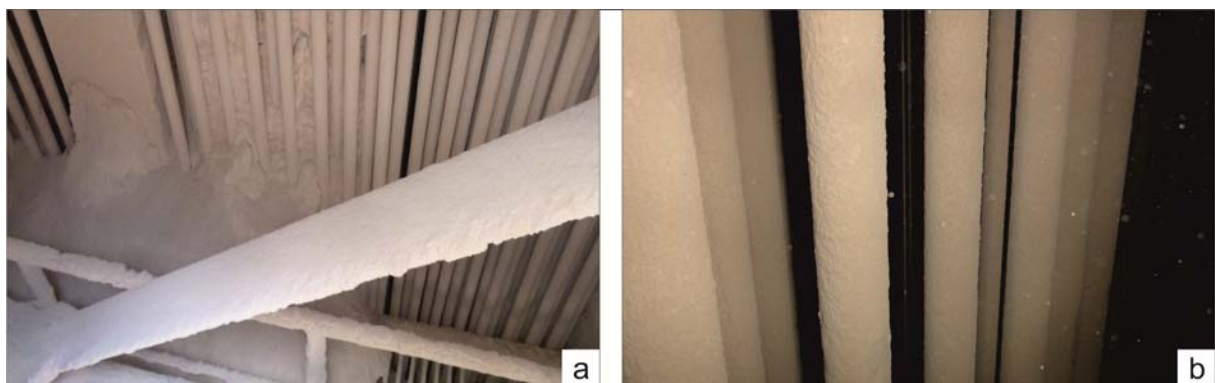


Abbildung 5-2: Einströmbereich des HD-Überhitzer
fig. a. Staubablagerungen im Rohrbündel.
fig. b. Staubablagerungen auf den Rohren trotz vermehrter Abreinigung.

Europäisches Regelwerk

Das errichtete Abwärmekraftwerk wurde von einem Konsortium bestehend aus einem deutschen und japanischen Anlagenbauer geplant.

Historisch bedingt gibt es im asiatischen Raum bereits seit mehr als 30 Jahren Abhitze-Dampfkraftwerke zur Verstromung von Abgaswärme in Zementwerken. Typischerweise wurden diese Abhitze-Dampfkraftwerke nach den in diesem Raum geltenden amerikanischen Regelwerken (*ASME Boiler and Pressure Vessel Code*) geplant und gebaut. Man muss an dieser Stelle konstatieren, dass weltweit mehr Dampfkessel nach dem ASME Regelwerk als nach den europäischen Standards gebaut wurden und werden. Da die vorliegende Anlage in Europa errichtet wird, gelten hier jedoch die europäischen Standards und Regelwerke. Im Speziellen kommt bei Kesseln die Druckgeräterichtlinie (DGRL), das ist die Richtlinie 97/23/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Mai 1997 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Druckgeräte, zum Einsatz.

Es darf nun aber auch der *ASME Boiler and Pressure Vessel Code* (ASME U-Stamp) verwendet werden, wenn nachgewiesen wird, dass damit ebenfalls die grundlegenden Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen der PED erfüllt werden. Dieser Nachweis muss durch eine „Benannte Stelle“ (z.B.: TÜV Süd) erbracht werden. Wesentliche Unterschiede dabei sind beispielsweise die Entwurfsprüfung während der Konstruktion der drucktragenden Teile, Werkstoffangaben und Abmessung der Bauteile, hydrostatische Druckprüfung, Überwachungsmessungen an der Anlage, Aufbau und Ausführung von Sicherheitsventilen etc. Trotz Kenntnis dieses Sachverhaltes und der Tatsache, dass diese Erfüllung der europäischen Rechtsvorschriften vertraglich vom japanischen Kessellieferant geschuldet wurde, war die Erfüllung dieses Vertragsbestandteiles sehr aufwendig. Die Einschaltung eines entsprechenden Gutachters, der mit beiden Regelwerken vertraut ist, war notwendig und ist bei anderen Projekten empfehlenswert.

6 Übertragbarkeit

Nachfolgend werden die Möglichkeiten und Randbedingungen der Übertragbarkeit des hier beschriebenen Vorhabens zur Abwärmenutzung auf andere Anlagen der Zementindustrie beschrieben. Bei der Verstromung von Abwärme aus dem Klinkerbrennprozess ist eine Nutzung der Abwärme aus folgenden Quellen denkbar:

- Abgas des Drehrohrofens nach dem Wärmetauscherturm
- Ofenabgas nach der Entstaubung und Entstickung vor dem Kamin
- Klinkerkühlermitten- bzw. -abluft
- Bypass-Abgas

Diese Möglichkeiten werden in ihrer Gesamtheit von Steinbiß [3] erörtert. Es werden die wesentlichen Entnahmestellen für Abgas aus dem Drehrohrofenprozess aufgezeigt und die Nutzbarkeit dieser Abgase in Hinblick auf eine Energierückgewinnung beurteilt. Da die Nutzbarkeit eines Abgasstromes überproportional mit der Temperatur ansteigt, ist das Bypassabgas auf Grund seiner Abgastemperatur ($\sim 900\text{ °C}$) die erste Wahl bei der Stromerzeugung mittels Dampfturbine. Unter dem Bypassabgas versteht man den Abzug eines Teilgasstromes aus dem Einlaufbereich des Drehrohrofens, um die Anreicherung von Alkaliverbindungen im Drehrohrofen durch Unterbrechung dieses inneren Kreislaufes zu unterbinden. Um die durch die Alkaliverbindungen bedingte Ansatzbildung auf dem Wärmetauscher beherrschbar zu machen wird eine Versuchsanlage vorgeschlagen. Obwohl das Abgas aus dem Drehrohrofen nur eine Abgastemperatur von $\sim 350\text{ °C}$ hat, wird wegen der geringen Staubfrachten, des im Allgemeinen nicht klebrigen Staubes und vor allem wegen des beträchtlichen Wärmestroms dieser Wärmequelle mehr Bedeutung für eine Wärmeauskopplung zum Zwecke der Verstromung beigemessen. Ein Wasser/Dampf-Kreislauf mit Vorwärmen des Speisewassers und Verdampfen in der Klinkerkühlerabluft und Überhitzen im Drehrohrofenabgas wird zur Steigerung des Wirkungsgrades angedacht. Nach dieser Wärmeauskopplung hat die Klinkerkühlerabluft noch immer eine Temperatur von 150 °C . Mit Anlagen, die nach dem Organic-Rankine-Cycle (ORC) Verfahren arbeiten, kann diese Restwärme in weiterer Folge für eine Niedertemperaturverstromung genutzt werden. Wegen der besonderen Betriebsverhältnisse im Rostkühler muss mit schwankenden Kühlerablufttemperaturen und Staubbeladungen gerechnet werden.

Im Werk Rohrdorf wurden mittels einer thermodynamischen Modellierung sämtliche kontinuierlichen, gaseitigen Wärmequellen der Drehofenanlage energetisch betrachtet und verschiedene Varianten zur Verstromung dieser Wärmequellen geprüft. Anhand dieser Modelle sollte, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet, eine maximal mögliche Ausnutzung der Abwärmepotenziale im gesamten Zementproduktionsprozess und somit eine Maximierung der Eigenstromerzeugung erreicht werden. Folgende spezifische Gegebenheiten im Zementwerk Rohrdorf führten zur Entscheidung das Abwärmekraftwerk mithilfe eines Wasser/Dampf-Kreislaufes zu betreiben:

Das Abgas des Drehrohrofens verlässt den Wärmetauscherturm auf einem hohen Temperaturniveau von $400 - 450\text{ °C}$. Da nur rund ein Drittel der Abgasmenge zur Trocknung des naturfeuchten Rohgesteins in der Rohmehlmahlanlage benötigt wird, steht unter Berücksichtigung einer erforderlichen Mindesttemperatur nach der Wärmeauskopplung ein Abwärmestrom von $24,4\text{ MW}_{\text{thermisch}}$ zur Verfügung.

Mit der Errichtung der Tail-End-SCR-Anlage steht vor dem Kamin das Ofenabgas mit ca. 150 °C an, das unter Berücksichtigung des Säuretaupunkts und der Ausbreitungsrechnung gemäß TA-Luft noch weiter auf rund 125 °C abgekühlt werden kann. Somit kann eine Wärmemenge von 3,4 MW_{thermisch} zur Vorwärmung des Speisewassers genutzt werden. Dies bringt den thermodynamischen Vorteil, dass die Wärmezufuhr der exergetisch höherwertigen Abwärmern (z.B. Ofenabgas, Klinkerkühlermittenluft) bereits bei einem höheren Temperaturlevel des Arbeitsmediums stattfindet.

Durch den Umbau des früheren Satellitenkühlers auf einen thermisch effizienteren Rostkühler konnte die Nutzung der Abwärme aus der Klinkerkühlermittenluft ermöglicht werden. Nach der Wärmeauskopplung für die SCR-Anlage stehen noch weitere 1,8 MW_{thermisch} zur Verfügung, die ebenfalls zur Vorwärmung des Speisewassers verwendet werden können. Dadurch wird dieses auf ein höheres Temperatur- und Energieniveau gehoben und so der Betrieb des Abhitzeessels über eine zusätzliche Hochdruckschiene ermöglicht.

Grundsätzlich ist die Verstromung von Abwärme auch in anderen Zementwerken möglich. Für eine Betrachtung der Übertragbarkeit des Vorhabens auf andere Anlagen zur Zementherstellung gilt folgendes zu berücksichtigen:

- Grundsätzlich können die Abwärmeströme aus dem Ofenabgas nach Wärmetauscherturm, dem Ofenabgas nach Entstaubung und Entstickung, der Klinkerkühlermitten- bzw. -abluft sowie aus dem Bypassabgas zur Erzeugung von Energie nutzbar gemacht werden. Dabei ist sowohl eine kombinierte Nutzung verschiedener Wärmeströme als auch die Nutzung einzelner Wärmeströme denkbar. Dies muss jedoch für jeden Einzelfall separat überprüft werden.
- Als eine wichtige Entscheidungsgrundlage bei der Auswahl des geeigneten Systems hat sich die Durchführung von wärmetechnischen Berechnungen und Modellierungen zur energetischen Betrachtung des gesamten Prozesses herausgestellt. Damit wird sowohl eine energetische als auch wirtschaftliche Beurteilung ermöglicht, welche Abwärmeströme sinnvoll genutzt werden können bzw. mit welchem Verfahren oder Arbeitsmedium der beste Wirkungsgrad und die größtmögliche Ausbeute erreicht werden können.
- Ein Betrieb der Anlage zur Verstromung der Abwärme sollte aufgrund schwankender Wärmeströme auch bei Teillastzuständen möglich sein.

7 Zusammenfassung und Ergebnisfeststellung

Die bisherigen Betriebserfahrungen mit dem Abhitze-Dampfkraftwerk zeigen, dass mit Hilfe dieser Technologie im Zementwerk Rohrdorf eine Energieeinsparung durch Deckung des Eigenbedarfs an Strom von bis zu 28 % erreicht werden kann. Diese Steigerung der Energieeffizienz bedeutet einen geringeren Bezug von Strom aus dem Netz. Durch den extern nicht erzeugten Strom können jährlich bis zu 24.800 t CO₂-Emissionen vermieden werden. Da die Abhitze genutzt wird und die Abkühlung der Drehrohrofenabgase nicht mehr durch Eindüsung von Wasser erfolgt, kann außerdem der Wasserverbrauch des Zementwerkes um 160.000 t/a reduziert werden.

In einem abschließenden Ausblick kann festgestellt werden, dass aus verfahrenstechnischer Sicht diese Form der Abwärmenutzung zuverlässig funktioniert und beispielgebend für weitere Abwärmekraftwerke in der Zementindustrie in Deutschland und Europa sein kann.

8 Abstract

Regarding the clinker burning process a portion of the exhaust gas from the rotary kiln is routed to the raw mill. However, because of the low moisture content of the raw material at Rohrdorf Cement Plant, only about 1/3 of the exhaust gas energy is required for drying the material. In the past, 2/3 of the thermal energy was therefore “destroyed” by water injection in a conditioning tower and the kiln exhaust gas was cooled down to a temperature allowing supply to the downstream bag filter. Instead of the conditioning tower, the kiln exhaust gas with its temperature of approx. 430 °C is now passed through a boiler plant. There steam is generated which is used for driving a turbine. In addition to the boiler plant there are two heat exchangers that recoup so far unused heat of waste gases from the clinker cooler as well as the residual heat of the SCR-plant. The power station comprises a low pressure circuit (3,7 bar/195 °C) and a high pressure circuit (16,7 bar/420 °C). Steam recooling makes use of an air-cooled condenser. The waste heat recovery plant achieves a net power output of 6,75 MW_{el} at a total generation efficiency of 22,8 %.

The previous gained operational experience with the waste heat recovery plant has shown that 28 % of the total power demand of Rohrdorf cement plant can be supplied with this technology. This increase in energy efficiency reduces the amount of purchased electricity and as a consequence decreases the annual CO₂-emissions by 24.800 t due to non-produced power. In addition to this the water consumption of the cement plant can be reduced by 160.000 tons per year because the exhaust gases of the rotary kiln don't have to be cooled down any more.

Consequently it can be stated that for technical reason this type of waste heat recovery operates reliably. This plant can also be an example for other waste heat recovery plants in the German and European cement industry.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Becker, H. P.: Investition und Finanzierung: Grundlagen der betrieblichen Finanzwirtschaft, Gabler Verlag, 2011.
- [2] Gleich, R.; Horváth, P.; Michel, U.: Finanzcontrolling, Haufe-Lexware, 2011.
- [3] Steinbiß, E.: Wege zur optimalen Nutzung der Abgaswärme in Zementofenanlagen mit Zyklonvorwärmer, ZKG International, 1986, Vol. 39, No. 2, pp. 75-79.

10 Anhang

10.1 Berechnungsblätter Amortisationsrechnung

Kapitalwertmethode - Abhitzekraftwerk / Variante 1

Invest abzgl. Förderung	T €	-26.963
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	1.798
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	85%
Prog. Leistung in KW	kW	5.739
Stromeinsparung Kw/h	kWh	40.495.795
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	2.895
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-203
Rückfluss t1	2.407

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 37,04%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-26.963	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-26.963	-26.963
2012	1		-3,50	0,000	0,0651	886	0,9615	852	-26.111
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2.369	0,9246	2.190	-23.921
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2.347	0,8890	2.087	-21.834
2015	4		3,00	0,010	0,0798	2.660	0,8548	2.274	-19.560
2016	5		3,00	0,010	0,0798	2.660	0,8219	2.186	-17.374
2017	6		3,00	0,010	0,0798	2.660	0,7903	2.102	-15.272
2018	7		3,00	0,015	0,0850	2.816	0,7599	2.140	-13.131
2019	8		3,00	0,015	0,0850	2.816	0,7307	2.058	-11.074
2020	9		3,00	0,015	0,0850	2.816	0,7026	1.979	-9.095
2021	10		3,00	0,020	0,0901	2.973	0,6756	2.008	-7.086
2022	11		3,00	0,020	0,0901	2.973	0,6496	1.931	-5.155
2023	12		3,00	0,020	0,0901	2.973	0,6246	1.857	-3.298
2024	13		3,00	0,025	0,0953	3.129	0,6006	1.879	-1.419
2025	14		3,00	0,025	0,0953	3.129	0,5775	1.807	388
2026	15		3,00	0,025	0,0953	3.129	0,5553	1.738	2.126
2027	16		3,00	0,025	0,0953	3.129	0,5339	1.671	3.796
2028	17		3,00	0,025	0,0953	3.129	0,5134	1.607	5.403
2029	18		3,00	0,025	0,0953	3.129	0,4936	1.545	6.948
2030	19		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,4746	1.708	8.656
2031	20		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,4564	1.642	10.298
2032	21		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,4388	1.579	11.877
2033	22		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,4220	1.518	13.396
2034	23		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,4057	1.460	14.856
2035	24		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3901	1.404	16.260
2036	25		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3751	1.350	17.609
2037	26		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3607	1.298	18.907
2038	27		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3468	1.248	20.155
2039	28		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3335	1.200	21.355
2040	29		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3207	1.154	22.509
2041	30		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,3083	1.109	23.619
2042	31		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2965	1.067	24.686
2043	32		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2851	1.026	25.711
2044	33		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2741	986	26.698
2045	34		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2636	948	27.646
2046	35		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2534	912	28.558
2047	36		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2437	877	29.435
2048	37		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2343	843	30.278
2049	38		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2253	811	31.089
2050	39		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2166	780	31.868
2051	40		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2083	750	32.618
2052	41		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,2003	721	33.339
2053	42		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,1926	693	34.032
2054	43		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,1852	666	34.698
2055	44		3,00	0,040	0,1107	3.599	0,1780	641	35.339

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzekraftwerk / Variante 2

Invest abzgl. Förderung	T €	-26.963
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	1.798
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	85%
Prog. Leistung in kW	kW	5.739
Stromeinsparung Kw/h	kWh	40.495.795
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	2.895
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-203
Rückfluss t1	2.407

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 82,96%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-26.963	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-26.963	-26.963
2012	1		-3,50	0,000	0,0651	886	0,9615	852	-26.111
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2.369	0,9246	2.190	-23.921
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2.347	0,8890	2.087	-21.834
2015	4		3,00	0,051	0,1221	3.943	0,8548	3.370	-18.464
2016	5		3,00	0,051	0,1221	3.943	0,8219	3.241	-15.223
2017	6		3,00	0,051	0,1221	3.943	0,7903	3.116	-12.108
2018	7		3,00	0,056	0,1272	4.099	0,7599	3.115	-8.993
2019	8		3,00	0,056	0,1272	4.099	0,7307	2.995	-5.997
2020	9		3,00	0,056	0,1272	4.099	0,7026	2.880	-3.117
2021	10		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,6756	2.875	-243
2022	11		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,6496	2.764	2.522
2023	12		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,6246	2.658	5.180
2024	13		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,6006	2.556	7.735
2025	14		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,5775	2.457	10.193
2026	15		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,5553	2.363	12.556
2027	16		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,5339	2.272	14.828
2028	17		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,5134	2.185	17.012
2029	18		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,4936	2.101	19.113
2030	19		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,4746	2.020	21.133
2031	20		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,4564	1.942	23.075
2032	21		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,4388	1.867	24.943
2033	22		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,4220	1.796	26.738
2034	23		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,4057	1.727	28.465
2035	24		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3901	1.660	30.125
2036	25		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3751	1.596	31.721
2037	26		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3607	1.535	33.256
2038	27		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3468	1.476	34.732
2039	28		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3335	1.419	36.151
2040	29		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3207	1.365	37.516
2041	30		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,3083	1.312	38.828
2042	31		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2965	1.262	40.089
2043	32		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2851	1.213	41.302
2044	33		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2741	1.166	42.469
2045	34		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2636	1.122	43.590
2046	35		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2534	1.078	44.669
2047	36		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2437	1.037	45.706
2048	37		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2343	997	46.703
2049	38		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2253	959	47.661
2050	39		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2166	922	48.583
2051	40		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2083	886	49.470
2052	41		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,2003	852	50.322
2053	42		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,1926	820	51.141
2054	43		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,1852	788	51.929
2055	44		3,00	0,061	0,1324	4.255	0,1780	758	52.687

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzekraftwerk / Variante 3

Invest abzgl. Förderung	T €	-26.963
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	1.798
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	100%
Prog. Leistung in kW	kW	6.752
Stromeinsparung Kw/h	kWh	47.642.112
Strompreis Basis 2010 ¹⁾ €		0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	3.406
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-331
Rückfluss t1	2.790

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 29,63%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-26.963	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-26.963	-26.963
2012	1		3,50	0,000	0,0651	1.025	0,9615	986	-25.977
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2.745	0,9246	2.538	-23.439
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2.720	0,8890	2.418	-21.021
2015	4		3,00	0,010	0,0798	3.088	0,8548	2.640	-18.381
2016	5		3,00	0,010	0,0798	3.088	0,8219	2.538	-15.843
2017	6		3,00	0,010	0,0798	3.088	0,7903	2.440	-13.403
2018	7		3,00	0,015	0,0850	3.272	0,7599	2.486	-10.916
2019	8		3,00	0,015	0,0850	3.272	0,7307	2.391	-8.526
2020	9		3,00	0,015	0,0850	3.272	0,7026	2.299	-6.227
2021	10		3,00	0,020	0,0901	3.456	0,6756	2.335	-3.892
2022	11		3,00	0,020	0,0901	3.456	0,6496	2.245	-1.647
2023	12		3,00	0,020	0,0901	3.456	0,6246	2.159	511
2024	13		3,00	0,025	0,0953	3.640	0,6006	2.186	2.698
2025	14		3,00	0,025	0,0953	3.640	0,5775	2.102	4.799
2026	15		3,00	0,025	0,0953	3.640	0,5553	2.021	6.821
2027	16		3,00	0,025	0,0953	3.640	0,5339	1.943	8.764
2028	17		3,00	0,025	0,0953	3.640	0,5134	1.869	10.633
2029	18		3,00	0,025	0,0953	3.640	0,4936	1.797	12.429
2030	19		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,4746	1.990	14.419
2031	20		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,4564	1.913	16.332
2032	21		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,4388	1.840	18.172
2033	22		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,4220	1.769	19.941
2034	23		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,4057	1.701	21.642
2035	24		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3901	1.635	23.277
2036	25		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3751	1.572	24.849
2037	26		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3607	1.512	26.361
2038	27		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3468	1.454	27.815
2039	28		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3335	1.398	29.213
2040	29		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3207	1.344	30.557
2041	30		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,3083	1.292	31.850
2042	31		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2965	1.243	33.093
2043	32		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2851	1.195	34.288
2044	33		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2741	1.149	35.437
2045	34		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2636	1.105	36.541
2046	35		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2534	1.062	37.604
2047	36		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2437	1.021	38.625
2048	37		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2343	982	39.607
2049	38		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2253	944	40.552
2050	39		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2166	908	41.460
2051	40		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2083	873	42.333
2052	41		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,2003	840	43.173
2053	42		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,1926	807	43.980
2054	43		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,1852	776	44.756
2055	44		3,00	0,040	0,1107	4.192	0,1780	746	45.502

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzeleistung / Variante 4

Invest abzgl. Förderung	T €	-26.963
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	1.798
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	100%
Prog. Leistung in kW	kW	6.752
Stromeinsparung Kw/h	kWh	47.642.112
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	3.406
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-331
Rückfluss t1	2.790

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 82,96%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-26.963	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-26.963	-26.963
2012	1		3,50	0,000	0,0651	1,025	0,9615	986	-25.977
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2,745	0,9246	2.538	-23.439
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2,720	0,8890	2.418	-21.021
2015	4		3,00	0,051	0,1221	4,597	0,8548	3.929	-17.091
2016	5		3,00	0,051	0,1221	4,597	0,8219	3.778	-13.313
2017	6		3,00	0,051	0,1221	4,597	0,7903	3.633	-9.680
2018	7		3,00	0,056	0,1272	4,781	0,7599	3.633	-6.047
2019	8		3,00	0,056	0,1272	4,781	0,7307	3.493	-2.554
2020	9		3,00	0,056	0,1272	4,781	0,7026	3.359	805
2021	10		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,6756	3.354	4.159
2022	11		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,6496	3.225	7.385
2023	12		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,6246	3.101	10.486
2024	13		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,6006	2.982	13.467
2025	14		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,5775	2.867	16.334
2026	15		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,5553	2.757	19.091
2027	16		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,5339	2.651	21.742
2028	17		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,5134	2.549	24.291
2029	18		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,4936	2.451	26.742
2030	19		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,4746	2.357	29.098
2031	20		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,4564	2.266	31.364
2032	21		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,4388	2.179	33.543
2033	22		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,4220	2.095	35.638
2034	23		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,4057	2.014	37.652
2035	24		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3901	1.937	39.589
2036	25		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3751	1.862	41.452
2037	26		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3607	1.791	43.242
2038	27		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3468	1.722	44.964
2039	28		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3335	1.656	46.620
2040	29		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3207	1.592	48.212
2041	30		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,3083	1.531	49.743
2042	31		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2965	1.472	51.215
2043	32		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2851	1.415	52.630
2044	33		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2741	1.361	53.991
2045	34		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2636	1.309	55.299
2046	35		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2534	1.258	56.557
2047	36		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2437	1.210	57.767
2048	37		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2343	1.163	58.930
2049	38		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2253	1.119	60.049
2050	39		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2166	1.075	61.124
2051	40		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2083	1.034	62.159
2052	41		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,2003	994	63.153
2053	42		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,1926	956	64.109
2054	43		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,1852	919	65.028
2055	44		3,00	0,061	0,1324	4,965	0,1780	884	65.912

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzekraftwerk / Variante 5

Invest	T €	-32.400
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	2.160
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	85%
Prog. Leistung in kW	kW	5.739
Stromeinsparung Kw/h	kWh	40.495.795
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	2.895
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-112
Rückfluss t1	2.497

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 37,04%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-32.400	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-32.400	-32.400
2012	1		3,50	0,000	0,0651	922	0,9615	886	-31.514
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2.459	0,9246	2.274	-29.240
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2.438	0,8890	2.167	-27.073
2015	4		3,00	0,010	0,0798	2.751	0,8548	2.351	-24.721
2016	5		3,00	0,010	0,0798	2.751	0,8219	2.261	-22.460
2017	6		3,00	0,010	0,0798	2.751	0,7903	2.174	-20.286
2018	7		3,00	0,015	0,0850	2.907	0,7599	2.209	-18.077
2019	8		3,00	0,015	0,0850	2.907	0,7307	2.124	-15.953
2020	9		3,00	0,015	0,0850	2.907	0,7026	2.042	-13.911
2021	10		3,00	0,020	0,0901	3.064	0,6756	2.070	-11.841
2022	11		3,00	0,020	0,0901	3.064	0,6496	1.990	-9.851
2023	12		3,00	0,020	0,0901	3.064	0,6246	1.913	-7.938
2024	13		3,00	0,025	0,0953	3.220	0,6006	1.934	-6.004
2025	14		3,00	0,025	0,0953	3.220	0,5775	1.859	-4.144
2026	15		3,00	0,025	0,0953	3.220	0,5553	1.788	-2.356
2027	16		3,00	0,025	0,0953	3.220	0,5339	1.719	-637
2028	17		3,00	0,025	0,0953	3.220	0,5134	1.653	1.016
2029	18		3,00	0,025	0,0953	3.220	0,4936	1.589	2.605
2030	19		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,4746	1.751	4.356
2031	20		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,4564	1.684	6.040
2032	21		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,4388	1.619	7.659
2033	22		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,4220	1.557	9.215
2034	23		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,4057	1.497	10.712
2035	24		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3901	1.439	12.152
2036	25		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3751	1.384	13.535
2037	26		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3607	1.331	14.866
2038	27		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3468	1.279	16.146
2039	28		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3335	1.230	17.376
2040	29		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3207	1.183	18.559
2041	30		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,3083	1.137	19.696
2042	31		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2965	1.094	20.790
2043	32		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2851	1.052	21.841
2044	33		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2741	1.011	22.853
2045	34		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2636	972	23.825
2046	35		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2534	935	24.760
2047	36		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2437	899	25.659
2048	37		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2343	864	26.523
2049	38		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2253	831	27.354
2050	39		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2166	799	28.153
2051	40		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2083	768	28.922
2052	41		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,2003	739	29.661
2053	42		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,1926	710	30.371
2054	43		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,1852	683	31.054
2055	44		3,00	0,040	0,1107	3.689	0,1780	657	31.711

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzeleistung / Variante 6

Invest	T €	-32.400
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	2.160
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	85%
Prog. Leistung in kW	kW	5.739
Stromeinsparung Kw/h	kWh	40.495.795
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	2.895
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-112
Rückfluss t1	2.497

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 90,37%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-32.400	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-32.400	-32.400
2012	1		3,50	0,000	0,0651	922	0,9615	886	-31.514
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2.459	0,9246	2.274	-29.240
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2.438	0,8890	2.167	-27.073
2015	4		3,00	0,051	0,1221	4.033	0,8548	3.448	-23.625
2016	5		3,00	0,051	0,1221	4.033	0,8219	3.315	-20.310
2017	6		3,00	0,051	0,1221	4.033	0,7903	3.188	-17.122
2018	7		3,00	0,056	0,1272	4.190	0,7599	3.184	-13.938
2019	8		3,00	0,056	0,1272	4.190	0,7307	3.061	-10.877
2020	9		3,00	0,056	0,1272	4.190	0,7026	2.944	-7.933
2021	10		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,6756	2.936	-4.997
2022	11		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,6496	2.823	-2.174
2023	12		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,6246	2.715	540
2024	13		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,6006	2.610	3.151
2025	14		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,5775	2.510	5.660
2026	15		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,5553	2.413	8.074
2027	16		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,5339	2.320	10.394
2028	17		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,5134	2.231	12.625
2029	18		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,4936	2.145	14.771
2030	19		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,4746	2.063	16.833
2031	20		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,4564	1.984	18.817
2032	21		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,4388	1.907	20.724
2033	22		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,4220	1.834	22.558
2034	23		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,4057	1.763	24.321
2035	24		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3901	1.696	26.017
2036	25		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3751	1.630	27.647
2037	26		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3607	1.568	29.215
2038	27		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3468	1.507	30.722
2039	28		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3335	1.449	32.171
2040	29		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3207	1.394	33.565
2041	30		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,3083	1.340	34.905
2042	31		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2965	1.288	36.193
2043	32		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2851	1.239	37.432
2044	33		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2741	1.191	38.624
2045	34		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2636	1.145	39.769
2046	35		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2534	1.101	40.870
2047	36		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2437	1.059	41.929
2048	37		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2343	1.018	42.948
2049	38		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2253	979	43.927
2050	39		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2166	941	44.868
2051	40		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2083	905	45.773
2052	41		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,2003	870	46.644
2053	42		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,1926	837	47.481
2054	43		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,1852	805	48.286
2055	44		3,00	0,061	0,1324	4.346	0,1780	774	49.059

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzeleistung / Variante 7

Invest	T €	-32.400
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	2.160
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	100%
Prog. Leistung in kW	kW	6.752
Stromeinsparung Kw/h	kWh	47.642.112
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	3.406
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-240
Rückfluss t1	2.880

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 37,04%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-32.400	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-32.400	-32.400
2012	1		-3,50	0,000	0,0651	1,061	0,9615	1,021	-31,379
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2,836	0,9246	2,622	-28,757
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2,810	0,8890	2,499	-26,259
2015	4		3,00	0,010	0,0798	3,179	0,8548	2,717	-23,542
2016	5		3,00	0,010	0,0798	3,179	0,8219	2,613	-20,929
2017	6		3,00	0,010	0,0798	3,179	0,7903	2,512	-18,417
2018	7		3,00	0,015	0,0850	3,363	0,7599	2,555	-15,862
2019	8		3,00	0,015	0,0850	3,363	0,7307	2,457	-13,405
2020	9		3,00	0,015	0,0850	3,363	0,7026	2,362	-11,043
2021	10		3,00	0,020	0,0901	3,547	0,6756	2,396	-8,647
2022	11		3,00	0,020	0,0901	3,547	0,6496	2,304	-6,343
2023	12		3,00	0,020	0,0901	3,547	0,6246	2,215	-4,128
2024	13		3,00	0,025	0,0953	3,731	0,6006	2,240	-1,887
2025	14		3,00	0,025	0,0953	3,731	0,5775	2,154	267
2026	15		3,00	0,025	0,0953	3,731	0,5553	2,071	2.338
2027	16		3,00	0,025	0,0953	3,731	0,5339	1,992	4.330
2028	17		3,00	0,025	0,0953	3,731	0,5134	1,915	6.245
2029	18		3,00	0,025	0,0953	3,731	0,4936	1,842	8.087
2030	19		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,4746	2,033	10.120
2031	20		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,4564	1,955	12.074
2032	21		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,4388	1,879	13.954
2033	22		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,4220	1,807	15.761
2034	23		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,4057	1,738	17.498
2035	24		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3901	1,671	19.169
2036	25		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3751	1,606	20.775
2037	26		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3607	1,545	22.320
2038	27		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3468	1,485	23.805
2039	28		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3335	1,428	25.234
2040	29		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3207	1,373	26.607
2041	30		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,3083	1,320	27.927
2042	31		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2965	1,270	29.197
2043	32		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2851	1,221	30.418
2044	33		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2741	1,174	31.591
2045	34		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2636	1,129	32.720
2046	35		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2534	1,085	33.805
2047	36		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2437	1,044	34.849
2048	37		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2343	1,003	35.852
2049	38		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2253	965	36.817
2050	39		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2166	928	37.745
2051	40		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2083	892	38.637
2052	41		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,2003	858	39.495
2053	42		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,1926	825	40.319
2054	43		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,1852	793	41.112
2055	44		3,00	0,040	0,1107	4,283	0,1780	763	41.875

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum

Kapitalwertmethode - Abhitzekraftwerk / Variante 8

Invest	T €	-32.400
Betriebskosten / Jahr	T €	285
Zinssatz interne Verz.	%	4,00%
Abschreibungsdauer	Jahre	15
Afa pro Jahr	T €	2.160
Steuern vom Eink.	%	25,00%
Laufzeit	Tag	294
Stunden	h	7.056
Plan Nettoleistung	kW	6.752
Prog. Leistung %	%	100%
Prog. Leistung in kW	kW	6.752
Stromeinsparung Kw/h	kWh	47.642.112
Strompreis Basis 2010 ¹⁾	€	0,0675

Eingabefelder

Ausgangswert Rückzahlung	
Stromeinsparung	3.406
- Betriebskost.	-285
- Steuerant.	-240
Rückfluss t1	2.880

Inflationsrate %²⁾ 0

Rückfluss 1. Jahr³⁾ 0,4

Preissteigerung ges.⁴⁾ 82,96%

Jahr	t	Investition	Pr. Änd.index	Einkauf Spz	Strompreis ¹⁾	Rückfluss / Jahr	Abz.-Faktor	Barwert	BW Kumuliert
2011	0	-32.400	5,90	0,000	0,0715		1,0000	-32.400	-32.400
2012	1		3,50	0,000	0,0651	1,061	0,9615	1.021	-31.379
2013	2		4,05	0,000	0,0702	2,836	0,9246	2.622	-28.757
2014	3		3,00	0,000	0,0695	2,810	0,8890	2.499	-26.259
2015	4		3,00	0,051	0,1221	4,687	0,8548	4.007	-22.252
2016	5		3,00	0,051	0,1221	4,687	0,8219	3.853	-18.399
2017	6		3,00	0,051	0,1221	4,687	0,7903	3.705	-14.695
2018	7		3,00	0,056	0,1272	4,871	0,7599	3.702	-10.993
2019	8		3,00	0,056	0,1272	4,871	0,7307	3.560	-7.433
2020	9		3,00	0,056	0,1272	4,871	0,7026	3.423	-4.011
2021	10		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,6756	3.415	-595
2022	11		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,6496	3.284	2.689
2023	12		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,6246	3.158	5.846
2024	13		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,6006	3.036	8.882
2025	14		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,5775	2.919	11.802
2026	15		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,5553	2.807	14.609
2027	16		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,5339	2.699	17.308
2028	17		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,5134	2.595	19.904
2029	18		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,4936	2.496	22.399
2030	19		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,4746	2.400	24.799
2031	20		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,4564	2.307	27.106
2032	21		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,4388	2.219	29.324
2033	22		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,4220	2.133	31.458
2034	23		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,4057	2.051	33.509
2035	24		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3901	1.972	35.481
2036	25		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3751	1.896	37.377
2037	26		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3607	1.823	39.201
2038	27		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3468	1.753	40.954
2039	28		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3335	1.686	42.640
2040	29		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3207	1.621	44.261
2041	30		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,3083	1.559	45.820
2042	31		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2965	1.499	47.319
2043	32		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2851	1.441	48.760
2044	33		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2741	1.386	50.146
2045	34		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2636	1.332	51.478
2046	35		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2534	1.281	52.759
2047	36		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2437	1.232	53.991
2048	37		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2343	1.184	55.175
2049	38		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2253	1.139	56.314
2050	39		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2166	1.095	57.409
2051	40		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2083	1.053	58.462
2052	41		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,2003	1.013	59.475
2053	42		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,1926	974	60.449
2054	43		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,1852	936	61.385
2055	44		3,00	0,061	0,1324	5,056	0,1780	900	62.285

¹⁾ Strompreissteigerung wird auf den Strompreis 2010 bezogen (ab 2014); 2010-2013 sind bereits fix verhandelte Preise angegeben

²⁾ Inflationsrate wurde bereits in der Entwicklung des Strompreises berücksichtigt

³⁾ Anlage war im ersten Jahr erst ab August in Betrieb

⁴⁾ Gesamte Strompreissteigerung im Amortisationszeitraum