TEXTE
43/2016

Innovative Techniken – Beste verfügbare Techniken in ausgewählten Sektoren

Teilvorhaben 1: Großfeuerungsanlagen (Revision des BVT-Merkblattes ab 2010)

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

TEXTE 43/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3710 44 3161
UBA-FB 001895

Innovative Techniken – Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren

Teilvorhaben 1: Großfeuerungsanlagen (Revision des BVT-Merkblattes ab 2010)

von

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather, Dipl.-Ing. Sebastian Gellert, Dipl.-Ing. Niels Woltersdorf, Dipl.-Ing. Volker Roeder, Dipl.-Ing. Benedikt Paschke, Dipl.-Ing. Birte Everts, Dipl.-Ing. Tobias Distler, M.Sc. Philipp Kather, Dipl.-Ing. Mathias Klostermann
Institut für Energietechnik, Technische Universität Hamburg-Harburg, Hamburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

/umweltbundesamt.de
/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:
Institut für Energietechnik, Technische Universität Hamburg-Harburg
Denickestr. 15
21073 Hamburg

Abschlussdatum:
März 2013

Redaktion:
Fachgebiet III 2.1 Übergreifende Angelegenheiten, Chemische Industrie, Feuerungsanlagen
Rolf Beckers

Publikationen als pdf:
http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/innovative-techniken-beste-verfuegbare-technik-in

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, April 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3710 44 3161 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Der vorliegende Bericht ist im Rahmen der Unterstützung der Revision des BVT-Merkblattes „Großfeuerungsanlagen“ auf nationaler Ebene entstanden. Er enthält die wesentlichen Ergebnisse der Datenerhebung an rund 50 deutschen Großfeuerungsanlagen. Zusätzlich ist eine erste Datenauswertung dargestellt. Wichtige Hin-weise für die weitere Datenbehandlung und Auswertung werden in Kapitel 2 und 5 gegeben. Um dem zunehmenden Thema der Kraftwerksflexibilität Rechnung zu tragen, wurden für jeweils eine steinkohlebefeuerte und eine GuD-Anlage eine Fallstudie für den Zusammenhang der Emissionen von der Last bzw. den An- und Abfahrvorgängen durchgeführt. Am Ende dieses Berichtes findet sich ein Entwurf für das Kapitel über Biomasse im zukünftigen BVT-Merkblatt.

Abstract

This report was created to aid the revision process of the BAT reference documents "Large Combustion Plants" (LCP). It includes the summary of the national data collection of 50 LCPs. In addition to this, a first evaluation was carried out. Directions on how to use and interpret the presented data are given in chapter 2 and 5. To cover the topics of load flexibility and start-up/shutdown sequences, an additional chapter is included in this report. In this, the load-dependend emissions of power plants are presented, using the example of a hard coal-fired plant and a natural gas-fired CCGT plant. Furthermore, a draft for a biomass chapter is given, which could be implemented in the future BAT reference document.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 6
Abbildungsverzeichnis 8
Tabellenverzeichnis 12
Glossar 20
Kurzzusammenfassung 29
1 Einleitung 47
2 Allgemein 48
2.1 Aufgabenstellung und Einordnung der durchgeführten Arbeiten 48
2.2 Nationale Besonderheiten 49
3 Datenerhebung 52
3.1 Allgemeine Erklärung der Datenerhebung, der I. Ebene, der Einteilung und der weiteren Ebenenstruktur 52
3.2 Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen 56
3.2.1 GuD-Anlagen 57
3.2.1.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen 57
3.2.1.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV) 58
3.2.1.3 Anlagenbeispiele 66
3.2.2 Verdichterstationen 99
3.2.2.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen 99
3.2.2.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV) 99
3.2.2.3 Anlagenbeispiele 107
3.2.3 Gasbefeuerte Kessel 125
3.2.3.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen 125
3.2.3.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV) 125
3.2.3.3 Anlagenbeispiele 134
3.3 Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen 148
3.3.1 Darstellung der Ergebnisse (III. und IV. Ebene) 148
3.3.2 Anlagenbeispiele 149
3.4 Techniken für die Verbrennung von festen Brennstoffen 154
3.4.1 Steinkohlebefeuerte Kessel 155
3.4.1.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen 155
3.4.1.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV) 156

3.4.1.3 Anlagenbeispiele ... 175
3.4.2 Braunkohlebefeuerte Kessel ... 279
3.4.2.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen ... 279
3.4.2.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV) ... 280
3.4.2.3 Anlagenbeispiele ... 296
3.4.3 Biomassebefeuerte Kessel ... 340
3.4.3.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen ... 340
3.4.3.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV) ... 340
3.4.3.3 Anlagenbeispiele ... 349
4 Lastabhängige Emissionen ... 370
4.1 GuD-Kraftwerk mit KWK ... 371
4.2 Steinkohlebefeuertes Kraftwerk ... 378
5 Lessons learned ... 384
6 Zusammenfassung ... 386
Anhang ... 389

Abbildungsverzeichnis

Die in diesem Arbeitsbericht im Abschnitt „Anlagenbeschreibungen“ verwendeten Bilder, Abbildungen oder Grafiken stammen aus den jeweiligen Fragebögen zugefügten Zusatzmaterialien. Sie sind hier mit Einverständnis des jeweiligen Rechteinhabers abgebildet und im Kontext des Revisionsprozesses des BVT Merkblattes „Großfeuerungsanlagen“ zur Veröffentlichung freigegeben. Da die Anlagenbeschreibungen in diesem Bericht anonymisiert verfasst wurden, ist eine Nennung der Abbildungs-Quellen nicht sinnvoll und wurde daher nicht durchgeführt.

Abbildung 1: Weitere Aufteilung der gasbefeuerten Anlagen in Auswertungsebene I - III 53

Abbildung 2: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe GuD 60

Abbildung 3: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe GuD 61

Abbildung 4: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe GuD 62

Abbildung 5: Anlagenschema für Anlage 135 78

Abbildung 6: Anlagenschema für Anlage 136 89

Abbildung 7: Anlagenschema für Anlage 119 94

Abbildung 8: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Nominelle mechanische Wirkungsgrade der Anlagengruppe Verdichterstationen 101

Abbildung 9: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen ohne DLE-Technik (Nr. 166 = Gasmotor mit Clean Burn, andere = Gasturbinen) 104

Abbildung 10: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NOx Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen mit DLE-Technik (unterteilt in Lastbereiche > 70 % und < 70 %) 104

Abbildung 11: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen ohne DLE-Technik (Nr. 166 = Gasmotor, andere = Gasturbinen) 105

Abbildung 12: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen mit DLE-Technik (unterteilt in Lastbereiche > 70 % und < 70 %) 106

Abbildung 13: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel 127

Abbildung 14: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel 129

Abbildung 15: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel 130

Abbildung 16: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staub Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel 131
Abbildung 17: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel 132
Abbildung 18: Anlagenschema für Anlage 145 141
Abbildung 19: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 160
Abbildung 20: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 163
Abbildung 21: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 164
Abbildung 22: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 165
Abbildung 23: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Abscheidegrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 165
Abbildung 24: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Hg Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 166
Abbildung 25: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staubemissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 167
Abbildung 26: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 156 176
Abbildung 27: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 134 181
Abbildung 28: Schema zur AWR für Anlage 134 183
Abbildung 29: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 141 189
Abbildung 30: Nachgerüstete RGR für Anlage 141 196
Abbildung 31: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 138 206
Abbildung 32: Schema zur AWR für Anlage 138 208
Abbildung 33: Anlagenschema für Anlage 124 213
Abbildung 34: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 124 215
Abbildung 35: Schema zur AWR für Anlage 124 218
Abbildung 36: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 139 224
Abbildung 37: Schema zur AWR für Anlage 139 226
Abbildung 38: Anlagenschema für Anlage 123 230
Abbildung 39: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 123 232
Abbildung 40: Schema zur AWR für Anlage 123 234
Abbildung 41: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 122 241
Abbildung 42: Schema zur AWR für Anlage 122 244
Abbildung 43: Anlagenschema für Anlage 131 248
Abbildung 44: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 131 249

Abbildung 45: Schema zur AWR für Anlage 131 252
Abbildung 46: Schema zur Rauchgasreinigung für Anlage 142 258
Abbildung 47: Anlagenschema für Anlage 121 264
Abbildung 48: Anlagenschema für Anlage 132 271
Abbildung 49: Schema zur Rauchgasreinigung für Anlage 132 273
Abbildung 50: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 283
Abbildung 51: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 286
Abbildung 52: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 287
Abbildung 53: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staub Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 288
Abbildung 54: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 289
Abbildung 55: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Abscheidegrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 289
Abbildung 56: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Hg Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 290
Abbildung 57: Anlagenschema für Anlage 137 300
Abbildung 58: Anlagenschema für Anlage 130 311
Abbildung 59: Anlagenschema für Anlage 116 322
Abbildung 60: Anlagenschema für Anlage 133 333
Abbildung 61: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 133 335
Abbildung 62: Schema zur AWR für Anlage 133 337
Abbildung 63: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 342
Abbildung 64: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 344
Abbildung 65: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 345
Abbildung 66: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staub Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 345
Abbildung 67: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 346
Abbildung 68: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Hg Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 347
Abbildung 69: Schema zur Rauchgasreinigung für Anlage 108 351
Abbildung 70: NO_x-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung der Gasturbine (Bezugssauerstoffgehalt 15 Vol-%) 374

Abbildung 71: NO_x- und CO-Emissionen sowie Bezugssauerstoffgehalt und gemessener Sauerstoffgehalt als Funktion der Feuerungswärmeleistung der Zusatzfeuerung 374

Abbildung 72: Feuerungswärmeleistung, Emissionen und Bezugssauerstoffgehalt während des Betriebes vom 18.03. bis 19.03.12 375

Abbildung 73: Emissionen während des Anfahrens (Referenzsauerstoffgehalt 15 Vol %) 376

Abbildung 74: Emissionswerte als HMW und TMW, Feuerungswärmeleistung, und Bezugssauerstoffgehalt vom 10.03 bis zum 17.03.2012 377

Abbildung 75: CO-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung 379

Abbildung 76: NO_x-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung 380

Abbildung 77: SO_2-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung 380

Abbildung 78: Staub-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung 381

Abbildung 79: Feuerungswärmeleistung und Luftemissionen während des Betriebes vom 27.2 bis zum 5.3.2012 382

Abbildung 80: Feuerungswärmeleistung und Luftemissionen während des An- und Abfahrens 383

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einteilung der eingereichten Questionnaires ... 29
Tabelle 2: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe GuD ... 31
Tabelle 3: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe Verdichterstationen ... 32
Tabelle 4: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 33
Tabelle 5: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen ... 34
Tabelle 6: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel ... 35
Tabelle 7: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel ... 36
Tabelle 8: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel ... 37
Tabelle 9: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe GuD ... 38
Tabelle 10: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe Verdichterstationen ... 39
Tabelle 11: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 40
Tabelle 12: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel ... 42
Tabelle 13: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel ... 45
Tabelle 14: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel ... 46
Tabelle 15: Auswertungsebene I: Einteilung der eingereichten Questionnaires ... 52
Tabelle 16: Auswertungsebene II: Einteilung der gasbefeuerten Anlagen ... 56
Tabelle 17: Auswertungsebene III: Anlagengruppe GuD ... 58
Tabelle 18: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe GuD ... 59
Tabelle 19: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe GuD ... 61
Tabelle 20: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe GuD ... 62
Tabelle 21: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen der Anlagengruppe GuD ... 64
Tabelle 22: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe GuD ... 65
Tabelle 23: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 111 – GT 1 ... 66
Tabelle 24: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 111 – GT 2 ... 66

Tabelle 25: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 111 - GT 1 67
Tabelle 26: Wasseremissionen der Anlage 111 - Dampfsystem 68
Tabelle 27: Wasseremissionen der Anlage 111 - Neutralisiertes Abwasser 68
Tabelle 28: Feste Rückstände der Anlage 111 70
Tabelle 29: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 105 71
Tabelle 30: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 105 72
Tabelle 31: Wasseremissionen der Anlage 105 - Unbehandeltes Abwasser 72
Tabelle 32: Feste Rückstände der Anlage 105 74
Tabelle 33: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 104 76
Tabelle 34: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 104 77
Tabelle 35: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 135 79
Tabelle 36: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 135 80
Tabelle 37: Wasseremissionen der Anlage 135 - unbehandeltes Kühlwasser 81
Tabelle 38: Wasseremissionen der Anlage 135 - Wasseraufbereitung 81
Tabelle 39: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 118 84
Tabelle 40: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 118 85
Tabelle 41: Wasseremissionen der Anlage 118 – Unbehandeltes Abwasser 86
abelle 42: Wasseremissionen der Anlage 118 - Neutralisiertes Abwasser 86
Tabelle 43: Feste Rückstände der Anlage 118 88
Tabelle 44: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 136 90
Tabelle 45: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 136 90
Tabelle 46: Wasseremissionen der Anlage 136 - Neutralisiertes Abwasser 92
Tabelle 47: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 119 95
Tabelle 48: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 119 – GT 1 96
Tabelle 49: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 119 – GT 2 96
Tabelle 50: Wasseremissionen der Anlage 119 - Neutralisiertes Abwasser 97
Tabelle 51: Auswertungsebene III: Anlagengruppe Verdichterstationen 100
Tabelle 52: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungsgrade der Anlagengruppe Verdichterstationen 101
Tabelle 53: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe Verdichterstationen 103
Tabelle 54: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 166 107
Tabelle 55: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 166 (bei 5 % O_2-Bezugsgehalt) 107
Tabelle 56: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 163 109
Tabelle 57: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 163 109

Tabelle 58: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 161 ... 111
Tabelle 59: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 161 bei > 70 % Last ... 111
Tabelle 60: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 161 bei < 70 % Last ... 112
Tabelle 61: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 165 ... 113
Tabelle 62: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 165 bei > 70 % Last ... 113
Tabelle 63: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 165 bei < 70 % Last ... 114
Tabelle 64: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 159 ... 115
Tabelle 65: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 159 ... 115
Tabelle 66: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 164 ... 117
Tabelle 67: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 164 ... 117
Tabelle 68: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 160 ... 119
Tabelle 69: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 160 ... 119
Tabelle 70: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 162 ... 121
Tabelle 71: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 162 ... 121
Tabelle 72: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 158 ... 123
Tabelle 73: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 158 bei > 70 % Last ... 123
Tabelle 74: Auswertungsebene III: Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 126
Tabelle 75: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 127
Tabelle 76: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 128
Tabelle 77: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 132
Tabelle 78: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge für die Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel ... 133
Tabelle 79: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 114 – Kessel 1 ... 135
Tabelle 80: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 114 – Kessel 2 ... 135
Tabelle 81: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 114 – Kessel 3 ... 135
Tabelle 82: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 114 – Kessel 1 ... 136
Tabelle 83: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 114 – Kessel 2 ... 136
Tabelle 84: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 114 – Kessel 3 ... 137
Tabelle 85: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 157 – Kessel 1 ... 138
Tabelle 86: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 157 – Kessel 2 ... 138
Tabelle 87: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 157 – Kessel 1 ... 139
Tabelle 88: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 157 – Kessel 2 ... 139
Tabelle 89: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 145 ... 142
Tabelle 90: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 145 ... 143

Tabelle 91: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 141 - Einheit 1 144
Tabelle 92: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 141 - Einheit 2 144
Tabelle 93: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 144 - Einheit 1 145
Tabelle 94: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 144 - Einheit 2 146
Tabelle 95: Wasseremissionen der Anlage 144 147
Tabelle 96: Auswertungsebene III: Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen 148
Tabelle 97: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen 149
Tabelle 98: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen 149
Tabelle 99: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge für die Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen 149
Tabelle 100: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 115 150
Tabelle 101: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 115 151
Tabelle 102: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 112 – GT 1 152
Tabelle 103: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 112 – GT 2 152
Tabelle 104: Auswertungsebene II: Einteilung der feststoffbefeuerten Anlagen 154
Tabelle 105: Auswertungsebene III: Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 157
Tabelle 106: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 159
Tabelle 107: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 161
Tabelle 108: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 168
Tabelle 109: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen (aus der REA) der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 169
Tabelle 110: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen (Sonstige) der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 170
Tabelle 111: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel 172
Tabelle 112: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 156 175
Tabelle 113: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 156 177
Tabelle 114: Wasseremissionen der Anlage 156 178
Tabelle 115: Feste Rückstände der Anlage 156 178
Tabelle 116: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 134 180
Tabelle 117: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 134 182
Tabelle 118: Wasseremissionen der Anlage 134 - Behandeltes Abwasser 184
Tabelle 119: Wasseremissionen der Anlage 134 - Unbehandeltes Abwasser 185

Tabelle 120: Feste Rückstände der Anlage 134 187
Tabelle 121: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 141 188
Tabelle 122: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 141 190
Tabelle 123: Wasseremissionen der Anlage 141 - Behandeltes Abwasser 193
Tabelle 124: Feste Rückstände der Anlage 141 195
Tabelle 125: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 146 197
Tabelle 126: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 146 199
Tabelle 127: Wasseremissionen der Anlage 146 - Einheit 1 201
Tabelle 128: Wasseremissionen der Anlage 146 - Einheit 2 202
Tabelle 129: Wasseremissionen der Anlage 146 - vorbehandeltes Abwasser (aus REA) 203
Tabelle 130: Feste Rückstände der Anlage 146 204
Tabelle 131: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 138 205
Tabelle 132: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 138 207
Tabelle 133: Wasseremissionen der Anlage 138 - Behandeltes Abwasser 208
Tabelle 134: Wasseremissionen der Anlage 138 - Unbehandeltes Abwasser 209
Tabelle 135: Feste Rückstände der Anlage 138 210
Tabelle 136: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 124 – Block B 214
Tabelle 137: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 124 – Block F 214
Tabelle 138: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 124 – Block B 216
Tabelle 139: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 124 – Block F 217
Tabelle 140: Wasseremissionen der Anlage 124 - Behandeltes Abwasser 218
Tabelle 141: Wasseremissionen der Anlage 124 - Unbehandeltes Abwasser 220
Tabelle 142: Feste Rückstände der Anlage 124 – Block B 222
Tabelle 143: Feste Rückstände der Anlage 124 –Block F 222
Tabelle 144: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 139 223
Tabelle 145: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 139 225
Tabelle 146: Wasseremissionen der Anlage 139 - Behandeltes Abwasser 226
Tabelle 147: Wasseremissionen der Anlage 139 - Unbehandeltes Abwasser 227
Tabelle 148: Feste Rückstände der Anlage 139 229
Tabelle 149: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 123 231
Tabelle 150: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 123 233
Tabelle 151: Wasseremissionen der Anlage 123 - Behandeltes Abwasser 235
Tabelle 152: Wasseremissionen der Anlage 123 - Unbehandeltes Abwasser 237
Tabelle 153: Wasseremissionen der Anlage 123 - Oberflächenabwasser 238
Tabelle 154: Feste Rückstände der Anlage 123 239

Tabelle 155: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 122 – Kessel 1 240
Tabelle 156: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 122 – Kessel 2 240
Tabelle 157: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 122 – Kessel 1 242
Tabelle 158: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 122 – Kessel 2 243
Tabelle 159: Wasseremissionen der Anlage 122 - Behandeltes Abwasser 244
Tabelle 160: Wasseremissionen der Anlage 122 - Unbehandeltes Abwasser 245
Tabelle 161: Feste Rückstände der Anlage 122 247
Tabelle 162: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 131 249
Tabelle 163: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 131 251
Tabelle 164: Wasseremissionen der Anlage 131 - Behandeltes Abwasser 252
Tabelle 165: Wasseremissionen der Anlage 131 - Unbehandeltes Abwasser 255
Tabelle 166: Feste Rückstände der Anlage 131 256
Tabelle 167: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 142 257
Tabelle 168: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 142 259
Tabelle 169: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (aus REA) 260
Tabelle 170: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (Aschesystem) 260
Tabelle 171: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (aus Kühlsystem) 260
Tabelle 172: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (aus biological pre-treatment) 261
Tabelle 173: Feste Rückstände der Anlage 142 262
Tabelle 174: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 121 265
Tabelle 175: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 121 266
Tabelle 176: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (REA) 267
Tabelle 177: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (Sonstige) 268
Tabelle 178: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (Neutralisiertes Abwasser) 268
Tabelle 179: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (Sanitärabwässer) 269
Tabelle 180: Feste Rückstände der Anlage 121 270
Tabelle 181: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 132 272
Tabelle 182: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 132 274
Tabelle 183: Wasseremissionen der Anlage 132 - Behandeltes Abwasser 275
Tabelle 184: Wasseremissionen der Anlage 132 - Neutralisationsbecken 277
Tabelle 185: Feste Rückstände der Anlage 132 278
Tabelle 186: Auswertungsebene III: Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 281

Tabelle 187: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 282
Tabelle 188: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 284
Tabelle 189: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel..... 291
Tabelle 190: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 292
Tabelle 191: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel 294
Tabelle 192: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 109 296
Tabelle 193: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 109..... 298
Tabelle 194: Feste Rückstände der Anlage 109 299
Tabelle 195: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 137 301
Tabelle 196: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 137..... 302
Tabelle 197: Wasseremissionen der Anlage 137 - Behandeltes Abwasser 303
Tabelle 198: Feste Rückstände der Anlage 137 304
Tabelle 199: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 128/129 – Block A..... 305
Tabelle 200: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 128/129 – Block A 307
Tabelle 201: Wasseremissionen der Anlage 128/129 – Unbehandeltes Abwasser für Blöcke A bis F 308
Tabelle 202: Wasseremissionen der Anlage 128/129 –treated waste water für Blocks A to F..... 309
Tabelle 203: Feste Rückstände der Anlage 128/129 – Block A..... 310
Tabelle 204: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 130 312
Tabelle 205: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 130..... 313
Tabelle 206: Wasseremissionen der Anlage 130 - Behandeltes Abwasser 314
Tabelle 207: Feste Rückstände der Anlage 130 315
Tabelle 208: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 127 – Block A 317
Tabelle 209: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 127 – Block A..... 318
Tabelle 210: Wasseremissionen der Anlage 127 – Block A 320
Tabelle 211: Feste Rückstände der Anlage 127 – Block A 321
Tabelle 212: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 116 323
Tabelle 213: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 116..... 324
Tabelle 214: Wasseremissionen der Anlage 116 - Behandeltes Abwasser 325
Tabelle 215: Feste Rückstände der Anlage 116 326
Tabelle 216: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 117 – Block R 327
Tabelle 217: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 117 - Block R..... 329

Tabelle 218: Wasseremissionen der Anlage 117 – Block R 331
Tabelle 219: Feste Rückstände der Anlage 117 – Block R 332
Tabelle 220: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 133 334
Tabelle 221: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 133 - Block A 336
Tabelle 222: Wasseremissionen der Anlage 133 - Behandeltes Abwasser 338
Tabelle 223: Feste Rückstände der Anlage 133 339
Tabelle 224: Auswertungsebene III: Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 341
Tabelle 225: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 341
Tabelle 226: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 343
Tabelle 227: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 347
Tabelle 228: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel 348
Tabelle 229: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 108 – Kessel 1 350
Tabelle 230: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 108 – Kessel 2 350
Tabelle 231: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 108 –Kessel 1 352
Tabelle 232: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 108 –Kessel 2 353
Tabelle 233: Wasseremissionen der Anlage 108 354
Tabelle 234: Feste Rückstände der Anlage 108 354
Tabelle 235: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 107 356
Tabelle 236: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 107 358
Tabelle 237: Wasseremissionen der Anlage 107 359
Tabelle 238: Feste Rückstände der Anlage 107 360
Tabelle 239: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 125 361
Tabelle 240: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 125 362
Tabelle 241: Feste Rückstände der Anlage 125 364
Tabelle 242: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 655 365
Tabelle 243: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 655 366
Tabelle 244: Feste Rückstände der Anlage 655 368
Tabelle 245: HMW in mg/Nm^3 373
Tabelle 246: HMW in mg/Nm^3 378

Glossar

Allgemein

AHK	Abhitzekessel
AOX	Adsorbierbare organisch gebundene Halogene
AWR	Abwasserreinigung
BANG	Brennstoffausnutzungsgrad (s. separates Glossar)
BImschG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz BImSchG)
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung 13. BImSchV: Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (in der Fassung der Bekanntmachung vom 20. Juli 2004) 17. BImSchV: Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2003)
BVT	Beste verfügbare Technik
Kont.	Kontinuierliche Messung
CSB	Chemischer Sauerstoff Bedarf
$DeNO_x$	Einrichtung zur Minderung von Stickstoffoxidemissionen (Reduzierung von Stiffstoffoxiden zu Stickstoff)
DLE	Dry Low Emission Brenner (Gasturbine)
DT	Dampfturbine
EEG	erneuerbare Energien Gesetz
E-Filter	Elektrostatischer Staubabscheider

EIPPCB	European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau
Volllastfaktor in %	Volllastfaktor Berechnet als Brennstoffzufuhr während des Referenzjahres dividiert durch die Gesamtbetriebszeit unter normalen Bedingungen, geteilt durch die Nenn-Feuerungswärmeleistung der Großfeuerunganlage. Diese Definition weicht von der des IEEE Std 762™-2006 ab.
EUROFER	European Steel Association, Wirtschaftsverband der europäischen Eisen- und Stahlindustrie
FWL	Feuerungswärmeleistung (angegeben in MW_{th})
Gew.-%	Gewichtsprozent
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
HD / MD / ND	Hochdruck / Mitteldruck / Niederdruck
HEL	Heizöl Extra Leicht
HMW	Halbstundenmittelwerte
HS	Schweröl / Heizöl schwer
IED	Industrial Emissions Directive (Richtlinie 2010/75/EU), europäische Industrieemissionsrichtlinie
JMW	Jahresmittelwert
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCP	Large Combustion Plants, Großfeuerungsanlagen
Nm^3	Normkubikmeter bei 273,15 K und 101325 Pa
Normal Operating Conditions	Normale Betriebsbedingungen

OTNOCs	Andere als normale / abweichende Betriebsbedingungen Dazu gehören nach IED neben dem Betrieb unter Ausnahme-Genehmigungen und dem An- bzw. Abfahren der Anlage alle von den normalen Betriebsbedingungen abweichenden Zustände wie ungeplantes Abfahren, Ausfall oder Störung des RGR-Equipments oder Teilen hiervon, Leckagen, Testfälle
PCDD / PCDF	Polychlorierte Dibenzo-p-dioxine und Dibenzofurane
Perio.	Periodische Messung
Perzentil	Das Perzentil (Prozentrang) stellt denjenigen Wert dar, unter welchen ein bestimmter Anteil statistischer Ereignisse fällt.
RDF	Refuse Derived Fuel - Brennstoff aus Müll
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage (zur Abscheidung von Schwefeloxiden)
RGR	Rauchgasreinigung
Mehrjähriges Mittel	Mehrjahresmittelwert Gemittelt aus den JMW von 5 Jahren; Bei Anlagen, die jünger als 5 Jahre alt sind oder in diesem Zeitraum grundlegend umgebaut wurden, ist der Zeitraum gesondert angegeben.
SCR	Selective Katalytische Reduktion
SMW	Stundenmittelwert
SNCR	Selective Nicht-katalytische Reduktion
TDS	Total Dissolved Solids, Gesamtheit der in einem Lösungsmittel gelösten Stoffe
TMW	Tagesmittelwert
TOC	Total Organic Carbon, Gesamter organischer Kohlenstoff

TSS	Total Suspended Solids, Gesamtheit der in einem Lösungsmittel suspendierten Feststoffe
TUHH-IET	Institut für Energietechnik der Technischen Universität Hamburg-Harburg
UBA	Umweltbundesamt
Validiert	Ein Messwert gilt als validiert, wenn die bei der Kalibrierung ermittelte Messunsicherheit vom normierten Messergebnis abgezogen wurde.
Vol-%	Volumenprozent
Volllastfaktor	Siehe "Volllastfaktor in %"
ZWSF	Zirkulierende Wirbelschichtfeuerungsanlage

Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit "Wirkungsgraden"

FWL	Der im Dauerbetrieb maximal zuführbare Brennstoffmassenstrom multipliziert mit dem unteren Heizwert des Brennstoffs, ausgedrückt in MW_{th}. Die FWL einer Großfeuerungsanlage ist die Summe der FWL der einzelnen Feuerungseinheiten.
Nennleistung	Diejenige Leistung (thermisch, mechanisch, elektrisch), die in den zugehörigen Auftragspapieren festgelegt wurde
Elektrische Bruttoleistung	Klemmleistung des Generators; sind mehrere Generatoren in der Großfeuerungsanlage vorhanden, werden die Einzelleistungen aufsummiert.
Elektrische Nettoleistung	Berechnet aus der "Elektrische Bruttoleistung" abzüglich der elektrischen Eigenleistungsaufnahme der Großfeuerungsanlage sowie der zugehörigen Hilfsaggregate.
Thermische Leistung - Dampf	Derjenige Wärmestrom, der in Form von Dampf aus der Großfeuerungsanlage abgeführt wird; nicht enthalten ist Dampf, der zur Stromproduktion und zur Erzeugung von Heißwasser für Fernwärmenutzung verwendet wird. (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Brutto heat power output - steam" verwendet).
Thermische Leistung - Heißwasser	Derjenige Wärmestrom, der in Form von Heißwasser aus der Großfeuerungsanlage abgeführt wird (produziert in Rauchgaskühlern oder Heizvorwärmern). (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Brutto heat power output - hot water " verwendet).
Mechanische Leistung	Mechanische Leistung (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Brutto mechanical power output" verwendet).
Wirkungsgrad	Quotient aus nutzbarer Leistung und zugeführter Leistung. Die aussagekräftigsten Wirkungsgrade setzen die Nennleistungen in Bezug zur FWL.

Elektrischer Bruttowirkungsgrad	$\frac{Elektrische\ Bruttoleistung}{FWL}$
Elektrischer Nettowirkungsgrad	$\frac{Elektrische\ Nettoleistung}{FWL}$
Thermischer Wirkungsrad (Dampf oder Heißwasser)	$\frac{Thermische\ Leistung}{FWL}$
Mechanischer Wirkungsgrad	$\frac{Mechanische\ Leistung}{FWL}$
Brutto-Gesamtwirkungsgrad	$\frac{Thermische\ Leistung + Elektrische\ Bruttoleistung}{FWL}$
Netto-Gesamtwirkungsgrad	$\frac{Thermische\ Leistung + Elektrische\ Nettoleistung}{FWL}$

Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit „Nutzungsgraden"

Fuel energy input (as lower heating value)	Berechnet als die im Referenzjahr verbrauchte Brennstoffmenge multipliziert mit dem unteren Heizwert; bei mehreren Brennstoffen sind die jeweiligen Anteile aufzuaddieren. Besteht die Combustion plant aus mehreren Combustion units, sind die einzelnen Terme zu summieren.
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	Das Integral der elektrischen Bruttoleistung über der Betriebszeit (Referenzjahr). Im Betrachtungszeitraum in das Verbundnetz abgegebene Strommenge.
Abgegebene elektrische Energie (netto)	Berechnet aus "Abgegebene elektrische Energie (brutto)" abzüglich des Eigenenergieverbrauchs der Großfeuerungsanlage und der zugehörigen Hilfaggregate.
Brutto heat output - Steam	Das Integral der thermischen Leistung (Dampf) über der Betriebszeit (Referenzjahr). Diejenige Wärmemenge, die im Betrachtungszeitraum in Form von Dampf abgegeben wurde; nicht zu berücksichtigen sind Dampfmengen, der zur Stromproduktion und zur Erzeugung von Heißwasser für Fernwärmenutzung verwendet wurden.
Net heat output - Steam	Berechnet aus "Brutto heat output - steam" abzüglich des Eigendampfverbrauchs der Großfeuerungsanlage und der zugehörigen Hilfsaggregate.
Brutto heat output - Hot water	Das Integral der thermischen Leistung (Heißwasser) über der Betriebszeit (Referenzjahr). Diejenige Wärmemenge, die im Betrachtungszeitraum in Form von Heißwasser abgegeben wurde (produziert in Rauchgaskühlern oder Heizvorwärmern).
Net heat output - Hot water	Berechnet aus "Brutto heat output - steam" abzüglich des Eigenverbrauchs an Heißwasser der Großfeuerungsanlage und der zugehörigen Hilfsaggregate.
Mechanische Energieabgabe (brutto)	Das Integral der mechanischen Leistung über der Betriebszeit (Referenzjahr).

Mechanische Energieabgabe (netto)	Berechnet aus "Mechanische Energieabgabe (brutto)" abzüglich des Eigenverbrauchs an mechanischer Energie der Großfeuerungsanlage und der zugehörigen Hilfsaggregate.
Nutzungsgrad	Ein Nutzungsgrad ist der Quotient aus der in einem bestimmten Zeitraum nutzbar abgegebenen Zielenergie und der gesamten zugeführten Energie. Die aussagekräftigsten Nutzungsgrade sind die, welche die jährliche Energiemengen auf den "Brennstoff energy input" beziehen.
Elektrischer Bruttonutzungsgrad	$\frac{Gross\ electric\ energy\ output}{Fuel\ energy\ input}$ (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Brutto electrical power" verwendet).
Elektrischer Nettonutzungsgrad	$\frac{Net\ electric\ energy\ output}{Fuel\ energy\ input}$ (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Net electrical power output - electricity exported" verwendet).
Thermischer Bruttowirkungsgrad	$\frac{Gross\ heat\ output - Steam + Gross\ heat\ output - Hot\ w}{Fuel\ energy\ input}$ (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Brutto thermal power" verwendet).
Thermischer Nettonutzungsgrad	$\frac{Net\ heat\ output - (Steam + Hot\ water)}{Fuel\ energy\ input}$ (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Net thermal power output - heat exported" verwendet).
Mechanischer Bruttonutzungsgrad	$\frac{Gross\ mechanical\ energy\ output}{Fuel\ energy\ input}$ (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Brutto mechanical power" verwendet).
Mechanischer Nettonutzungsgrad	$\frac{Net\ mechanical\ energy\ output}{Fuel\ energy\ input}$ (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Net mechanical power output" verwendet).

Brennstoffausnutzungsgrad	Die Summe aller auftretenden Nettonutzungsgrade. (Im Questionnaire wird hierfür die Bezeichnung "Total fuel utilisation" verwendet)

Kurzzusammenfassung

Der vorliegende Bericht entstand im Rahmen eines Forschungsvorhabens, in welchem das Institut für Energietechnik der Technischen Universtität Hamburg-Harburg das Umweltbundesamt auf nationaler Ebene bei der Revision des „Best verfügbare Technik (BVT)"-Merkblattes „Großfeuerungsanlagen (GFA)" unterstützt hat. Dieses umfasst im Geltungsbereich Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 50 MW_{th}. Seit dem Jahr 2011 befindet sich dieses Merkblatt im europäischen Revisionsprozess.

Die wesentlichen bearbeiteten Punkte umfassen:

- Durchführung der nationalen Datenerhebung und begleitender Arbeiten
- Gesonderte Erhebung und Auswertung der lastabhängigen Emissionen für eine GuD-Anlage und eine steinkohlebefeuertes Kraftwerk
- Erstellung eines Beitrags für das Biomassekapitel des zukünftigen BVT-Merkblattes

Dabei war die Durchführung der nationalen Datenerhebung mit den zughörigen begleitenden Arbeiten mit Abstand der umfangreichste Teil. Die Anlagenauswahl für die Datenerhebung erfolgte so, dass unter Berücksichtigung bestimmter Kriterien wie Feuerungswärmeleistung, Jahr der Inbetriebnahme, Art des Brennstoffes, Anlagentechnik, Fahrweise und weiterer Besonderheiten eine möglichst repräsentative und alle Kategorien abdeckende Auswahl zusammengestellt wurde. Dabei wurden mit Unterstützung von Betreibern, Verbänden und Behörden möglichst solche Anlagen ausgewählt, die in gewisser Hinsicht den Stand der besten verfügbaren Technik in Deutschland am Besten repräsentieren. Letztlich wurden im Rahmen dieses Forschungsprojektes 48 Referenzanlangen aus Deutschland an das EIPPCB gemeldet. Da der vom EIPPCB entwickelte Questionnaire sich auf eine spezielle Berichtseinheit bezieht, ergaben sich aus den 48 Referenzanlagen insgesamt 63 Questionnaires. Diese teilen sich wie in Tabelle 1 aufgeführt nach Aggregatzustand des Brennstoffs und Feuerungswärmeleistung auf.

Tabelle 1: Einteilung der eingereichten Questionnaires

	Gasförmig	Flüssig	Fest
FWL in MWth			
< 100	14	1	5
> 100 - 300	5	2	2
> 300	6	-	28

In weiteren Schritten werden die eingereichten Questionnaires dann weiter hinsichtlich der Art des Brennstoffes und der Anlagentechnik differenziert.

Im ersten Teil dieses Berichtes werden die Aufgabenstellung und die nationalen Besonderheiten dargelegt. Im Anschluss folgen die Auswertung der eingruppierten Anlagen und die separate Beschreibung jeder Anlage. Um die Emissionen während des An- und Abfahrbetriebes und in Teillast besonders zu beleuchten, folgt eine Fallstudie zu den lastabhängigen Emissionen je einer GuD-Anlage und einer steinkohlebefeuerten Anlage. Es schließt sich ein Kapitel zu den während des Datenerhebungsprozesses gesammelten

„Lessons learned“, die bei der europaweiten Auswertung und in folgenden Revisionsprozessen berücksichtig werden sollten, an.

In der hier vorliegenden Kurzzusammenfassung sollen die wesentlichen Ergebnisse des Datenerhebungsprozesses gegliedert nach der Anlagentechnik und des eingesetzten HauptBrennstoffs dediziert dargestellt werden. Der Schwerpunkt wurde hierbei auf die Effizienz und die Emissionen der Anlagen gelegt. So werden für jede Anlagenklasse Bandbreiten angegeben. Diese sind allerdings nur für einen ersten, kurzen Überblick geeignet, da Anlagenspezifika und Besonderheiten des jeweiligen Datensatzes in dieser Kurzzusammenfassung nicht darstellbar sind. Außerdem werden für diesen ersten Überblick verschiedene Arten von Anlagen gemeinsam dargestellt, die möglicherweise aufgrund ihrer Anlagentechnik oder des eingesetzten Brennstoffes weiter differenziert werden sollten. Für ein klares Verständnis, wie die Werte einer Anlage zu Stande kommen, sei auf das jeweilige Kapitel im Abschlussbericht oder in letzter Konsequenz auf den entsprechenden Questionnaire verwiesen. Weiterhin stellen die ausgewählten nationalen Referenzanlagen keinen abschließend repräsentativen Überblick über den kompletten nationalen und insbesondere nicht über den gesamteuropäischen Anlagenpark dar.

Effizienz

Anhand der in den Questionnaires gesammelten Datensätze erfolgt hier eine Darstellung der fünf Effizienz-Parameter:

- Nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad
- Elektrischer Bruttonutzungsgrad im Referenzjahr
- Elektrischer Nettonutzungsgrad im Referenzjahr
- Thermischer Nutzungsgrad im Referenzjahr
- Brennstoffausnutzungsgrad im Referenzjahr

Hier ergeben sich insbesondere für Anlagen mit und ohne KWK sowie für Anlagen für die ausschließliche Wärmeerzeugung sehr große Unterschiede. Eine Anlage mit KWK ist daran zu erkennen, dass für diese sowohl ein elektrischer als auch ein thermischer Nutzungsgrad angegeben ist. Für Anlagen mit KWK ergibt sich im Allgemeinen ein wesentlich höherer Brennstoffausnutzungsgrad als für Anlagen zur reinen Stromerzeugung. Demgegenüber steht der durch die Wärmeauskopplung in geringerem Maße vermiderte elektrische Wirkungsgrad. Anlagen zur ausschließlichen Erzeugung von Wärme haben die höchsten Brennstoffausnutzungsgrade. Bei den Verdichterstationen sind ausschließlich der mechanische Wirkungs- und Nutzungsgrad aufgeführt, da diese nur zum Antrieb eines Verdichters dienen.

Gasförmige Brennstoffe

In Tabelle 2 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade der GuD-Anlagen dargestellt. Hierbei handelt es sich ausschließlich um erdgasbefeuerte Anlagen. Der elektrische Nettonutzungsgrad liegt zwischen 36 und 58 %, der Brennstoffausnutzungsgrad zwischen 46 und 88 %. Dabei ist zu erkennen, dass KWK-Anlagen im Allgemeinen niedrigere elektrische Nutzungsgrade aber höhere Brennstoffausnutzungsgrade als Anlagen ohne KWK aufweisen.

Tabelle 2: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe GuD

FWL in MWth	An-la-ge	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(el., brutto, nom.) in %
< 100	111-1	-	-	37.1	29.2	66.3
	111-2	-	-	37.1	29.2	66.3
>100-300	105	47.4	37.3	36.8	50.7	87.6
	104	46.4	40.4	39.9	14.6	54.5
	135	51.1	48.2	46.9	-	46.9
>300	118	58.6	54.1	53.0	15.5	68.5
	136	61.1	58.2	57.3	-	57.3
	119	60.4	58.0	57.5	-	57.5
Wertebereich		46 - 61	37 - 58	36 - 58	15 - 51	46 - 88

In Tabelle 3 sind die Wirkungsgrade der Verdichterstationen dargestellt. Verdichterstationen nutzen mit Ausnahme einer Anlage, die einen Gasmotor nutzt, einfache Gasturbinen zum Antrieb des Erdgasverdichters. Es werden neben mechanischer Leistung keine anderen Energieformen erzeugt, somit entspräche der Brennstoffausnutzungsgrad dem mechanischen Nutzungsgrad. Da die mechanische Energie jedoch nicht gemessen wird, entfallen Angaben hierzu.

Tabelle 3: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe Verdichterstationen

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad (mech., nom.) in %
< 50	166	37,9
	163	34,1
	161	33,6
	165	36,2
	159	34,4
	164	25
> 50	160	35,4
	162	34,2
	158	39
Bereich		25 - 39

In Tabelle 4 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe der gasbefeuerten Kessel dargestellt. Diese Anlagengruppe ist hinsichtlich des eingesetzten Brennstoffes und der Anlagentechnik sehr heterogen. So ist Anlage 114 ein erdgasbefeuertes Heizwerk aufgebaut aus mehreren Eckrohrkesseln. Anlage 157 ist eine prozessgasbefeuerte Anlage zur Erzeugung von Wärme in der chemischen Industrie. Die Anlagen 144 und 145 sind hingegen kuppelgasbefeuerte KWK-Anlagen. Diese Unterschiede spiegeln sich auch in den Nutzungsgraden wieder. Die Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung weisen einen Brennstoffausnutzungsgrad von 92 bis 95 % auf. Die kuppelgasbefeuerten Anlagen mit KWK hingegen nur 35 bis 47 %.

Tabelle 4: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(el., brutto, nom.) in %
< 100	114-1	-	-	-	94,6	94,6
	114-2	-	-	-	92,4	92,4
	114-3	-	-	-	94,2	94,2
> 100 - 300	157-1	-	-	-	92,0	92,0
	157-2	-	-	-	92,0	92,0
> 300	145	43,8	40,9	38,3	8,1	46,3
	144-1	36,5	40,8	38,0	1,6	39,6
	144-2	38,1	36,7	34,5	1,4	35,9
Bereich		36 - 44	36 - 41	34 - 39	1 - 95	35 - 95

Flüssige Brennstoffe

In Tabelle 5 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade der flüssigbefeuerten Anlagen dargestellt. Beide Anlagen werden mit Heizöl EL befeuert. Anlage 115 ist ein Heizwerk bestehend aus mehreren Großwasserraumkesseln mit einem entsprechend hohen Brennstoffausnutzungsgrad. Anlage 112 ist hingegen eine Gasturbine zur Spitzenlaststromerzeugung mit einem entsprechend niedrigen Brennstoffausnutzungsgrad.

Tabelle 5: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(el., brutto, nom.) in %
< 50	115	-	-	-	92,1	92,1
> 100-300	112-1	25,2	24,9	24,6	-	24,6
	112-2	25,2	24,8	24,6	-	24,6
Bereich		25 - 26	24 - 25	24 - 25	92 - 93	24 - 93

Feste Brennstoffe

In Tabelle 6 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe der steinkohlebefeuerten Kessel dargestellt. Bei kohlebefeuerten Großfeuerungsanlagen wird eine andere Einteilung in Feuerungswärmeleistungsklassen eingeführt, um den in Deutschland vorhandenen Anlagen gerecht zu werden. Diese Einteilung kennt bisher weder das EU- noch das deutsche Recht; sie dient der Diskussion, ob die von einem Betreiber vorgeschlagene Erweiterung der Leistungsklassen sinnvoll bzw. für die Festlegung von BAT-Schlussfolgerungen notwendig sein kann.Die elektrischen Nettonutzungsgrade liegen im Bereich von 9 bis 40 % und die Brennstoffausnutzungsgrade bei 35 bis 87 %. Die Anlagen mit hohem Brennstoffausnutzungsgrad und niedrigem elektrischen Nutzungsgrad sind wiederum KWK-Anlagen. Größere steinkohlebefeuerte Kraftwerke ohne oder mit nur geringer Wärmeauskopplung liegen etwa bei einem elektrischen Nettonutzungsgrad von 31 bis 40 %.

Tabelle 6: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(el., brutto, nom.) in %
> 100 - 300	156	17,6	-	9,0	62,6	76,2*
> 300 - 800	134	20,9	20,6	18,7	68,3	87,0
	141	41,8	38,0	34,5	16,0	50,6
	146	34,8	18,1	15,9	64,2	80,0
> 800 - 1600	138	38,5	35,4	31,9	4,7	36,5
	124-1	37,4	34,3	32,4	15,8	48,2
	139	39,1	37,2	32,8	16,8	49,6
	123	40,1	41,7	38,4	2,4	40,8
> 1600	124-2	39,8	38,0	35,5	-	35,5
	122-1	40,7	38,6	36,4	-	36,4
	122-2	40,7	38,9	36,6	-	36,6
	131	44,1	41,2	38,0	-	38,0
	142	40,5	40,7	37,6	-	37,6
	121	39,9	40,0	37,4	0,1	37,5
	132	42,8	41,5	39,4	-	39,4
Bereich		17 - 45	18 - 42	9 - 40	0 - 69	35 - 87

* Die Anlage erzeugt neben thermischer und elektrischer auch mechanische Energie. Der mechanische Nutzungsgrad von 4,7 % ist hier inkludiert.

In Tabelle 7 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe der braunkohlebefeuerten Kessel dargestellt.Hier wurden wie bei steinkohlebefeuerten Anlagen zusätzliche Feuerungswärmeleistungsklassen eingeführt. Die elektrischen Nutzungsgrade liegen im Bereich von 18 bis 42 % und die Brennstoffausnutzungsgrade bei 33 bis 86 %. Die Anlage 109, welche den höchsten Brennstoffausnutzungsgrad und den niedrigesten elektrischen Nutzungsgrad aufweist, ist wiederum eine KWK-Anlage. Größere braunkohlebefeuerte Kraftwerke ohne oder mit nur geringer Wärmeauskopplung liegen mit einem elektrischen Nettonutzungsgrad von 33 bis 42 % im gleichen Bereich wie die steinkohlebefeuerten Kraftwerke.

Tabelle 7: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(el., brutto, nom.) in %
> 100 - 300	109	22,6	19,4	18,1	67,8	85,9
> 300 - 1000	137	36,0	35,6	33,2	-	33,2
> 1000 - 2000	128-1	35,4	37,9	34,8	1,0	35,9
	128-2	35,4	38,1	35,1	1,4	36,5
	128-3	35,4	37,5	34,7	1,1	35,8
	128-4	35,4	37,9	35,2	0,6	35,8
	129-1	35,4	37,0	34,2	0,5	34,7
	129-2	35,4	36,9	34,0	0,8	34,9
	130	37,7	36,4	33,7	-	33,7
> 2000	127-1	38,1	40,1	37,5	8,6	46,2
	127-2	38,1	40,1	37,6	6,4	44,1
	116	43,1	44,2	41,6	-	41,6
	117-1	37,3	43,5	41,1	3,2	44,3
	117-2	37,3	43,1	40,8	3,1	43,9
	133	39,8	38,5	34,4	7,6	42,0
Bereich		22 - 44	19 - 45	18 - 42	0 - 68	33 - 86

In Tabelle 8 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe der biomassebefeuerten Kessel dargestellt. Alle erhobenen, biomassebefeuerten Kessel liegen im niedrigen Leistungsbereich zwischen 50 und 100 MW_{th}. Der Großteil der erhobenen Anlagen wird KWK-Betrieb eingesetzt. Die elektrischen Nutzungsgrade sind im Vergleich zu kohlebefeurten Anlagen aufgrund der geringen Anlagengrößen mit 16 bis 31 % kleiner. Die Brennstoffausnutzungsgrade betragen 30 bis 60 %.

Tabelle 8: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(el., brutto, nom.) in %
< 100	108-1	18,9	19,5	16,5	42,8	59,3
	108-2	18,9	19,5	16,5	42,8	59,3
	125	34,3	34,3	30,9	-	30,9
	107	29,9	29,6	26,2	12,4	38,6
	655	23,3	26,9	24,0	6,6	30,6
Bereich		18 - 35	19 - 35	16 - 31	6 - 43	30 - 60

Emissionen

Bei den Emissionen wird sich in dieser Kurzzusammenfassung auf die Darstellung der Emissionen mit dem Rauchgas konzentriert. Die Emissionen mit dem Abwasser und die festen Rückstände werden hier nicht behandelt, da diese für die verschiedenen Anlagen sehr uneinheitlich und somit hier nicht sinnvoll darstellbar sind.

Bei den Emissionen mit dem Rauchgas ist zu berücksichtigen, dass diese nicht für alle Anlagen in gleicher Art und Weise angegeben wurden. So sind teilweise OTNOCs enthalten, meistens sind die Messwerte validiert und meist wurden kontinuierlich gemessene Halbstundenmittelwerte in den Questionnaires angegeben. Diese wichtigen Randbedingungenwerden in den nachfolgenden Tabellen zunächst vernachlässigt. Die dargestellten Werte bieten demnach nur einen ersten Überblick auf die insgesamt kraftwerksspezifisch erhobenen Emissionsdaten. Um die Zahlen ganzheitlich und objektiv einschätzen zu können, muss deswegen das entsprechende Kapitel im Abschlussbericht sowie der jeweilige Questionnaire im Detail herangezogen werden.

Gasförmige Brennstoffe

Tabelle 9 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der erdgasbefeuerten GuD-Anlagen. Zu berücksichtigen ist hier, dass manche Anlagen neben der Gasturbine als Feuerungseinheit eine Zusatzfeuerung im Abhitzekessel einsetzen, was die Emissionen beeinflusst. Bei erdgasbefeuerten GuD-Anlagen treten aufgrund des hochwertigen Brennstoffes nur CO und NO_x als relevante Emissionen auf. Zur Emissionsminderung werden ausschließlich Primärmaßnahmen eingesetzt. Die NO_x-Emissionen liegen zwischen 15 und 77 mg/Nm^3 und die CO-Emissionen zwischen 0 und 25 mg/Nm^3. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt für Anlage ohne Zusatzfeuerung 15 %.

Tabelle 9: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe GuD

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x	CO
		Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3
< 100	111-1	43,0	16,0
	111-2	43,0	16,0
> 100 - 300	105	29,1	24,2
	104	76,4	20,1
	135	27,7	0,2
> 300	118	45,8	3,3
	136	31,5	3,2
	119a	22,3	6,8
	119b	15,2	1,4
Bereich		15 - 77	0 - 25

Tabelle 10 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der erdgasbefeuerten Verdichterstationen. Die Anlagen 158 bis 165 sind Gasturbinen mit einem Referenzsauerstoffgehalt von 15 %. Die Anlage 166 ist ein Gasmotor mit einem Referenzsauerstoffgehalt 5 %. Weiterhin werden die Anlagen sehr unterschiedlich gefahren. Bei der Beurteilung der Messwerte ist zu beachten, dass diese nicht kontinuierlich erhoben wurden, sondern auf Einzelmessungen zurückgehen (periodisch wiederkehrende Überwachung).. Aufgrund des Brennstoffes sind bei den Verdichterstationen ebenfalls nur CO und NO_x relevant. Hinsichtlich der NO_x-Minderung werden an allen Anlagen nur Primärmaßnahmen eingesetzt. Zur CO-Minderung setzen zwei Anlagen einen CO-Katalysator ein. Die NOx-Emissionen der Gasturbinen liegen zwischen 49 und 294 mg/Nm^3 und die CO-Emissionen zwischen 11 und 225 mg/Nm^3. Die Emissionen des Gasmotors liegen aufgrund des wesentlich niedrigeren Referenzsauerstoffgehaltes höher.

Tabelle 10: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe Verdichterstationen

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x		CO	
		Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaß-nahmen	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaß-nahmen
< 50	166	561,5	(Stilllegung geplant)	237,5	(Stilllegung geplant)
	163	200	(DLE geplant)	224,5	-
	161	25,5	-	19	-
	165	-	-	-	-
	159	293,1	(DLE geplant)	11,6	-
	164	64,5	-	11,5	CO-Kataylsator
> 50	160	197,7	(Stilllegung geplant)	61,7	(Stilllegung geplant)
	162	201	(DLE geplant)	22,5	CO-Kataylsator
	158	49,5	-	56	(CO-Kataylsator geplant)
Bereich		49 - 562	-	11 - 238	CO-Katalysator

Tabelle 11 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe der gasbefeuerten Kessel. Die großen Unterschiede in den eingesetzten Brennstoffen zeigen sich auch in den stark unterschiedlichen Emissionen mit dem Rauchgas. So weisen die ersten beiden Anlagen 114 und 157 aufgrund der schwefel- und staubfreien Brennstoffe nur NO_x-Emissionen zwischen 69 und 92 mg/Nm^3 und CO-Emissionen zwischen 1 und 7 mg/Nm^3 auf. Bei den kuppelgasbefeuerten Anlagen 144 und 145 ergeben sich andere Emissionen. CO und NO_x liegen im gleichen Bereich, wobei Anlage 145 eine SCR-DeNO_x einsetzt. Zusätzlich treten Staubemissionen von 1,8 bis 3,3 mg/Nm^3 und SO_x-Emissionen von 98 bis 115 mg/Nm^3 auf.

Tabelle 11: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x		CO		Staub		SO_x	
		Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen
< 100	114-1	85,0	-	6,2	-	0,04	-	-	-
	114-2	91,3	-	2,0	-	0,04	-	-	-
	114-3	76,0	-	1,7	-	0,00	-	-	-
> 100 - 300	157-1	69,6	-	2,0	-	-	-	-	-
	157-2	70,6	-	1,0	-	-	-	-	-
> 300	145	84,1	SCR	22,8	-	2,60	-	114,1	-
	144-1	58,4	-	1,0	-	1,80	-	98,5	-
	144-2	57,3	-	1,1	-	3,30	-	106,7	-
Bereich		57 - 92	- SCR	1 - 23	-	0 - 4	-	98 - 115	-

Flüssige Brennstoffe

Da es nur zwei flüssigbefeuerte Referenzanlagen gibt, wird hier auf eine Tabelle verzichtet. Zudem werden bei Anlage 112 aufgrund einer deutschen Regelung für Spitzenlastanlagen keine Emissionen mit dem Rauchgas gemessen. An Anlage 115 mit dem hochwertigen Brennstoff Heizöl EL werden Staub- und CO-Emissionen gemessen. Die CO-Emissionen liegen bei 1,5 mg/Nm^3 und die Staubemissionen bei 0,5 mg/Nm^3.

Feste Brennstoffe

Bei feststoffbefeuerten Anlagen treten die vielfältigsten Emissionen auf, da diese Brennstoffe weniger homogen sind und mehr unerwünschte Begleitstoffe enthalten als Erdgas und Heizöl EL. Deswegen werden bei feststoffbefeuerten Anlagen auch vermehrt Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung eingesetzt.

Tabelle 12 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe der steinkohlebefeuerten Kessel. Es werden in fast allen Fällen die Luftschadstoffe NO_x, CO, Staub, SO_x und Quecksilber (Hg) im Rauchgas gemessen. Sekundärmaßnahmen werden im Allgemeinen für NO_x, Staub und SO_x eingesetzt. Bei der Größe der SO_x-Emissionen ist der Schwefelgehalt der eingesetzten Kohle zu berücksichtigen. Anlage 156 ist in dieser Zusammenstellung ein Ausreisser, da hier eine andere Feuerungstechnik und ein anderes Rauchgasreinigungskonzept eingesetzt werden. Bei allen anderen Anlagen handelt es sich um Staubfeuerungen. Hier wird immer eine SCR-DeNO_x eingesetzt. Die NO_x-Emissionen betragen 78 bis 215 mg/Nm^3. Die Staubemissionen nach der Staubascheidung mittels E-Filter betragen zwischen nahe 0 und 12 mg/Nm^3. Die SO_x-Emissionen nach einer nassen REA betragen 36 bis 287 mg/Nm^3. Die CO-Emissionen liegen zwischen nahe 0 und 26 mg/Nm^3. Die Hg-Emissionen liegenin zwischen nahe 0 und 0,006 mg/Nm^3.

Tabelle 12: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

		NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
FWL in MW_{th}	Anlage	Ø in mg/Nm^3	Sekundär-maßnah-men	Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3	Sekundär-maßnahmen	Ø S-Gehalt der Kohle in %	Ø in mg/Nm^3	Sekundär-maßnah-men	Ø SO_x- Ab-scheide-grad in %	Ø in mg/Nm^3	Art der Messung
> 100 - 300	156	98,3	-	228,1	0,1	Zyklon, Gewebefilter	0,93	350,9	Trockenad sorption	78,2	< 0,001	Perio. (4x)
> 300 - 800	134	196,0	SCR	16,3	2,9	E-Filter	-	48,8	REA	97,4	< 0,001	Perio. (6x)
	141	78,4	SCR	25,2	0,3	E-Filter	0,71	51,1	REA	96,1	0,006	Perio. (5x)
	146	178,2	SCR	15,6	11,1	E-Filter	0,9	107,7	REA	-	0,004	Perio. (12x)
> 800 - 1600	138	141,6	SCR	2,3	2,6	E-Filter	1,08	132,9	REA	92,0	0,004	Kont.
	124-1	201,5	SCR	8,4	8,3	E-Filter	-	36,3	REA	97,9	0,004	Perio. (9x)
	139	183,9	SCR	0,2	1,3	E-Filter	1,08	122,4	REA	93,3	0,004	Kont.
	123	175,6	SCR	10,1	2,6	E-Filter	0,69	40,4	REA	-	0,003	Kont.
> 1600	124-2	214,4	SCR	9,4	4,2	E-Filter	-	286,8	REA	83,1	0,003	Perio. (9x)
	122-1	195,2	SCR	1,9	0,6	E-Filter	0,84	115,3	REA	91,4	0,002	Kont.
	122-2	196,1	SCR	3,1	2,2	E-Filter	0,84	123,1	REA	90,5	0,001	Kont.
	131	168,4	SCR	1,9	8,5	E-Filter	-	99,3	REA	87,7	0,002	Kont.
	142	182,6	SCR	1,0	3,5	E-Filter	-	116,0	REA	91,7	0,001	Kont.
	121	187,4	SCR	7,6	5,6	E-Filter	-	82,7	REA	-	0,001	Kont.

Beste verfügbare Techniken: Großfeuerungsanlagen (Revision des BVT Merkblattes)

		NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
	132	182,6	SCR	2,8	4,7	E-Filter	-	81,2	REA	91,0	-	-
Bereich		78 - 215	- SCR	0 - 229	0 - 12	Zyklon,Gewebefilter E-Filter	0,6 – 1,1	36 - 351	Trockenadsorption REA	78 - 98	0 - 0,006	-

Tabelle 13 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe der braunkohlebefeuerten Kessel. Es werden in fast allen Fällen die Stoffe NO_x, CO, Staub, SO_x und Hg im Rauchgas gemessen. Sekundärmaßnahmen werden im Allgemeinen nur für Staub und SO_x eingesetzt. Bei der Größe der SO_x-Emissionen ist insbesondere bei den braunkohlebfeuerten Anlagen der Schwefelgehalt der eingesetzten Kohle zu berücksichtigen, da sich dieser hier stark unterscheidet. Anlage 109 ist in dieser Zusammenstellung ein Ausreisser, da hier eine andere Feuerungstechnik und ein anderes Rauchgasreinigungskonzept eingesetzt werden. Alle anderen Anlagen sind Staubfeuerungen, bei denen NO_x nur mittels Primärmaßnahmen vermindert wird. Die NO_x-Emissionen betragen 120 bis 194 mg/Nm^3. Die Staubemissionen nach der Staubascheidung mittels E-Filter betragen 0 bis 12 mg/Nm^3. Die SO_x-Emissionen nach einer nassen REA betragen 14 bis 302 mg/Nm^3. Die CO-Emissionen liegen zwischen 0 und 179 mg/Nm^3. Die Hg-Emissionen liegen zwischen 0,003 und 0,018 mg/Nm^3.

Tabelle 14 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe der biomassebefeuerten Kessel. Es werden in fast allen Fällen die Stoffe NO_x, CO, Staub, SO_x und Hg im Rauchgas gemessen. Sekundärmaßnahmen werden im Allgemeinen NO_x, Staub und SO_x eingesetzt. Die Größe der Emissionen wird von der Qualität der eingesetzten Biomasse wesentlich beeinflusst. Die Anlagen sind teilweise Wirbelschicht- und teilweise Rostfeuerungen, die unterschiedliche Rauchgasreinigungsmaßnahmen erfordern. Die NO_x-Emissionen betragen 119 bis 184 mg/Nm^3, wobei teilweise eine SNCR-DeNO_x eingesetzt wird. Bei allen Anlagen wird zur Feinentstaubung ein Gewebefilter eingesetzt, der Staubemissionen von nahe 0 bis 4 mg/Nm^3 ermöglicht. Zur Verminderung von SO_x-Emissionen wird in den meisten Fällen eine Trockenadsorption eingesetzt. Die SO_x-Emissionen liegen zwischen 0 und 43 mg/Nm^3. Die CO-Emissionen betragen 11 bis 28 mg/Nm^3. Die Hg-Emissionen liegen zwischen 0,0005 und 0,003 mg/Nm^3.

Tabelle 13: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
		Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnamen	Ø S-Gehalt der Kohle in %	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø SO_x- Abscheidegrad in %	Ø in mg/Nm^3	Art der Messung
> 100 - 300	109	169,1	SNCR	95,1	5,7	Zyklon, Gewebefilter	0,35 (BK)	79,7	Trockenadsorption	85,0	-	-
> 300 - 1000	137	195,6	-	148,1	11,5	E-Filter	0,9 (RH)	14,9	REA	98,7	0,003	Schätzwert
> 1000 - 2000	128-1	194,2	-	96,2	7,3	E-Filter	1,1 (L)	191,6	REA	96,1	0,009	Perio. (9x)
	128-2	195,0	-	115,0	6,5	E-Filter	1,1 (L)	210,0	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	128-3	194,0	-	150,1	7,6	E-Filter	1,1 (L)	222,2	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	128-4	190,7	-	151,4	6,1	E-Filter	1,1 (L)	229,6	REA	95,6	0,009	Perio. (9x)
	129-1	189,3	-	179,0	6,6	E-Filter	1,1 (L)	235,1	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	129-2	192,7	-	168,0	7,1	E-Filter	1,1 (L)	236,1	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	130	193,1	-	75,0	2,7	E-Filter	0,9 (RH)	64,0	REA	97,0	0,003	Schätzwert
> 2000	127-1	120,3	-	53,4	1,6	E-Filter	0,71 (L)	220,0	REA	95,4	0,007	Perio. (9x)
	127-2	120,9	-	26,8	1,3	E-Filter	0,71 (L)	199,7	REA	95,5	0,007	Perio. (9x)
	116	168,2	-	0,8	0,8	E-Filter	0,9 (RH)	76,6	REA	94,4	0,005	Schätzwert
	117-1	171,4	-	11,8	3,1	E-Filter	1,6 (MD)	296,7	REA	95,6	0,015	Kont.
	117-2	162,2	-	23,2	2,8	E-Filter	1,6 (MD)	302,0	REA	95,4	0,018	Kont.

FWL in	Anla- ge	NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
	133	168,4	-	19,4	4,6	E-Filter	1,77 (MD)	215,1	REA	97,6	0,014	Kont.
Bereich		120 - 194	- SNCR	0 - 179	0 - 12	Zyklon, Gewebefilter E-Filter	0,3 – 1,8	14 - 302	Trockenadsorption REA	85 - 99	0,003 - 0,018	-

Tabelle 14: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x		CO	Staub		SO_x		Hg	
		Ø in mg/Nm^3	Sekundär-maßnah-men	Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3	Sekundär-maßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnah-men	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnah-men
< 100	108-1	176,2	SNCR	15,7	0,42	Zyklon, Gewebefilter	42,1	Trockenadsorption	0,0030	-
	108-2	184,0	SNCR	21,6	0,34	Zyklon, Gewebefilter	42,6	Trockenadsorption	0,0020	-
	125	119,7	-	27,5	3,31	Zyklon, Gewebefilter	1,6	Trockenadsorption	0,0007	-
	107	153,6	-	11,8	0,42	Gewebefilter	0,7	-	-	-
	655	164,2	SNCR	17,7	3,31	Zyklon, Gewebefilter	30,92	Trockenadsorption	0,0005	-
Bereich		119 - 184	- SNCR	11 - 28	0 - 4	Zyklon, Gewebefilter	0 - 43	- Trockenadsorption	0,0005 - 0,003	-

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht entstand im Rahmen eines Forschungsvorhabens, in welchem das Institut für Energietechnik der Technischen Universtität Hamburg-Harburg das Umweltbundesamt auf nationaler Ebene bei der Revision des „Beste verfügbare Techniken (BVT)"-Merkblattes „Großfeuerungsanlagen (GFA)" (Englisch: Best Available Techniques Reference Document for Large Combustion Plants; BREF LCP) unterstützt hat. Dieses umfasst Feuerungsanlagen mit über 50 MW_{th} Feuerungswärmeleistung. Die Europäische Kommission hat das erste BVT-Merkblatt GFA im Jahre 2006 veröffentlicht. Seit dem Jahr 2011 befindet sich dieses Merkblatt im europäischen Revisionsprozess. Dieser wird federführend von dem in Sevilla ansässigen „European Integrated Pollution Prevention und Control Bureau" (EIPPCB) gesteuert und von der „Technical Working Group" (TWG), die aus Vertretern der EU-Länder und von Nichtregierungsorganisationen (Industrie, Umweltorganisationen) besteht, unterstützt.

Durch die europäische Industrie-Emissions-Richtlinie (IED) wird im Vergleich zur vorherigen IVU-Richtlinie die Bedeutung der BVT-Merkblätter deutlich gestärkt. Zukünftig sind die BVT-Schlussfolgerungen und darin insbesondere die angegebenen BVT-assoziierten Emissionsbandbreiten maßgeblich für die Genehmigungspraxis in den EU-Staaten. Daher ist bei der Revision auf eine große Sorgfalt bei der Ermittlung der BVT-Bandbreiten und –Schlussfolgerungen zu achten. Daher steht im Vergleich zum ersten BVT-Merkblatt GFA die Revision wesentlich stärker im Fokus des Interesses der beteiligten Gruppen (Betreiber, Behörden, Interessensverbände). Die mittels IED und BVT-Merkblättern europaweit eingeführten Regularien tangieren in Deutschland eine Reihe von Vorschriften; so berührt das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen insbesondere die Vorgaben der 13. und 17. BImSchV sowie der Anhänge 31 und 47 der Abwasserverordnung.

Die Revision des BVT-Merkblattes baut auf der vorherigen Version auf. Um eine solide Grundlage für die Erstellung des neuen Merkblattes und die Ermittlung von BVT-Schlussfolgerungen und -Emissionsbandbreiten zu haben, wurde eine umfangreiche Datenerhebung an rund 500 A in ganz Europa durchgeführt, darunter 60 GFA aus Deutschland. Diese Anlagen sind in erster Linie hinsichtlich ihrer Feuerungswärmeleistung, der Anlagentechnik und des eingesetzten Brennstoffes zu differenzieren. Die Datenerhebung erfolgte auf der Grundlage eines vom EIPPCB in Zusammenarbeit mit der TWG entwickelten, umfangreichen Fragebogens (sog. „Questionnaire").

Die Beschreibung der deutschen Referenzanlagen ist ein wesentlicher Teil des hier vorliegenden Berichtes. Zusätzlich wird eine Möglichkeit zur Darstellung und Auswertung der in Deutschland erhobenen Daten vorgestellt. Dabei wurde allerdings nicht der finale Schritt der Definition von BVT und damit einhergehenden Emissionsbandbreiten durchgeführt. In einem weiteren Teil des Forschungsvorhabens wurden anhand eines steinkohlebefeuerten Kessels und einer GuD-Anlage die lastabhängigen Emissionen bei Teillast und beim An- und Abfahren untersucht. Zusätzlich ist dem Bericht ein Entwurf für einen Beitrag zu dem Kapitel über Biomasse-GFA für das zukünftige BVT-Merkblatt beigefügt.

Der vorliegende Bericht soll sowohl darstellen, welche Arbeiten vom IET durchgeführt wurden als auch ein Nachschlagewerk für das interessierte Fachpublikum sein. Zusätzlich soll er dem EIPPCB wichtige Hinweise und Informationen zur Datenauswertung liefern. Wichtig sind in diesem Zuge insbesondere die Kapitel „Nationale Besonderheiten" und „Lessons Learned".

2 Allgemein

2.1 Aufgabenstellung und Einordnung der durchgeführten Arbeiten

Das Forschungsvorhaben diente, wie in der Einleitung bereits dargelegt, der Unterstützung des UBA in der Erstellung des deutschen Beitrages im Rahmen der Revision des BVT-Merkblattes GFA. Dazu wurden folgende wesentliche Punkte bearbeitet:

- Durchführung der nationalen Datenerhebung und begleitender Arbeiten
    - Erstellung einer Wish-List mit Veränderungswünschen für das zu überarbeitende BVT-Merkblatt
    - Auswahl von deutschen Anlagen für die Datenerhebung unter Berücksichtigung der Feuerungswärmeleistung, des Jahres der Inbetriebnahme, des Brennstoffes, der Anlagentechnik, der Fahrweise und weiterer Besonderheiten
    - Entwicklung eines Entwurfs für den europäischen Questionnaire und Unterstützung des EIPPCB bei der Überarbeitung des Questionnaires
    - Unterstützung der Anlagenbetreiber und der involvierten Behörden bei der Bearbeitung des Questionnaires
    - Aufarbeitung, Darstellung und teilweise Auswertung der nationalen Datenerhebung
- Gesonderte Erhebung und Auswertung der lastabhängigen Emissionen für eine GuD-Anlage und eine steinkohlebefeuerte Anlage
- Erstellung eines Beitrags für das Biomassekapitel des zukünftigen BVT-Merkblattes

Die Anlagenauswahl erfolgte so, dass anhand der oben aufgeführten Kriterien eine möglichst repräsentative und alle Kategorien abdeckende Auswahl zusammengestellt wurde. Ursprünglich wurden nach 2002 in Betrieb genommene oder nachgerüstete Anlagen ausgewählt. Dies erfolgte in der Annahme, dass solche Anlagen in gewisser Hinsicht am ehesten den Stand der besten verfügbare Techniken repräsentieren. Der Stichjahr 2002 wurde gewählt, weil die Daten von älteren deutschen Anlagen bereits in einem früheren UBA-Forschungsvorhaben[1] erhoben wurden und im Rahmen der erstmaligen Erstellung des BVT-Merkblattes Großfeuerungsanlagen dem EIPPCB bereits übermittelt worden waren.. Im weiteren Auswahlprozess wurden dann auf Hinweis von Betreibern, Verbänden und Behörden auch ältere Anlagen aufgenommen, wenn diese hinsichtlich bestimmter Kategorien potentiell best verfügbare Technik sein könnten. In jedem Einzelfall war jedoch die Mitwirkungsbereitschaft des jeweiligen Betreibers erforderlich, da der ganze BVT-Prozess auf freiwilliger Mitwirkung beruht. Dadurch sind einige ursprünglich ausgewählte Anlagen im Zuge des Auswahlprozesses im weiteren Verfahren herausgenommen oder teilweise durch andere ersetzt worden.

Die ausgewählten deutschen Anlagen und die teilweise Auswertung werden im Folgenden ausführlich dargestellt. Zusätzlich sind die beiden Berichte zu den lastabhängigen Emissionen sowie der Entwurf eines Beitrages für das Biomassekapitel Teil

[1] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht

dieses Berichtes. Im Rahmen der Datenerhebung wurden die Questionnaires vom IET in einem iterativen Verfahren mehrmals auf Richtigkeit geprüft und eine entsprechende Überarbeitung durch die Betreiber angeregt. Nicht vom IET überprüft wurden die BVT-Vorschläge im entsprechenden Template des Questionnaires. Diese wurden nach subjektiven Gesichtspunkten von den jeweiligen Betreibern ausgewählt . Ebenfalls wurden vom IET im Rahmen der Auswertung keine BVT einschließlich Emissionsbandbreiten und Schlussfolgerungen für die nationalen Referenzanlagen identifiziert.

2.2 Nationale Besonderheiten

Die Großfeuerungsanlagen in Deutschland unterliegen genehmigungsrechtlich den nationalen Vorgaben aus dem BImSchG und den dazugehörigen Verordnungen. Aktuell ergeben sich aus den deutschen Vorgaben eine Reihe von Abweichungen und Besonderheiten gegenüber der IED und den Anforderungen des Questionnaires. So ist jeder Questionnaire für eine Feuerungsanlage oder den Teil einer Feuerungsanlage mit genau einem Schornstein gültig. In der deutschen Genehmigungspraxis sind Anlagen je nach Standort unterschiedlich genehmigt. Dies ist historisch gewachsen. Manche Standorte, die aus mehreren Großfeuerungsanlagen bestehen, sind als eine Gesamtanlage genehmigt. An anderen Standorten hingegen ist jede Großfeuerungsanlage einzeln genehmigt. Dieses deutsche Genehmigungspraxis und führte in einigen Fällen zu Schwierigkeiten bei der korrekten Ausfüllung der Questionnaires, da die Gesamtanlage nicht ohne weiteres in einzelne Berichtseinheiten für den Questionnaire aufgeteilt werden kann.

Die Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen - 13. BImSchV) vom 20. Juli 2004 sowie die Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen – 17. BImSchV) vom 14. August 2003 schreiben vor, dass die darin jeweils genannten Anlagen mit Messeinrichtungen zur kontinuierlichen Ermittlung, Auswertung und Beurteilung der Emissionen sowie mit Einrichtungen zur Beurteilung der für den ordnungsgemäßen Betrieb erforderlichen Betriebsgrößen auszurüsten sind. Die Messergebnisse müssen fortlaufend registriert, automatisch ausgewertet und gegebenenfalls telemetrisch übertragen werden. In den Fragebögen des EIPPCB kann im Tabellenblatt „Luftemissionen“ der zeitliche Bezug der Daten ausgewählt werden. Die für Deutschland erhobenen Daten beziehen sich meist auf die validierten Halbstundenmittelwerte (diese ergeben sich aus den normierte Halbstundenmittelwerten nach Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit).. In einigen Fällen haben Betreiber allerdings Tagesmittelwerte berichtet. In Deutschland ist es im Allgemeinen so, dass der Grenzwert für den Halbstundenmittelwert dem Doppelten des Grenzwertes des Tagesmittelwertes entspricht. Das europäische Recht unterscheidet in der IED validierte Stunden-, Tages- und Monatsmittelwerte. Das erste BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen aus dem Jahre 2006 enthält BAT-assoziierte Emissionsbandbreiten, die auf das Tagesmittel im normalen Betrieb bezogen sind.

Die Normierung umfasst die Umrechnung der gemessenen Rauchgas-Emissionswerte auf Normzustand und Referenzsauerstoffgehalt. Dabei ist dringend zu berücksichtigen, dass die Umrechnung von Emissionswerten auf den Referenzsauerstoffgehalt in Deutschland nicht zulässig ist, wenn der gemessene Sauerstoffgehalt kleiner als der Referenzsauerstoffgehalt ist. Diese Nicht-Zulässigkeit der Umrechnung gilt für solche Schadstoffe, deren Emissionen durch eine Abgasreinigung gezielt gemindert werden („Se-

kundärmaßnahmen“). So sind die Emissionswerte, bspw. für NO_x bei Einsatz einer $DeNO_x$-Anlage und einem kleineren Ist-Sauerstoffgehalt als Referenz-Sauerstoffgehalt, auf den gemessenen Sauerstoffgehalt bezogen und nicht auf den Bezugssauerstoffgehalt umgerechnet. In der Genehmigungspraxis gibt es vereinzelt Ausnahmen von dieser Regel, beispielsweise, dass auch bei ausschließlichem Einsatz von Primärmaßnahmen, bspw. zur NOx-Minderung, diese als Abgasreinigungsmaßnahmen im Sinne der 13. BImSchV interpretiert werden und entsprechend keine Umrechnung gestattet ist. Sofern dies der Fall ist, enthält der Fragebogen eine ensprechende Angabe.

Bei der Validierung wird die Messunsicherheit vom tatsächlichen Messwert abgezogen. Der so ermittelte validierte Wert ist dementsprechend kleiner als der Messwert. Die Messunsicherheit wird in Deutschland von einem entsprechenden Prüfinstitut (§26 Messstelle) ermittelt und entsprechend in den Auswertungsrechner integriert.

Generell ist zu beachten, dass sich das Emissionsniveau einer Anlage deutlich ändern kann, wenn OTNOCs mitberücksichtigt werden und die Anlage vermehrt im Teillastbetrieb gefahren wird. Die in den letzten Jahren und der näheren Zukunft kontinuierlich steigende Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien führt dazu, dass konventionelle Kraftwerke zur kurzzeitigen Netzstützung vermehrt an- und abgefahren oder häufiger in Teillast gefahren werden müssen. Die erhobenen und nachfolgend dargestellten Emissionen beziehen sich auf das Referenzjahr 2010. In den Jahren nach 2010 ist die Einspeisung von Strom aus erneuerbarer Energien weiter angestiegen. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass die betroffenen Referenzanlagen in den nachfolgenden Jahren ein teilweise abweichendes Emissionsverhalten aufweisen (z.B. andere Verteilung der Emissionskonzentrationen, andere Emissionsfrachten) im Vergleich zu den für das Referenzjahr 2010 berichteten Daten.

In der 13. BImSchV sind im Gegensatz zur IED zusätzlich verbindliche Emissionsgrenzwerte für Quecksilber bei Einsatz von festen Brennstoffen definiert. Das gleiche gilt für Grenzwerte für Kohlenmonoxid bei Einsatz fester und flüssiger Brennstoffe. Weiterhin kann die Einhaltung der Staubemissionsgrenzwerte bei Einsatz von leichtem Heizöl oder vergleichbaren flüssigen Brennstoffen auch mittels der Rußzahl nachgewiesen werden.Nach bisher geltendem Recht erfolgt die Überwachung der von Gasturbinen einzuhaltenden Grenzwerte erst ab einer Last von 70%. Aus diesem Grunde wurden Messwerte, die sich auf Zeiträume mit einer Last von unter 70% beziehen, oftmals den OTNOCs zugeordnet.. Erdgasbefeuerte Gasturbinenanlagen geringer Größe (§ 15 Abs. 8 der 13. BImSchV: < 100 MW_{th}) erfordern keine kontinuierlichen Emissionsmessungen.

3 Datenerhebung

3.1 Allgemeine Erklärung der Datenerhebung, der I. Ebene, der Einteilung und der weiteren Ebenenstruktur

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wurden aus Deutschland 48 Anlagen als Referenzanlangen vom Umweltbundesamt (UBA) und zusätzlich noch einige weitere vom Verband der chemischen Industrie und dem Europäischen Stahlverband EUROFER direkt an das EIPPCB gemeldet. Dieser Bericht bezieht sich nur auf die Daten der 48 vom UBA in Kooperation mit TUHH-IET gemeldeten Anlagen.

Da einige der gemeldeten Anlagen aus mehreren „Combustion Plants“ bestehen, wurden in diesen Fällen mehrere Questionnaires eingereicht. Ein „Combustion Plant“ ist im Sinne des Fragebogens eine Anlage mit einer einzigen Luftemissionsquelle bzw. –messstelle und Teil der gesamten „Combustion Installation“. Aus den 48 Anlagen ergaben sich so 63 Questionnaires. Zur Auswertung der eingereichten Questionnaires wurden diese in einer ersten Auswertungsebene zunächst in drei Gruppen in Abhängigkeit von dem Aggregatzustand des HauptBrennstoffs in „gasförmig“, „flüssig“ und „fest“, sowie innerhalb der Gruppen nach der Feuerungswärmeleistung eingeteilt. Daraus ergibt sich die in Tabelle 15 dargestellte Einordnung der Questionnaires.

Tabelle 15: Auswertungsebene I: Einteilung der eingereichten Questionnaires

	Gasförmig	Flüssig	Fest
FWL in MW_{th}			
< 100	14	1	5
> 100 - 300	5	2	2
> 300	6	-	28

In einer zweiten Auswertungsebene wurden die Questionnaires jeder Spalte der Tabelle 15 weiter nach Brennstofftyp und Anlagentechnik aufgeteilt. Exemplarisch ist in Abbildung 1 die weitere Aufteilung für die gasförmigen Brennstoffe dargestellt.

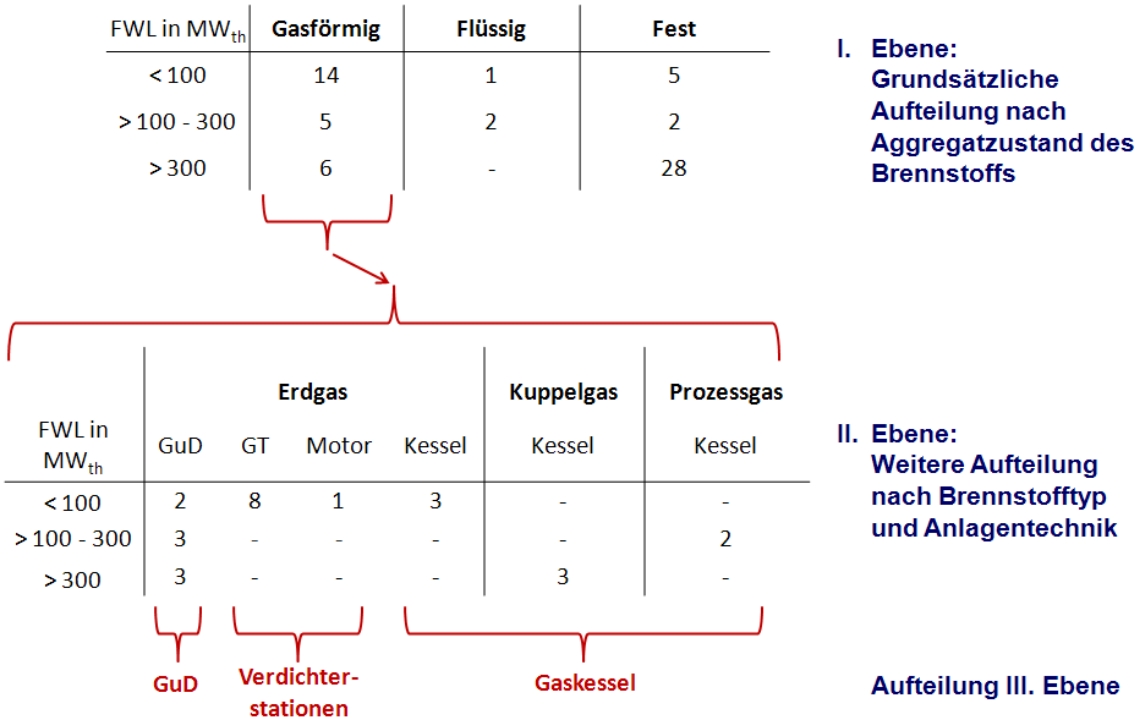

Abbildung 1: Weitere Aufteilung der gasbefeuerten Anlagen in Auswertungsebene I - III

Die Spalten der II. Auswertungsebene repräsentieren eine Anlagengruppe. Diese wird in der III. und IV. Auswertungsebene detailliert dargestellt. Einige Spalten der II. Auswertungsebene wurden aufgrund der geringen Anzahl der eingereichten Questionnaires in der III. und IV. Auswertungsebene zusammengefasst, sodass in insgesamt die folgenden sieben Anlagengruppen vorliegen:

- GuD-Anlagen
- Verdichterstationen
- gasbefeuerte Kessel
- Flüssigbefeuerte Anlagen
- Steinkohlekessel (SK)
- Braunkohlekessel (BK)
- Biomassekessel (BM)

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass diese Einteilung auf die deutsche Anlagenauswahl zugeschnitten ist. Im europäischen Gesamtprozess mit einer wesentlich größeren Anzahl an Anlagen ist es sinnvoll, weitere Anlagengruppen einzuführen So ist beispielsweise hinsichtlich des eingesetzten Brennstoffs, der Feuerungswärmeleistungsklasse und der Feuerungsart jeweils weiter zu differenzieren. Eine weitere Aufteilung ist aber im Rahmen der deutschen Auswertung nicht zweckmäßig, da dann manche Kategorien nur aus ein oder zwei Anlagen bestehen würden. Dennoch wurde auf diese Besonderheiten im Rahmen der Auswertung in den jeweiligen Kategorien hingewiesen.

In der III. Auswertungsebene wird für die sieben Anlagengruppen jeweils eine Tabelle mit den wichtigsten Anlagenmerkmalen wie Feuerungswärmeleistung, Jahr der Inbetriebnahme bzw. des letzten Retrofits, Betriebsweise, Jahresnutzungsstunden, Volllast-faktor, Kraftwärmekopplungsnutzung und den jeweiligen Besonderheiten aller in dieser Gruppe eingereichten Questionnaires dargestellt. In der vierten Ebene werden für alle

sieben Anlagengruppen jeweils vier Tabellen (IVa - IVd) und, wo sinnvoll, auch zugehörige Diagramme mit folgenden Inhalten erstellt:

- IVa: Wirkungs- und Nutzungsgrade
- IVb: Emissionen mit dem Rauchgas
- IVc: Wasseremissionen
- IVd: Templates für BVT

Bei dieser Einteilung ist wiederum zu bedenken, dass für die verschiedenen Untergruppen eine unterschiedliche Zuordnung der Anlagen sinnvoll sein kann, um beispielsweise die Anlagen hinsichtlich Luft- und Wasseremissionen unterschiedlich zu sortieren. Diese Unterscheidung wird im Rahmen der hier vorliegenden deutschen Auswertung allerdings nicht durchgeführt.

In der Tabelle IVa werden die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagen dargestellt. Darunter fallen der nominelle, elektrische Bruttowirkungsgrad sowie die aus den Betriebsdaten des Referenzjahres errechneten Werte für den elektrischen Bruttonutzungsgrad, den elektrischen Nettonutzungsgrad, den thermischen Nutzungsgrad und den Brennstoffausnutzungsgrad. Zu beachten ist hierbei, dass der nominelle, elektrische Bruttowirkungsgrad sich auf die im Questionnaire angegebenen nominellen Leistungen bezieht. Hier ist nicht immer eindeutig, insbesondere bei KWK-Anlagen, auf welchen Lastpunkt sich diese Angaben beziehen. Die Nutzungsgrade sind alle nach der kalorischen Methode ermittelt. Bei der Bewertung der Wirkungs- und Nutzungsgrade von Anlagen, die eine Dampfturbine zur Stromerzeugung enthalten, ist das Kühlsystem der jeweiligen Anlage mit einzubeziehen, da dieses einen großen Einfluss auf die Energieeffizienz hat. Dieses wird allerdings nicht mit in die Tabellen aufgenommen, da es nicht einheitlich zu erfassen ist und bei manchen Anlagen saisonal unterschiedlich ist. Auch kann nicht pauschal festgelegt werden, welches Kühlsystem allgemein den besten Anlagenwirkungsgrad ermöglicht, da dieses von einer Vielzahl von Randbedingungen abhängt. Das Kühlsystem ist den Anlagenspezifischen Beschreibungen oder den Questionnaires zu entnehmen.

In der Tabelle IVb werden die Emissionen mit dem Rauchgas als Jahresmittelwert aller Anlagenbezogenen Halbstunden- bzw. Tagesmittelwerte im Referenzjahr und die eventuell vorhandenen Sekundärmaßnahmen dargestellt. Die Werte sind dabei in der Regel normiert und beziehen sich auf trockenes Rauchgas mit dem jeweiligen Anlagenspezifischen Bezugssauerstoffgehalt. In der Regel handelt es sich um validierte Werte ohne Berücksichtigung der OTNOCs. Werte mit anderem Bezug werden in den zugehörigen Abbildungen und Tabellen entsprechend ausgewiesen. Die Abbildungen enthalten im Gegensatz zu den Tabellen zusätzlich als wichtige Information das 5. und das 95. Perzentil der jeweiligen Messwerte, sofern vom Betreiber angegeben. Erdgasbefeuerte Gasturbinen mit weniger als 100 MW_{th} Feuerungswärmeleistung sind laut 13. BImSchV von der kontinuierlichen Emissionsmessung befreit. In diesen Fällen erfolgt eine periodische Messung. Die in Tabelle IVb ausgewiesenen Mittelwerte stellen in diesem Fall den aus den einzelnen Messwerten einer Messperiode berechneten Durchschnittswert dar. Bei den erdgasbefeuerten Anlagengruppen GuD und Verdichterstationen wird sich auf die Darstellung auf die Emissionen von NO_x und CO beschränkt. Bei den mit unterschiedlichen Brennstoffen betriebenen gasbefeuerte Kesseln und bei den flüssigbefeuerten Anlagen wird die Tabelle um die Angaben der Staub- und SO_x-Emissionen erweitert. Bei den Steinkohle-, Braunkohle- und Biomassekesseln werden zusätzlich noch die Quecksilberemissionen und die Schwefel Abscheidegrade aufgeführt. Im Falle von abfallmitverbrennenden oder altholzbefeuerten Anlagen, was rund die

Hälfte der feststoffbefeuerten Anlagen ausmacht, ist zusätzlich die Messung weiterer Stoffe, wie beispielsweise Dioxine, genehmigungsrelevant. Diese werden demzufolge im Questionnaire angegeben. Von der Darstellung dieser speziellen Emissionen mit dem Rauchgas wurde in der vierten Ebene allerdings abgesehen. In den detaillierten Anlagenbeschreibungen für jede einzelne Anlage sind tabellarisch alle vom Betreiber angegebenen Luft- und Wasseremissionen aufgeführt.

Auch bei den in Tabelle IVc dargestellten Wasseremissionen werden nur 10 der 37 im Questionnaire abgefragten Stoffe aufgeführt. Die Messwerte der Wasseremissionen stammen immer aus diskontinuierlichen Messungen. Üblich sind 2 bis 12 Messungen pro Jahr. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen müssen nicht bei allen Anlagen und Arten von Abwässern sämtliche Stoffe erfasst werden. Zusätzlich erfolgt in vielen Fällen eine Entnahme und anschließende Ableitung von Kühlwasser aus bzw. an ein Gewässer. Die Belastung des jeweiligen Gewässers durch Abwärme wird in den Questionnaires und folglich diesem Bericht nicht gesondert thematisiert. Hierzu sei auch auf das BVT-Merkblatt „Kühlsysteme“ verwiesen.

Die von den Betreibern eingereichten Templates für nach subjektiven Gesichtspunkten ausgewählte BVT der einzelnen Anlagen werden in der Tabelle IVd zusammengefasst. Dabei werden die Anzahl der pro Anlage eingereichten Templates genannt und eine Kurzbeschreibungen der Techniken gegeben. Weiterhin werden die Templates nach deren Themenbereichen und deren Detailtiefe eingeordnet.

Die für das Referenzjahr gemeldeten technik- und verfahrensspezifischen BVT-Kandidaten liefern in Verbindung mit den dargestellten Emissionsdaten der jeweiligen Anlage eine erste Grundlage für das anschließende Ableiten von, mit den besten verfügbaren Techniken assoziierten, Emissionswerten. Die beschriebenen Techniken sind im jeweiligen Anlagenspezifischen Kontext zu sehen. Sie stellen in ihrer Gesamtheit jeweils die für die Anlage beste verfügbare Technik dar, die speziell aufeinander abgestimmt ist und somit zu einer Anlagenoptimierten Betriebsweise führen.

Es wird darauf hingewiesen, dass daraus nicht geschlussfolgert werden kann, dass jeweils einzelnen Techniken und Technologien nach Belieben zu einer virtuellen besten „BVT-Gesamtanlage“ zusammengefügt werden können. Die Kompatibilität und Funktionsfähigkeit dieses Konstruktes würde dadurch erheblich in Frage gestellt werden.

Die im Zuge der Datenerhebung ausgefüllten Templates für BVT-Kandidaten enthalten nur den aktuellen Stand der Technik. Techniken, die sich momentan in der Forschung oder Erprobung in Referenzanlagen befinden (z. B. zur spezifischen Reduzierung der Hg-Emissionen, CO_2-Abscheidung, Einsatz von Ionenaustauschern im Abwasserpfad) können durchaus künftig BVT darstellen (zu schließen bspw. aufgrund von bisher vorliegenden Versuchs- und Messergebnissen, die aber im Langzeitbetrieb noch nicht verifiziert sind), werden aber in den Templates nicht aufgeführt. Diese Techniken stellen in der Regel im Referenzjahr 2010 in Deutschland noch keine verfügbaren BVT dar und sind daher national im Revisionsprozess in der Regel nicht in Templates beschrieben worden.

3.2 Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen

Für die Verbrennung gasförmiger Brennstoffe gibt es folgende grundlegende, im größeren Maßstab eingesetzte Techniken:

- Gasturbine
- Verbrennungsmotor
- gasbefeuerte Kessel

Zusätzlich werden Kombinationen der oben genannten Techniken angewandt, beispielsweise die Kopplung einer Gasturbine mit einem gasbefeuerte Kessel als GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung. Der Einsatz einer Gasturbine zur Stromerzeugung ohne nachgeschalteten Abhitzedampferzeuger zur Nutzung der Abwärme ist heute, aufgrund des geringen erreichbaren elektrischen Wirkungsgrades, ist heute nur noch in Spezialfälle zur Spitzenlaststromerzeugung üblich. Ausgenommen davon sind Gasturbinenanlagen zur Deckung von Lastspitzen mit sehr geringen Jahresbetriebsstunden, als ReserveAnlagen oder für den Notbetrieb.

Der typische gasförmige Brennstoff ist Erdgas. Zusätzlich werden Prozessgase, die beispielsweise in der chemischen Industrie oder bei der Stahlerzeugung anfallen, genutzt. Darüber hinaus werden auch vereinzelt Grubengas, Biogas und Klärgas in Großfeuerungsanlagen eingesetzt (z.B. im Abhitzekessel). Gasturbinen, die mit flüssigen Brennstoffen betrieben werden, werden in Kapitel 3.3 behandelt. Dennoch ist die Mehrzahl der deutschen Gasturbinen bivalent betreibbar, sodass diese bei Unterbrechung der Gasversorgung mit einem flüssigen ErsatzBrennstoff wie Heizöl EL betrieben werden können.

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurde an 20 gasbefeuerten Anlagen eine Datenerhebung durchgeführt, wobei 25 Questionnaires eingereicht wurden. In der Ebene II lassen sich die Anlagen folgendermaßen weiter nach Brennstoff und Anlagentechnik einordnen:

Tabelle 16: Auswertungsebene II: Einteilung der gasbefeuerten Anlagen

	Erdgas				Kuppelgas	Prozessgas
FWL in MW_{th}	GuD	Gas turbine	Engine	Kessel	Kessel	Kessel
< 100	2	8	1	3	-	-
> 100 - 300	3	-	-	-	-	2
> 300	3	-	-	-	3	-

Bei den mit gasförmigem Brennstoff befeuerten Anlagen in Deutschland wurden hauptsächlich erdgasbefeuerte Anlagen erfasst (20 Questionnaires). Zusätzlich wurden zwei kuppelgasbefeuerte Anlagen (drei Questionnaires) und eine mit Prozessgas aus der chemischen Industrie befeuerte Anlage (zwei Questionnaires) berücksichtigt. Zusätzlich ist zu erkennen, dass hauptsächlich kleine Anlagen im Leistungsbereich unter 100 MW_{th} erfasst wurden.

Die Anlagentechnik repräsentiert alle oben aufgeführten, grundsätzlich möglichen Varianten. So umfasst die Anlagenauswahl sowohl Gasturbinen ohne nachgeschalteten

Abhitzedampferzeuger zum Antrieb von Erdgasverdichtern im Pipelinenetz, einen Verbrennungsmotor zum gleichen Zweck, mehrere gasbefeuerte Kessel mit verschiedenen Brennstoffen sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung und eine Vielzahl von Erdgas-GuD-Anlagen mit und ohne Zusatzfeuerung zur Stromerzeugung oder zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung. Neben den genannten Konfigurationen sind auch Fälle mit Gasturbine und Abhitzekessel ohne nachgeschaltete Dampfturbine sowie Gaskraftwerks-Kombiblöcke, in denen die Rauchgase der Gasturbine direkt im nachgeschalteten Kessel mit Zusatzfeuerung genutzt werden, relevant.

In der III. Ebene wird bei den gasförmigen Brennstoffen weiter in GuD, Verdichterstationen und gasbefeuerte Kessel unterschieden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass innerhalb dieser Kategorien große Unterschiede bestehen können und diese den Vergleich der Anlagen und deren Emissionen untereinander erschwert. So gibt es GuD-Anlagen mit und ohne Zusatzfeuerung und KWK. In der Kategorie Verdichterstationen ist neben der Vielzahl an Gasturbinen ein Verbrennungsmotor enthalten. Bei den gasbefeuerte Kesseln werden komplett unterschiedliche gasförmige Brennstoffe eingesetzt und die Anlagen werden teilweise zur reinen Wärme- bzw. zur kombinierten Wärme- und Stromproduktion eingesetzt. Auf die Besonderheiten der einzelnen Anlagen wird in den folgenden Beschreibungen detaillierter eingegangen.

3.2.1 GuD-Anlagen

3.2.1.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen

Die Anlagentechnik und die Emissionsminderungsmaßnahmen haben sich im Vergleich zum Vorgängerbericht von 2002 nicht grundsätzlich verändert. Für eine detaillierte Beschreibung wird daher auf diesen verwiesen[2]. Es wurden jedoch Anlagen höherer Leistungsgröße, Flexibilität und Effizienz entwickelt. In einem süddeutschen Kraftwerk wurde seit 2008 die derzeit leistungsmäßig größte Gasturbine der Welt getestet und seit 2011 in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess betrieben. Der Hersteller weist für den reinen Gasturbinenbetrieb der SGT5-8000H bei einer elektrischen Nettoleistung von 375 MW_{el} einen elektrischen Nettowirkungsgrad von 40 % und für den kombinierten Gas- und Dampfturbinenbetrieb mit Flusswasserdurchlaufkühlung bei 570 MW_{el} Nettoleistung einen elektrischen Nettowirkungsgrad von über 60 % aus. Die NO_x- und CO-Emissionen werden vom Hersteller unter optimalen Betriebsbedingungen mit 25 bzw. 10 $mg/m^3_{i.N.}$ angegeben. Zur Wirkungsgradsteigerung der neuen Gasturbine im Vergleich zu älteren Modellen tragen maßgeblich folgende Merkmale bei:

- Optimiertes Dichtungssystem für ein verlustarmes Gasturbinendesign
- Verbesserte Werkstoffe zur Erhöhung der Verbrennungs- und Rauchgastemperatur
- Weiter entwickelter Verdichter mit modernem Schaufeldesign
- Verbesserte Komponentenkühlung
- Optimierung der Druckverhältnisse und Anhebung der Eintrittstemperatur

[2] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht

Zudem wurde die Betriebsflexibilität der Turbine erhöht, indem die Turbine luftgekühlt wird. Der Vorteil der Luftkühlung im Gegensatz zur Dampfkühlung liegt darin, dass das die Kühlung bei jeder Leistung funktionsfähig ist und die Gasturbine unabhängiger vom Dampfkreislauf ist[34].

3.2.1.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV)

Insgesamt wurden in der Anlagengruppe GuD acht Questionnaires von sieben Anlagen eingereicht. Die Anlage 111 besteht aus zwei „Combustion Plants“ und wird daher in zwei Questionnaires aufgeteilt. In Tabelle 17 ist die dritte Auswertungsebene mit wichtigen Anlagenmerkmalen dargestellt.

Tabelle 17: Auswertungsebene III: Anlagengruppe GuD

FWL in MW_{th}	An-lage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebs-weise (nach EIPPCB)	Jahresnutz-ungsstunden	Volllastfak-tor in %	KWK	Besonderheiten
< 100	111-1	Je 88	2005 ()	Grundlast	6084	93,9	Ja	2 GT, 2 AHK, 1 DT
	111-2				6052	93,9		
> 100 – 300	105	100	2005 ()	Grundlast	8284	87,5	Ja	Zusatzfeuerung
	104	165	2005 (2006)	Grundlast	6591	64,4	Ja	Zusatzfeuerung
	135	2 x 180	1994 ()	Grundlast	4081	94,8	Nein	Bahnstrom, 2 GT, 2 AHK, 1 DT
> 300	118	714	2005 (2006)	Grundlast	7913	85,1	Ja	-
	136	900	2007 (2011)	Grundlast	3914	75,6	Nein	IBN als GuD erst in 2011 -> Referenz-jahr nicht komplett
	119	1424	2009/2010 ()	Grundlast	6430	75,0	Nein	2 GT, 2 AHK, 1 DT

* der Begriff der Feuerungswärmeleistung ist im Fragebogen für GuD-Anlagen nicht eindeutig definiert. Sinnvolle Angaben sind sowohl für den Auslegungswert als auch für die maximal erreichbare FWL, die für die emissionsschutzrechtliche Genehmigung von Interesse ist, möglich. Aufgrund des großen Einflusses auf die FWL wäre eine Angabe des Luftzustandes in den Fragebögen wünschenswert und sollte beim nächsten BREF-Prozess berücksichtigt werden. Im vorliegenden Bericht ist jedoch häufignicht klar, welche Luftzustände den in den Fragebögen angegebenen Werten zugrunde liegen.

[3] Siemens AG: SGT5-8000H Größerer Kundennutzen durch die neue Gasturbine von Siemens. In: *Sonderdruck aus VGB PowerTech* (2007)

[4] Siemens AG: The SGT5-8000H – tried, tested and trusted / Siemens Energy ,Inc. 2010. – Forschungsbericht

Anhand der hohen Jahresnutzungsstunden lässt sich vermuten, dass GuD-Anlagen üblicherweise in Grundlast betrieben werden. Der Grund liegt jedoch darin, dass aufgrund der Finanzkrise mit den in Folge niedrigen Gaspreisen die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gestärkt wurde, was sich auch in den hohen Betriebsstunden widerspiegelt. Desweiteren ist der Anlagenzweck von entscheidender Bedeutung.

Nur die Anlage 136 kann für das Referenzjahr weniger als 4000 Betriebsstunden aufweisen, weil diese sehr neu ist und das Jahr 2011 nur zur Hälfte erfasst wurde. Anhand des hohen Vollastfaktors ist zu erkennen, dass die GuD-Anlagen häufig in hohen Lastbereichen gefahren werden. Im kleineren Leistungsbereich (bis 300 MW_{th}) werden zudem alle Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung betrieben. Im größeren Leistungsbereich (über 300 MW_{th}) nur eine von vier Anlagen. Bei den gemeldeten Anlagen handelt es sich mit einer Ausnahme (Anlage 135 von 1994) um sehr neue Anlagen, die in 2005 oder später in Betrieb genommen wurden. Zusätzlich sind einige Anlagen als Greenfieldanlagen ausgeführt, also auf neuerschlossenem Bauland, während andere Brownfieldanlagen darstellen, also teilweise auf bauliche Gegebenheiten in der Nähe eingehen müssen. Hierdurch kann es zu Einschränkungen hinsichtlich räumlicher Nutzung und technischen Rahmenbedingungen kommen.

In Tabelle 18 und Abbildung 2 sind die Wirkungs- und Nutzungsgrade dargestellt.

Tabelle 18: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe GuD

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(netto) in %
< 100	111-1	-	-	37,1	29,2	66,3
	111-2	-	-	37,1	29,2	66,3
>100-300	105	47,4	37,3	36,8	50,7	87,6
	104	46,4	40,4	39,9	14,6	54,5
	135	51,1	48,2	46,9	-	46,9
>300	118	58,6	54,1	53,0	15,5	68,5
	136	61,1	58,2	57,3	-	57,3
	119	60,4	58,0	57,5	-	57,5

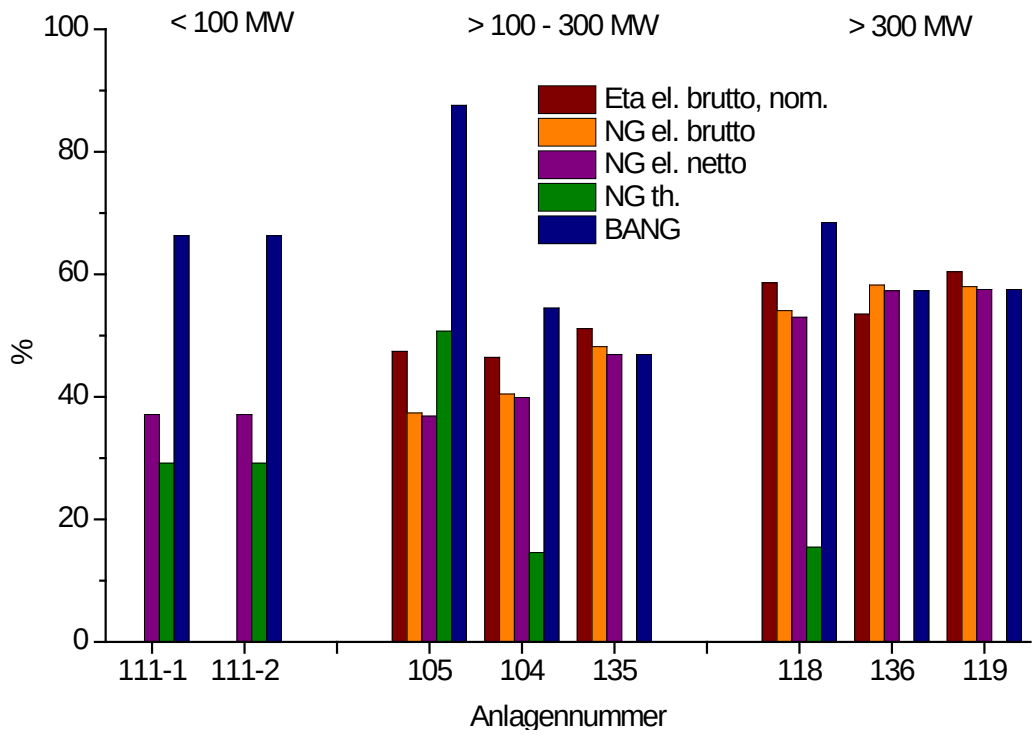

Abbildung 2: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe GuD

Bei Gasturbinenprozessen erfordert die Verdichtung der Verbrennungs- und Kühlluft einen erheblichen Energiebedarf. Seine Höhe hängt wesentlich vom Zustand der Luft ab (Temperatur, Druck und relative Luftfeuchte). Daher ist eine Angabe des Bezugs des Luftzustandes bei Vergleichen von Gasturbinenleistungen und –wirkungsgraden untereinander sinnvoll und notwendig. Ein üblicher Bezugszustand ist 15 °Celsius, 60 % rel. Luftfeuchte und 1,013 bar. Ob dieser Bezug allen hier präsentierten Werten zugrunde liegt, konnte nicht abschließend überprüft werden.

Die Brennstoffausnutzungsgrade der GuD-Anlagen sind durchweg sehr hoch, selbst wenn keine KWK eingesetzt wird. Bei Nutzung von KWK steigt der Nutzungsgrad auf bis zu 87,6 % bei Anlage 105.

In Tabelle 19 werden die Emissionen mit dem Rauchgas der GuD-Anlagen dargestellt. Ein Sonderfall ist die Anlage 119. Diese hat der Betreiber nicht in zwei Questionnaires aufgeteilt, sondern das „Emissionen mit dem Rauchgas“-Tabellenblatt in einem Questionnaire zweimal ausgefüllt. Zur besseren Übersicht sind die NO_x-Emissionen und die CO-Emissionen zusätzlich in Abbildung 3 und Abbildung 4 graphisch dargestellt. Die in der Tabelle und den Abbildungen dargestellten Werte basieren generell auf einem Bezugssauerstoffgehalt von 15 Vol.-%, sind validiert, beziehen keine OTNOCs mit ein und stellen den Jahresmittelwert als mittleren Halbstundenmittelwert des Referenzjahres dar. Die Werte einiger Anlagen weichen jedoch von diesen Randbedingungen ab. Diese Abweichungen sind in den Abbildungen unter dem Punkt „Ausnahmen“ sowie zusammengefasst in Tabelle 20 vermerkt. Die Anlage 104 weist zum Beispiel eine Zusatzfeuerung auf, weshalb der Bezugssauerstoffgehalt für diese Anlage 10,8 Vol.-% beträgt. Auf diese Punkte ist insbesondere auch bei der Auswertung der Daten zu achten. Zusätzlich sind das 5. bzw. das 95. Perzentil als Abweichung vom Mittelwert dargestellt. Wenn die Perzentile nicht dargestellt sind, wurden sie in dem jeweiligen Questionnaire nicht angegeben.

Tabelle 19: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe GuD

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x	CO
		Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3
< 100	111-1	43,0	16,0
	111-2	43,0	16,0
> 100 - 300	105	29,1	24,2
	104	76,4	20,1
	135	27,7	0,2
> 300	118	45,8	3,3
	136	31,5	3,2
	119a	22,3	6,8
	119b	15,2	1,4

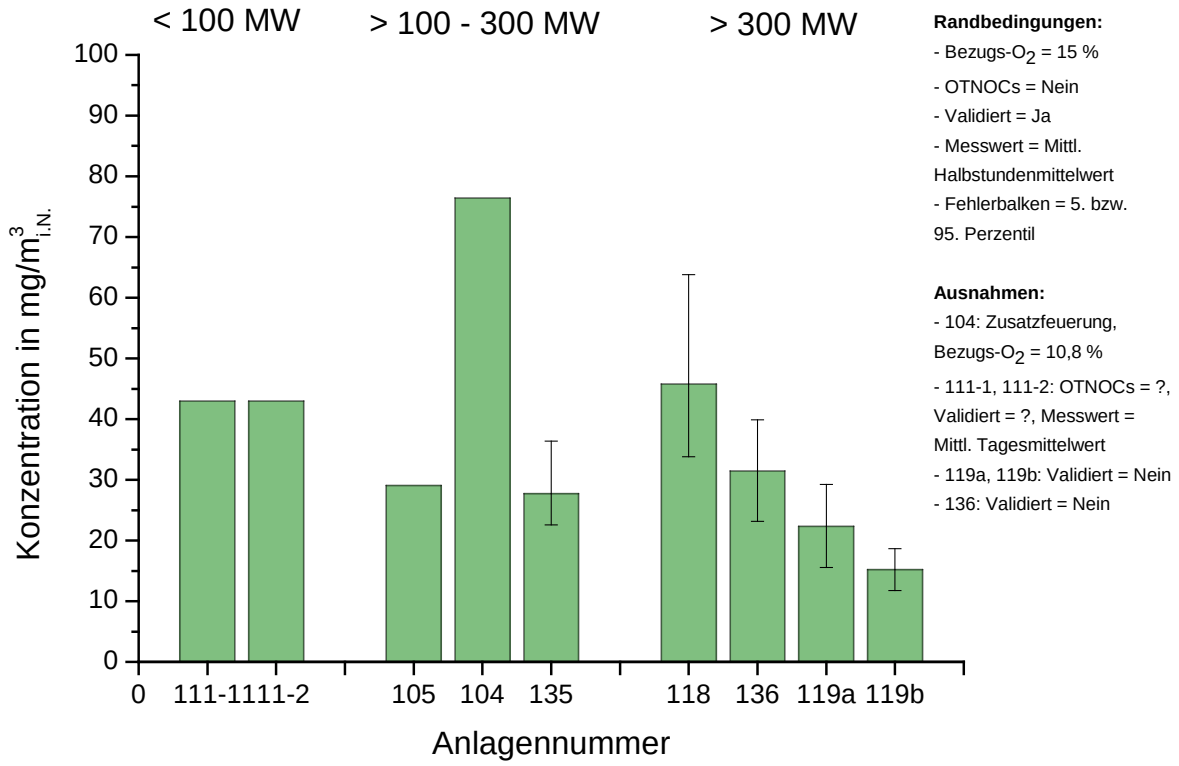

Abbildung 3: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe GuD

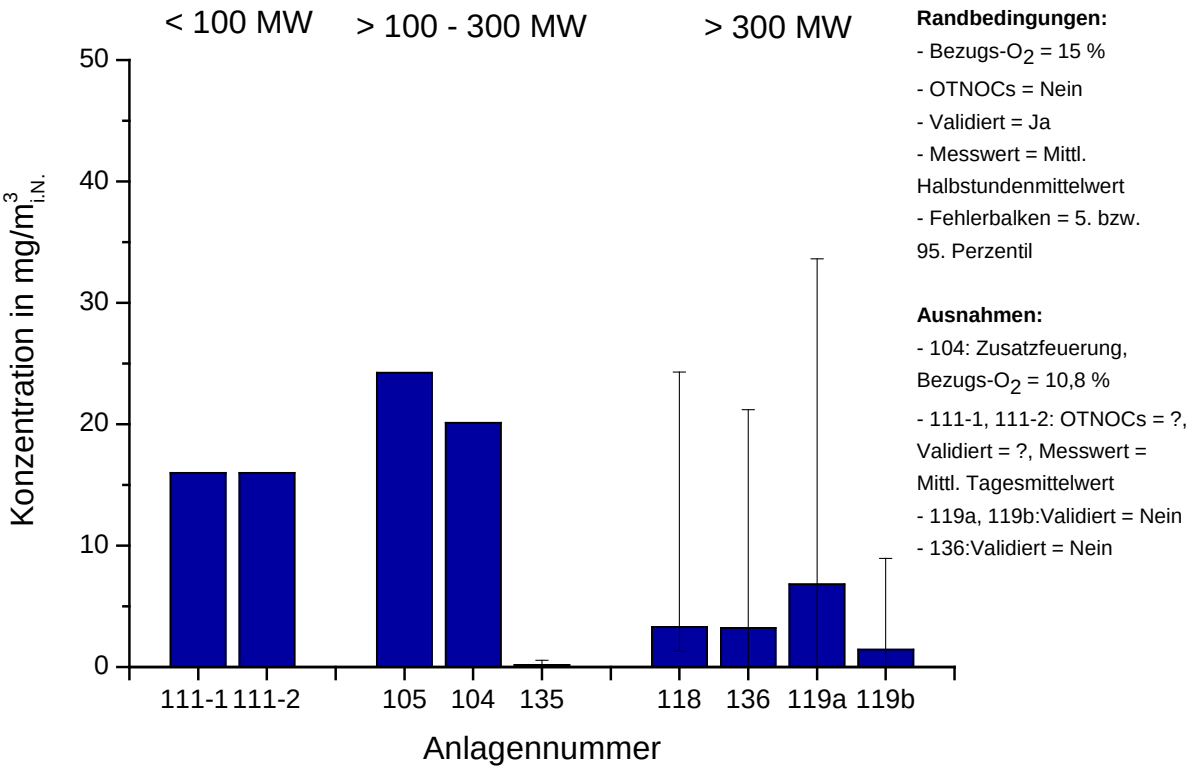

Abbildung 4: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe GuD

Tabelle 20: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe GuD

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Messwert	Brenn-stoff	Besonderheiten
Referenz	15	Nein	Ja	HMW	Erdgas	-
104	10,8	-	-	-	-	Zusatzfeuerung
105	-	-	-	-	-	Zusatzfeuerung
111	-	-	-	TMW	-	2 GT, 2 AHK, 1 DT
119	-	Nein (in Tabelle 19 und den Abbildungen 3 und 4); Ja (im Fragebogen)	Nein	-	-	-
135	-	-	-	-	-	Bahnstrom, 2 GT, 2 AHK, 1 DT

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Messwert	Brenn-stoff	Besonderheiten
136	-	Nein (in Tabelle 19 und den Abbildungen 3 und 4); Ja (im Fragebogen)	Nein	-	-	Inbetriebnahme in 2011 -> Referenzjahr unvollständig

Die NO_x-Emissionen der Anlagen sind generell sehr niedrig. Mit Ausnahme von Anlage 104, die eine Zusatzfeuerung und einen anderen Bezugssauerstoffgehalt aufweist, sind alle Jahresmittelwerte unterhalb von 50 $mg/m^3_{i.N.}$ Die niedrigsten Werte weist die Anlage 119 auf. Bei den CO-Emissionen zeigt sich, dass alle gemeldeten GuD-Anlagen ebenfalls sehr geringe Werte unter 25 $mg/m^3_{i.N.}$ aufweisen. Auffällig ist, dass die Emissionen der Anlagen 118, 119 und 136, die sich in der größten Leistungsklasse befinden, mit Werten zwischen 1,4 und 6,8 $mg/m^3_{i.N.}$ nochmals deutlich geringer ausfallen als die der Anlagen kleinerer Leistungsklassen.

Generell zu berücksichtigen bei der Interpretation der Emissionen mit dem Rauchgas ist, dass der Großteil der erfassten Anlagen, wie in Tabelle 18 zu erkennen ist, mit hohen Jahresnutzungsstunden und Volllastfaktoren betrieben werden. Daraus folgt, dass diese Anlagen verhältnismäßig wenig in Teillast betrieben werden und nur eine geringe Anzahl An- und Abfahrvorgänge durchlaufen. Zu beachten ist auch, dass die Darstellungen in der Tabelle 19 und den Abbildungen 3 und 4 für die Anlagen 119 und 136 die OTNOCs nicht enthalten, während in den nachfolgenden Einzelbeschreibungen dieser Anlagen, basierend auf den Angaben im zugrundeliegenden Fragebogen, das Emissionsverhalten dieser Anlagen inklusive OTNOCs dargestellt wird. Dieses Vorgehen wurde gewählt, um in der Übersicht eine bessere Vergleichbarkeit der Emissionsangaben aller GuD-Anlagen zu erzielen.

Bei Teillast und beim An- und Abfahren steigen die Emissionen mit dem Rauchgas stark an. In Kapitel zeigt sich, dass sich die NO_x-Emissionen für die beispielhaft untersuchte Anlage bei 50 % Last ungefähr verdoppeln. Beim Anfahren steigen die NO_x-Emissionen für die Beispielsanlage ebenfalls auf etwa das doppelte an. Zusätzlich steigen die CO-Emissionen kurzzeitig um mehrere Zehnerpotenzen im Vergleich zum normalen Betrieb bei Volllast. Würden die Gasturbinen in Zukunft im Zuge der schwankenden Netzeinspeisung vermehrte Lastwechsel sowie An- und Abfahrvorgänge durchlaufen, ist folglich damit zu rechnen, dass die in Tabelle 19 und den Abbildungen 3 und 4 dargestellten Emissionen mit dem Rauchgas steigen.

Die Wasseremissionen der GuD-Anlagen sind in Tabelle 21 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die sich die Arten der Abwässer stark unterscheiden. Zudem handelt es sich bei den angegebenen Emissionswerten zum einen Teil um behandelte (B) und zum anderen Teil um unbehandelte (U) Abwässer. Eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Abwässer ist daher nur sehr begrenzt gegeben.

Tabelle 21: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen der Anlagengruppe GuD

FWL in MW_{th}	Anlage	TOC in mg/l	COD in mg/l	N(total) in mg/l	P(total) in mg/l	Cu in mg/l	Cd in mg/l	Hg in mg/l	Pb in mg/l	Einleitstelle	Art des Abwassers
< 100	111-1a, 111-2a	-	6,0	4,6	0,060	0,0017	0,0001	-	0,001	Umwelt (B)	Kühlsystem
	111-1b, 111-2b	-	13,7	18,4	0,051	0,0300	0,0003	-	0,002	Umwelt (B)	Wasseraufbereitung
	111-1c, 111-2c	-	-	-	-	-	-	-	-	Umwelt (U)	Kühlsystem
> 100 - 300	105	-	-	-	-	0,1300	0,0500	-	0,030	-	-
	104	-	-	-	-	-	-	-	-	Kanalisation (B)	Neutralisationsbecken und Löschwassersystem
	135a	29,3	-	-	-	0,0173	0,0010	0,0001	0,007	See (B)	Kühlsystem
	135b	27,3	-	3,3	-	-	-	-	-	See (B)	Wasseraufbereitung
> 300	118a	-	21,3	16,5	0,029	0,0465	0,0003	-	0,001	Fluss (B)	Wasseraufbereitung, Dampfsystem
	118b	-	14,6	1,3	0,019	0,0179	0,0001	-	0,001	Fluss (U)	Dampfsystem
	136	-	5,0	10,0	0,050	0,0205	0,0005	-	0,005	Fluss (B)	Wasseraufbereitung, Dampfsystem
	119	-	5,0	10,0	0,050	0,0675	0,0005	-	0,005	Fluss (B)	Wasseraufbereitung, Dampfsystem, Kühlsystem

In Tabelle 22 sind die von den Betreibern eingereichten Templates für die BVT der GuD-Anlagen zusammengefasst. GuD-Anlagen sind in bestimmten Bereichen wie z. B. der Rauchgasreinigung, der Brennstoffaufbereitung oder der Abwasserbehandlung im Vergleich zu feststoffbefeuerten Anlagen deutlich weniger komplex, weshalb in diesen Bereichen keine BVT-Templates eingereicht wurden. Die fünf eingereichten Templates befassen sich alle mit der Konfiguration der Gesamtanlage. Der Detaillierungsgrad der Beschreibungen der BVT wurde als mittel eingestuft. Neben der Konfiguration der Gesamtanlage wird unter anderem auf den KWK-Betrieb einer GuD-Anlage, auf die NO_x-Minderung durch Low-NO_x-Brenner sowie auf die Emissionsminderung durch den Einsatz moderner Gasturbinen mit hohen Wirkungsgraden eingegangen.

Tabelle 22: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe GuD

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl der Templates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detail-tiefe
< 100	111-1, 111-2	1	Konfiguration Gesamtanlage (KWK-Betrieb, Anlagentechnik)	Gesamtanlage	Mittel
> 100 – 300	104	0	-	-	-
	105	0	-	-	-
	135	1	Konfiguration Gesamtanlage (Bahnstrom, Anlagentechnik, NO_x-Minderung)	Gesamtanlage	Mittel
> 300	118	1	Konfiguration Gesamtanlage (Emissionsminderung, Anlagentechnik)	Gesamtanlage	Mittel
	136	1	Konfiguration Gesamtanlage (größte GT, hoher Wirkungsgrad, niedrige Emissionen)	Gesamtanlage	Mittel
	119	1	Konfiguration Gesamtanlage (moderne GT, hoher Wirkungsgrad, niedrige Emissionen)	Gesamtanlage	Mittel

3.2.1.3 Anlagenbeispiele

GuD-Anlage, Anlagennummer 111

Bei Anlage 111 handelt es sich um ein 2005 in Betrieb genommenes GuD-Kombikraftwerk zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Anlage besteht aus zwei Gasturbinen, die mit Erdgas betrieben werden. Jeder Gasturbine nachgeschaltet findet sich ein 2-Druck-Zwangdurchlauf-Dampferzeuger ohne Zusatzfeuerung. Es wird Frischdampf mit den Parametern 67 bar / 500 °C erzeugt. Der erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Kondensationsturbine entspannt. Zur Versorgung des Fernwärmenetzes einer großen deutschen Stadt kann Dampf mit den Parametern 10 bar/ 210 °C aus der Turbine ausgekoppelt werden. Das Hauptkühlsystem für den Dampfkraftprozess ist die Durchlaufkühlung mit Flusswasser.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 176 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 84 MW_{el} und die thermische Bruttoleistung 97,2 MW_{th}.

Tabelle 23 und Tabelle 24 zeigen die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer der beiden Gasturbinen. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für die Durchschnittlichen Werte wurden fünf Betriebsjahre herangezogen.

Tabelle 23: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 111 – GT 1

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,03E+05	5,15E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,89E+05	1,98E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	1,47E+05	1,42E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6084	6802
Volllastfaktor	%	93,9	86

Tabelle 24: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 111 – GT 2

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,00E+05	5,06E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,92E+05	1,95E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	1,46E+05	1,40E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6052	6711
Volllastfaktor	%	93,9	85,7

Die Anlage wurde im Referenzjahr etwa 6000 h bei nahezu voller Auslastung betrieben. Aus den angegebenen Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von etwa 38 % und ein thermischer Nutzungsgrad von etwa 29 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad in 2010 betrug demnach etwa 67 %. Aus den langjährigen Betriebsdaten ergibt sich ein Volllastfaktor von 86 % bei einer Betriebszeit von über

6800 h. Der elektrische Nutzungsgrad beträgt im langfristigen Durchschnitt etwa 38 %, der thermische Nutzungsgrad etwa 28 %. Somit liegt der Brennstoffausnutzungsgrad im langfristigen Durchschnitt mit 66 % über dem im Referenzjahr.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas beider Turbinen werden nur NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in den Gasturbinen eingesetzt.

Tabelle 25 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten kontinuierlich gemessenen Luftemissionen für die Gasturbine 1. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass unklar ist, ob die Messwerte validiert und OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 25: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 111 - GT 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	32,5	-	42,99	-	-	50	TMW	Kont.	-	-	75
	kg/Jahr						6,7E+04					
CO	mg/Nm³	0	-	15,99	-	-	30	TMW	Kont.	-	-	100
	kg/Jahr						2,2E+04					

Abwasser wird in drei Strömen an einen Fluss abgegeben. Der erste Strom, das Kühlwasser, ist nicht belastet. Der zweite Strom ist filtriertes Abwasser aus dem Dampfsystem. Tabelle 26 zeigt die Eigenschaften dieses Abwassers, soweit vom Betreiber angegeben. Der dritte Strom ist neutralisiertes Abwasser aus dem Dampfsystem und der Wasseraufbereitung. Die Emissionen sind in Tabelle 27 dargestellt.

Tabelle 26: Wasseremissionen der Anlage 111 - Dampfsystem

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
COD	(mg/l)	4	6,04	16	-	Stichprobe	-	2/Jahr	20
				-					
N (total)	(mg/l)	3,82	4,58	4,97	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
				-					
P (total)	(mg/l)	0,01	0,0595	0,1	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,1
				-					
Cd	(mg/l)	0,0001	0,0001	0,0005	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,005
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,0002	0,0013	0,0021	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,001	0,0015	0,0016	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,001	0,0017	0,0032	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,0001	0,0008	0,0015	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,01	0,015	0,048	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,1
	(kg/Jahr)	-							

Tabelle 27: Wasseremissionen der Anlage 111 - Neutralisiertes Abwasser

	Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
COD	(mg/l)	5	13,69	67,6	-	Stichprobe	-	2/Jahr	150
				2305					
N (total)	(mg/l)	0,75	18,36	105	-	Stichprobe	-	2/Jahr	100
				3091,46					
P (total)	(mg/l)	0,1	0,0513	0,27	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,15
				8,2629					
Cd	(mg/l)	0,0001	0,0003	0,0011	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,005
	(kg/Jahr)			0,0421					
Pb	(mg/l)	0,0001	0,0022	0,0083	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)								
Cr	(mg/l)	0,0001	0,0039	0,0083	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)			0,6735					
Cu	(mg/l)	0,0009	0,0028	0,011	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)			0,4630					
Ni	(mg/l)	0,0001	0,0008	0,0015	-	Stichprobe	-	2/Jahr	0,05
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,01	0,021	0,039	-	Stichprobe	-	2/Jahr	1
	(kg/Jahr)			3,5360					
As	(mg/l)	0,0004	0,0021	0,0038	-	-	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			0,3368					

Tabelle 28 zeigt die angefallenen festen Rückstände.

Tabelle 28: Feste Rückstände der Anlage 111

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Refe-renzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
wässrige Spülflüssigkeiten, die gefährliche Stoffe enthalten	-	110111	9,41	-	-
halogenfreie Bearbeitungsemulsionen und -lösungen	-	120109	1,1515	-	-
nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle auf Mineralölbasis	-	130205	0,6125	-	-
Abfallgemische aus SandfangAnlagen und Öl-/Wasserabscheidern	-	130508	8	-	-
Aufsaug- und Filtermaterialien (einschließlich Ölfilter a. n. g.), Wischtücher und Schutzkleidung, die durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind	-	150202	0,9	-	-
Bleibatterien	-	160601	1,995	-	-
Gemische aus Beton, Ziegeln, Fliesen und Keramik mit Ausnahme derjenigen, die unter 17 01 06 fallen	-	170107	3,31	-	-
Kunststoff	-	170203	0,075	-	-
Sieb- und Rechenrückstände	-	190801	2,11	-	-
saturated or spent ion exchange resins	-	190905	6,915	-	-

Besonderheiten

Die Anlage wurde modernisiert um den Betrieb flexibel an den Bedarf an Elektrizität und Fernwärme anpassen zu können. Eine hohe Flexibilität wird durch die Möglichkeit eine oder beide Gasturbinen ohne gleichzeitige Dampferzeugung im Abhitzekessel betreiben zu können, erreicht. Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme ermöglicht zudem die besonders effiziente Ausnutzung der Brennstoffenergie. Diese Anlagenkonfiguration wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

GuD-Anlage, Anlagennummer 105

Bei Anlage 105 handelt es sich um ein 2005 in Betrieb genommenes GuD-Kombikraftwerk zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Anlage besteht aus zwei Gasturbinen, die mit Erdgas betrieben werden. Den zwei Gasturbinen nachgeschaltet findet sich der 2-Druck-Naturumlauf-Dampferzeuger mit Zusatzfeuerung. Es wird Frischdampf mit den Parametern 60 bar / 475 °C erzeugt. Eine Zwischenüberhitzung des Dampfes erfolgt nicht. Der erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Gegendruckturbine entspannt. Zur Erzeugung von Prozessdampf zur Papierproduktion kann Dampf mit den Parametern 10 bar / 225 °C sowie 5 bar / 180 °C aus der Turbine ausgekoppelt werden. Da die Anlage wärmegeführt betrieben wird, ist kein Kühlsystem vorhanden.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 100 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 37,95 MW_{el}.

Tabelle 29 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010, für den mehrjährigen Durchschnitt der Betriebsdaten wurden insgesamt 5 Jahre in die Betrachtung einbezogen.

Tabelle 29: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 105

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	7,25E+05	6,88E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,71E+05	2,56E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,67E+05	2,52E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,67E+05	3,59E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,26E+05	3,25E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	8284	8389
Volllastfaktor in %	%	87,5	82

Die Anlage wurde im Referenzjahr nahezu durchgängig mit einem Volllastfaktor von 87,5 % betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 36,8 % und ein thermischer Nutzungsgrad von 44,9 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad in 2010 betrug demnach 81,7 %. Aus den langjährigen Betriebsdaten ergibt sich ein Volllastfaktor von 82 % bei ebenfalls nahezu durchgängigem Betrieb. Der elektrische Nutzungsgrad beträgt im langfristigen Durchschnitt 36,6 %, der thermische Nutzungsgrad 47,4 %. Somit liegt der Brennstoffausnutzungsgrad im langfristigen Durchschnitt mit 84 % über dem im Referenzjahr.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas werden NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in der Gasturbine eingesetzt.

Tabelle 30 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der

angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 30: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 105

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	10,17	-	29,06	-	-	46,77	HMW	Kont.	Ja	150	75
	kg/Jahr						6,5E+04					
CO	mg/Nm³	2,1	-	24,23	-	-	45,24	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						5,4E+04					

Es sind keine Anlagen zur Abwasserbehandlung installiert. Die Emissionen sind in Tabelle 31 dargestellt.

Tabelle 31: Wasseremissionen der Anlage 105 - Unbehandeltes Abwasser

	Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Cd	(mg/l)	-	0,05	-	-	Stichprobe	-	2	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0,03	-	-	Stichprobe	-	2	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	-	0,024	-	-	Stichprobe	-	2	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,13	-	-	Stichprobe	-	2	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0,015	-	-	Stichprobe	-	2	0,5
	(kg/Jahr)			-					
V	(mg/l)	-	0,01	-	-	Stichprobe	-	2	4
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	-	-	-	Stichprobe	-	2	4
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	-	-	-	Stichprobe	-	2	1
	(kg/Jahr)	-							

Tabelle 32 zeigt die angefallenen festen Rückstände.

Tabelle 32: Feste Rückstände der Anlage 105

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüs-sel	Aufkommen in t im Re-ferenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Straßenkehricht	-	200303	2	Verwendung - sonstige	Keine Information verfügbar
Aufsaug- und Filtermaterialien, Wischtücher und Schutzkleidung, die mit gefährlichen Stoffen verunreinigt sind	-	150202	1	Verwendung - sonstige	Keine Information verfügbar
Nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle	-	130205	1	Verwendung - sonstige	Keine Information verfügbar
Gemischte Siedlungsabfälle	-	200301	2	Verwendung - sonstige	Keine Information verfügbar

Besonderheiten

Zur Minimierung der NO_x-Emissionen ist in beiden Gasturbinen ein Dry-Low-NO_x-System installiert. Durch die KWK-Anlage erfolgt keine Bereitstellung von Fernwärme sondern ausschließlich von Prozessdampf zur Papierproduktion.

GuD-Anlage, Anlagennummer 104

Bei Anlage 104 handelt es sich um ein 2005 in Betrieb genommenes GuD-Kombikraftwerk zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Anlage ist Block 2 eines größeren Kraftwerksstandortes mit insgesamt 488 MW_{th} Feuerungswärmeleistung und besteht aus einer Gasturbine, die mit Erdgas betrieben wird. Der Gasturbine nachgeschaltet findet sich der Naturumlauf-Dampferzeuger mit Zusatzfeuerung. Es wird Frischdampf mit den Parametern 115 bar / 535 °C erzeugt. Es erfolgt keine Zwischenüberhitzung. Der erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Kondensationsturbine entspannt. Zur Erzeugung von heißem Fernheizwasser mit den Parametern 20 bar / 115 °C für die Versorgung des Fernwärmenetzes einer deutschen Stadt kann Dampf aus der Turbine ausgekoppelt werden. Das Hauptkühlsystem für den Dampfkraftprozess ist ein offener Kühlwasserkreislauf. Das Kühlsystem kann wahlweise als Durchlaufkühlung oder als offene Umlaufkühlung betrieben werden. Das benötigte Kühlwasser wird aus einem benachbarten Gewässer entnommen und wird dort auch wieder eingeleitet.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 165 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 76,6 MW_{el} und die thermische Bruttoleistung in Form von heißem Fernheizwasser über Rauchgaskühler 15 MW_{th}. und zusätzlich durch Entnahme an der Dampfturbine 85 MW_{th}. Durch einen 100 % Entnahmebetrieb an der Dampfturbine, reduziert sich die elektrische Erzeugungsleistung der Dampfturbine auf 20,6 MW_{el}. Damit ändern sich die zu betrachteten Betriebszustände und damit auch die Nutzungsgrade. Bei Kondensatbetrieb ohne Entnahme wird ein nomineller elektrischer Wirkungsgrad von 46,4 % sowie ein nomineller thermischer Wirkungsgrad von 9,1 % erreicht. Bei der normalerweise üblichen KWK Fahrweise, ergeben sich ein nomineller elektrischer Wirkungsgrad von 37,9 % und ein nomineller thermischer Wirkungsgrad von 60,6 %.

Da die Dampfturbinenanlage sowie die neue Heizzentrale zwischen 2010 und 2012 in Betrieb gegangen sind, ist das Referenzjahr 2010 nicht repräsentativ für die aktuelle Fahrweise.

Tabelle 33 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen ohne Dampfturbine, sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010, für den mehrjährigen Durchschnitt der Betriebsdaten wurden insgesamt fünf Jahre in die Betrachtung einbezogen.

Tabelle 33: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 104

		Wert im Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	7,78E+05	8,77E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,83E+05	3,20E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,79E+05	3,15E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,02E+05	9,99E+04
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,02E+05	9,99E+04
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6591	7548
Volllastfaktor	%	64,4	70,4

Der äquivalente Volllastfaktor der Anlage betrug im Referenzjahr 64,4 % bei einer Betriebsdauer von etwa 6600 h. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 35,9 % und ein thermischer Nutzungsgrad von 13,1 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad ohne Dampfturbine in 2010 betrug demnach 49 %. Entsprechend ergeben sich für den mehrjährigen Durchschnitt ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 35,9 % und ein thermischer Nutzungsgrad von 11,4 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas werden nur NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in der Gasturbine eingesetzt. Low-NO_x Brenner ermöglichen eine schadstoffarme Verbrennung.

Tabelle 34 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert und keine OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 10,8 %.

Tabelle 34: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 104

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	54	-	76,41	-	-	88	HMW	Kont.	Ja	91,2	-
	kg/Jahr						1,5E+05					
CO	mg/Nm³	5	-	20,12	-	-	54	HMW	Kont.	Ja	82,7	-
	kg/Jahr						3,9E+04					
Staub	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
	kg/Jahr						-					

Das in der Gesamtanlage anfallende Abwasser wird nach einer Vorbehandlung am Standort (Wasser-Öl-Abscheider) in das lokale Abwassersystem eingeleitet und somit einer Kläranlage zugeführt. Die Anlage benötigt kein Rauchgasreinigungssystem. In der Gesamtanlage fällt nur Wasser aus Neutralisation und Löschwasserbereitstellung an. In der GuD - Anlage fallen keine Abwässer an.

Es fallen keine festen Rückstände an.

Besonderheiten

Die Anlage wird flexibel anhand des Bedarfs an Elektrizität und Fernwärme betrieben. Aus diesem Grund sind kurzfristige Lastwechsel erforderlich. Der Grund für die Realisierung der Anlage war der effizientere und flexiblere Ersatz einer älteren Gasturbinenanlage.

Zur Steigerung der Gasturbinenleistung wurde bereits ein Jahr nach Inbetriebnahme ein Verdunstungskühler zur Absenkung der Verdichtereintrittstemperatur installiert.

GuD-Anlage, Anlagennummer 135

Bei Anlage 135 handelt es sich um zwei baugleiche GuD-KombiAnlagen, die im Jahr 1994 (Block 1) bzw. 1995 (Block 2) in Betrieb genommen wurden. Die Anlage dient ausschließlich zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Frequenz von 16,67 Hz zur Versorgung des deutschen Bahnnetzes. Die Anlage wird ausschließlich mit dem Brennstoff Erdgas betrieben. Den Gasturbinen nachgeschaltet findet sich jeweils ein 2-Druck-Zwangumlauf-Dampferzeuger ohne Zusatzfeuerung. Es wird Frischdampf mit den Parametern 62 bar / 530 °C erzeugt, der in einer gemeinsamen Kondensationsturbine entspannt wird. Das Hauptkühlsystem für den Dampfkraftprozess ist ein 4-Zellen-Ventialtor-Kühlturm. Das Anlagenschema findet sich in Abbildung 5.

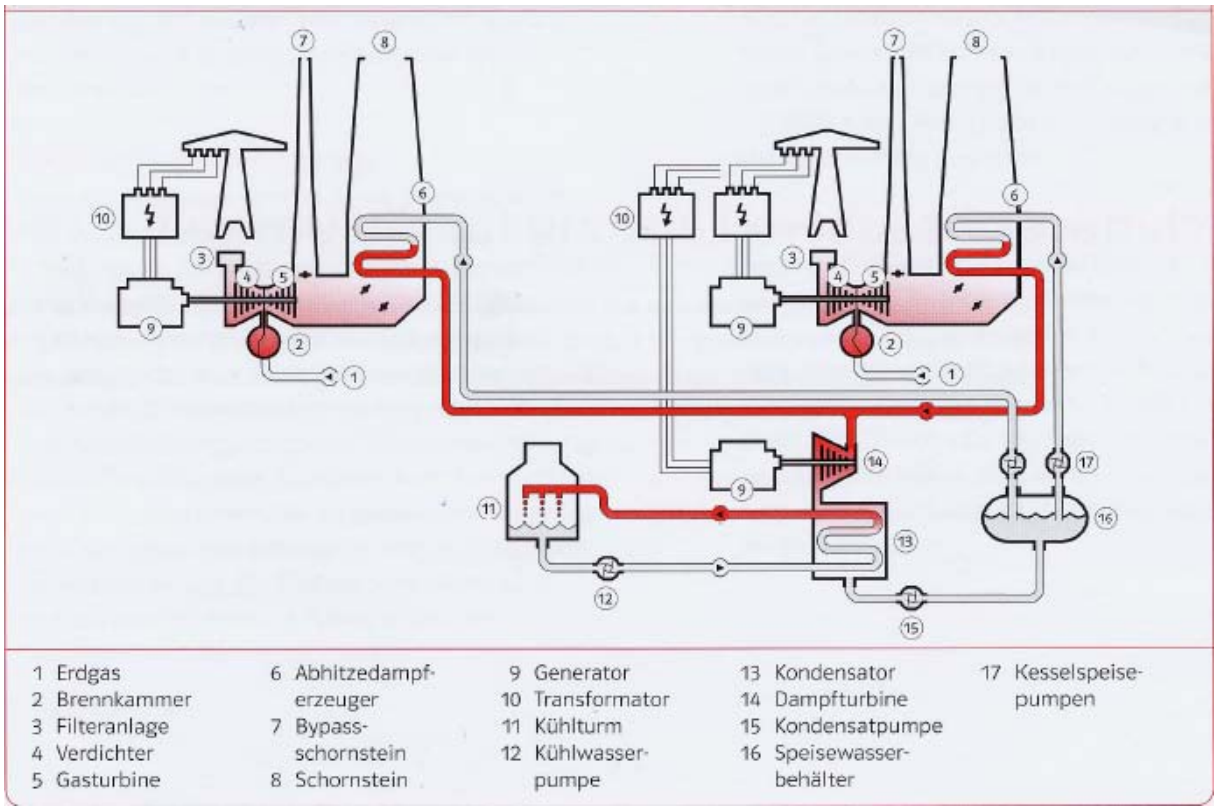

Abbildung 5: Anlagenschema für Anlage 135

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 360 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung insgesamt 184 MW_{el} (2 x 92 MW_{el} Netto abzüglich 6 MW_{el} Eigenbedarf) Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 51,1 %.

Tabelle 35 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Die mehrjährigen Betriebsdaten sind auf einen Zeitraum von 5 Jahren bezogen.

Tabelle 35: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 135

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,39E+06	1,26E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	6,71E+05	5,90E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	6,53E+05	5,75E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	4081	3591
Volllastfaktor in %	%	94,8	97,5

Der Einsatz des Bahnstrom-KW Kirchmöser erfolgt entsprechend den jeweiligen Anforderungen der Deutschen Bahn. Die Anlage wurde in den letzten Jahren etwa 4000 h jährlich bei einem äquivalenten Volllastfaktor von rund 95 % betrieben. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 47,0 %. Entsprechend ergibt sich für den mehrjährigen Durchschnitt ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 45,6 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas werden nur NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in der Gasturbine eingesetzt. Hierzu kommt ein Hybridbrenner mit Diffusions- und Vormischzone mit angepasstem Brennraum zum Einsatz.

Tabelle 36 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert sind und keine OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 36: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 135

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	10,52	22,58	27,74	36,4	37,52	47,12	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						1,1E+05					
CO	mg/Nm³	0	0	0,18	0,55	0,6	4,07	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						369					

Abwasser wird in zwei Strömen an einen See abgegeben. Der erste Strom ist das Kühlwasser. Der zweite Strom ist Abwasser aus der Reinigung des Wasseraufbereitungssystems. Die Emissionen sind in Tabelle 37 und Tabelle 38 dargestellt.

Tabelle 37: Wasseremissionen der Anlage 135 - unbehandeltes Kühlwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	134700	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	18,6	-	-	-	-	-	<30
pH		-	8,2	-	-	-	-	-	6,9 bis 9,5
TOC	(mg/l)	-	29,3	-	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	-	398	-	-	Stichprobe	-	-	800
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0,001	-	-	Stichprobe	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0,0001	-	-	Stichprobe	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0,0066	-	-	Stichprobe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	-	0,0051	-	-	Stichprobe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,0173	-	-	Stichprobe	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0,0105	-	-	Stichprobe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0,0323	-	-	Stichprobe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 38: Wasseremissionen der Anlage 135 - Wasseraufbereitung

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1500	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	24,3	-	-	-	-	-	-
pH		-	7,4	-	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	-	11,2	-	-	Stichprobe	-	-	50
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	-	27,3	-	-	Stichprobe	-	-	32
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	-	3,26	-	-	Stichprobe	-	-	10
	(kg/Jahr)			-					
NO_2^-/NO_3^-	(mg/l)	-	2,27	-	-	Stichprobe	-	-	nitrate 5 / nitrite 0,2
	(kg/Jahr)			-					
NH_3-N	(mg/l)	-	0,98	-	-	Stichprobe	-	-	4,8
	(kg/Jahr)			-					
As	(mg/l)	-	0,0155	-	-	-	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,0357	-	-	Stichprobe	-	-	1
	(kg/Jahr)			-					

Einziges angefallenes festes Produkt dieser GuD-Anlage sind die Schlämme aus der Wasseraufbereitung, die zum größten Teil aus Kalk bestehen und in der Regel auch gut verwertet werden können. Im Referenzjahr fielen 332 t Schlämme an.

Besonderheiten

Die Anlage wird flexibel anhand des Bedarfs an Elektrizität für das deutsche Eisenbahnsystem betrieben. Bei dieser Anlage wurde die Kombination einer Gasturbinenanlage mit einem 16,6 Hz Generator zum ersten Mal realisiert und wird deshalb vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Durch die Installation von zwei Gasturbinenanlagen können bezogen auf die Gesamtleistung beider Anlagen sehr hohe Teillastwirkungsgrade erzielt werden. Der Nettowirkungsgrad der Anlage bei Volllast beträgt 49,6% und fällt bei 50 % Teillast auf 42%. Bei weiterer Lastabsenkung kann eine Gasturbinenanlage abgeschaltet werden, der Nettowirkungsgrad steigt dann sprunghaft auf 48% an. Auf diese Weise kann auch bei 25% Teillast bezogen auf die Gesamtleistung beider Anlagen noch ein Nettowirkungsgrad von 40% erreicht werden.

Um eine höhere Flexibilität der Anlage zu erreichen sind die Gasturbinenanlagen jeweils mit einem zusätzlichen Schornstein für den Solobetrieb ausgestattet. Somit kann die erste Gasturbine im Solobetrieb bereits nach 26 min Volllast erreichen. 14 min nach Start der ersten Gasturbine kann die zweite gestartet werden, nach 40 min stehen 120 MW_{el} zur Verfügung. Der Start des Abhitzedampferzeugers dauert zwischen 3 und 6 Stunden. Im GuD-Betrieb können Lastrampen von 20 $MW_{el/}$min gefahren werden.

GuD-Anlage, Anlagennummer 118

Bei Anlage 118 handelt es sich um ein 2005 in Betrieb genommenes GuD-Kombikraftwerk zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Anlage besteht aus einer Gasturbine, die mit Erdgas oder als ErsatzBrennstoff mit Heizöl betrieben werden kann. Der Gasturbine nachgeschaltet findet sich der 3-Druck-Naturumlauf-Dampferzeuger ohne Zusatzfeuerung. Es wird Frischdampf mit den Parametern 131 bar / 565 °C erzeugt. Außerdem erfolgt eine Zwischenüberhitzung auf 31 bar / 565 °C. Der erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Kondensationsturbine entspannt. Zur Erzeugung von heißem Wasser mit den Parametern 11 bar / 130 °C für die Versorgung des Fernwärmenetzes einer großen deutschen Stadt kann Dampf aus der Turbine oder direkt aus dem Abhitzekessel ausgekoppelt werden. Das Hauptkühlsystem für den Dampfkraftprozess ist die Durchlaufkühlung mit Flusswasser. Ist in Ausnahmefällen die Temperatur des entnommenen Kühlwassers nach dem Kondensator im Sommer größer als 30 °C, wird ein zusätzlicher Kühlturm genutzt.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 714,2 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 418,6 MW_{el} und die thermische Bruttoleistung in Form von heißem Wasser 265 MW_{th}.

Tabelle 39 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2009.

Tabelle 39: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 118

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,81E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,60E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,55E+06	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	7,44E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	7,44E+05	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7913	-
Volllastfaktor	%	85	-

Die Anlage wurde im Referenzjahr nahezu durchgängig betrieben. Der Volllastfaktor lag bei 85 %. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 53,0 % und ein thermischer Nutzungsgrad von 15,3 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad in 2009 betrug demnach 68,3 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas werden nur NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in der Gasturbine eingesetzt. Die ringförmige Brennkammer umfasst 24 DLN-Brenner und ermöglicht eine homogene Verbrennung.

Tabelle 40 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen

Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert und keine OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 40: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 118

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	22	35	47	65	67	87	HMW	Kont.	Ja	-	75
	kg/Jahr						5,9E+05					
CO	mg/Nm³	1	2	4	25	37	160	HMW	Kont.	Ja	-	100
	kg/Jahr						2E+05					
SO_x	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	Schätzwert	-	-	-
	kg/Jahr						2600					

Die auf Basis des eingesetzten Brennstoffes berechnete SOx-Fracht beträgt 2600 kg/a. Zu berücksichtigen ist bei den Luftemissionen, dass im Referenzjahr ausschließlich Erdgas verbrannt wurde.

Abwasser wird in drei Strömen an einen Fluss abgegeben. Der erste Strom, das Kühlwasser, ist nicht belastet. Der zweite Strom ist unbehandeltes Abwasser aus dem Dampfsystem. Tabelle 41 zeigt die Eigenschaften dieses Abwassers, soweit vom Betreiber angegeben. Der dritte Strom ist neutralisiertes Abwasser aus dem Dampfsystem und der Wasseraufbereitung. Die Emissionen sind in Tabelle 42 dargestellt.

Tabelle 41: Wasseremissionen der Anlage 118 – Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	11743	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,4	6,8	8,2	-	-	-	-	-
COD	(mg/l)	-	-	15	-	Stichprobe	Nein	23	-
	(kg/Jahr)			176,2					
Cd	(mg/l)	-	-	0,0001	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,001					
Pb	(mg/l)	-	-	0,001	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,012					
Cr	(mg/l)	-	-	0,001	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,012					
Cu	(mg/l)	-	-	0,02	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,235					
Ni	(mg/l)	-	-	0,001	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,012					
Zn	(mg/l)	-	-	0,02	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,235					
AOX	(mg/l)	-	-	0,01	-	Stichprobe	Nein	3	-
	(kg/Jahr)			0,12					
N (total)	(mg/l)	0,5	1,4	3,4	-	Stichprobe	Nein	22	-
	(kg/Jahr)			16,4					
P (total)	(mg/l)	-	-	0,02	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			0,2					

abelle 42: Wasseremissionen der Anlage 118 - Neutralisiertes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validate	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	9077	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,4	7	8,4	-	-	-	-	-
COD	(mg/l)	15	22	73	-	Stichprobe	Nein	22	80
	(kg/Jahr)			199,7					
Cd	(mg/l)	0,0002	0,0003	0,0008	-	Stichprobe	Nein	11	0,05
	(kg/Jahr)			0,003					
Pb	(mg/l)	-	-	0,001	-	Stichprobe	Nein	11	0,1
	(kg/Jahr)			0,009					
Cr	(mg/l)	0,001	0,0015	0,002	-	Stichprobe	Nein	11	0,5
	(kg/Jahr)			0,014					
Cu	(mg/l)	0,02	0,052	0,14	-	Stichprobe	Nein	11	0,5
	(kg/Jahr)			0,47					
Ni	(mg/l)	0,002	0,004	0,008	-	Stichprobe	Nein	11	0,5
	(kg/Jahr)			0,036					
Zn	(mg/l)	0,11	0,18	0,28	-	Stichprobe	Nein	11	1
	(kg/Jahr)			1,6					
AOX	(mg/l)	0,02	0,05	0,08	-	Stichprobe	Nein	11	0,2
	(kg/Jahr)			0,45					
N (total)	(mg/l)	8,2	17,6	22,7	-	Stichprobe	Nein	22	60
	(kg/Jahr)			159,8					
P (total)	(mg/l)	0,02	0,03	0,05	-	Stichprobe	Nein	22	3
	(kg/Jahr)			0,27					

Tabelle 43 zeigt die angefallenen festen Rückstände.

Tabelle 43: Feste Rückstände der Anlage 118

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Final destination	Verwendungs-zweck
Verpackungen aus Holz	Entladeein-richtung	15 01 03	2,84	-	R 13
Aufsaug- und Filtermaterialien, Wischtücher und Schutzkleidung, die mit gefährlichen Stoffen verunreinigt sind	AWR	15 02 02*	0,853	-	D 13 (collective waste disposal order)
Glas, Kunststoff und Holz, die gefährliche Stoffe enthalten oder durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind	-	17 02 04*	21,48	-	R 13 (collective waste disposal order)
Eisen und Stahl	-	17 04 05	4,11	-	R 04
Kabel mit Ausnahme derjenigen, die unter 17 04 10 fallen	-	17 04 11	2,5	-	R 04
Dämmmaterial, das aus gefährlichen Stoffen besteht oder solche Stoffe enthält	-	17 06 03*	1,2	-	D 15 (collective waste disposal order)
gemischte Bau- und Abbruchabfälle mit Ausnahme derjenigen, die unter 17 09 01, 17 09 02 und 17 09 03 fallen	-	17 09 04	11,06	-	R13
Sandfangrückstände	-	19 08 02	38	-	R 12
Schlämme aus der Wasserklärung	-	19 09 02	21,8	-	R 12

Besonderheiten

Die Anlage wird flexibel anhand des Bedarfs an Elektrizität und Fernwärme betrieben. Aus diesem Grund sind kurzfristige Lastwechsel erforderlich. Der Grund für die Realisierung der Anlage war der effizientere und flexiblere Ersatz eines älteren gasbefeuerte Kessels.

GuD-Anlage, Anlagennummer 136

Bei Anlage 136 handelt es sich um ein 2011 in Betrieb genommenes GuD-Kombikraftwerk zur Erzeugung von Strom. Die Anlage ist Teil eines aus fünf Kraftwerksblöcken bestehenden Standorts mit einer gesamten elektrischen Nettoleistung von 1821 MW_{el}. Die Anlage 119 ist ebenfalls Teil dieses Kraftwerksstandorts. Die Anlage 136 besteht aus einer Gasturbine, die mit Erdgas betrieben wird. Der Gasturbine nachgeschaltet ist ein Abhitzedampferzeuger ohne Zusatzfeuerung. Der Hochdruckteil wird im Zwangdurchlauf (Benson), der Mittel- und Niederdruckteil im Naturumlauf (jeweils mit einer Trommel) betrieben. Das Anlagenschema ist in Abbildung 6 dargestellt. Es wird Frischdampf mit den Parametern 173 bar / 588 °C erzeugt. Außerdem erfolgt eine Zwischenüberhitzung auf 35 bar / 587 °C. Der erzeugte Dampf wird in einer Kondensationsturbine entspannt. Das Hauptkühlsystem für den Dampfkraftprozess ist die Durchlaufkühlung mit Flusswasser.

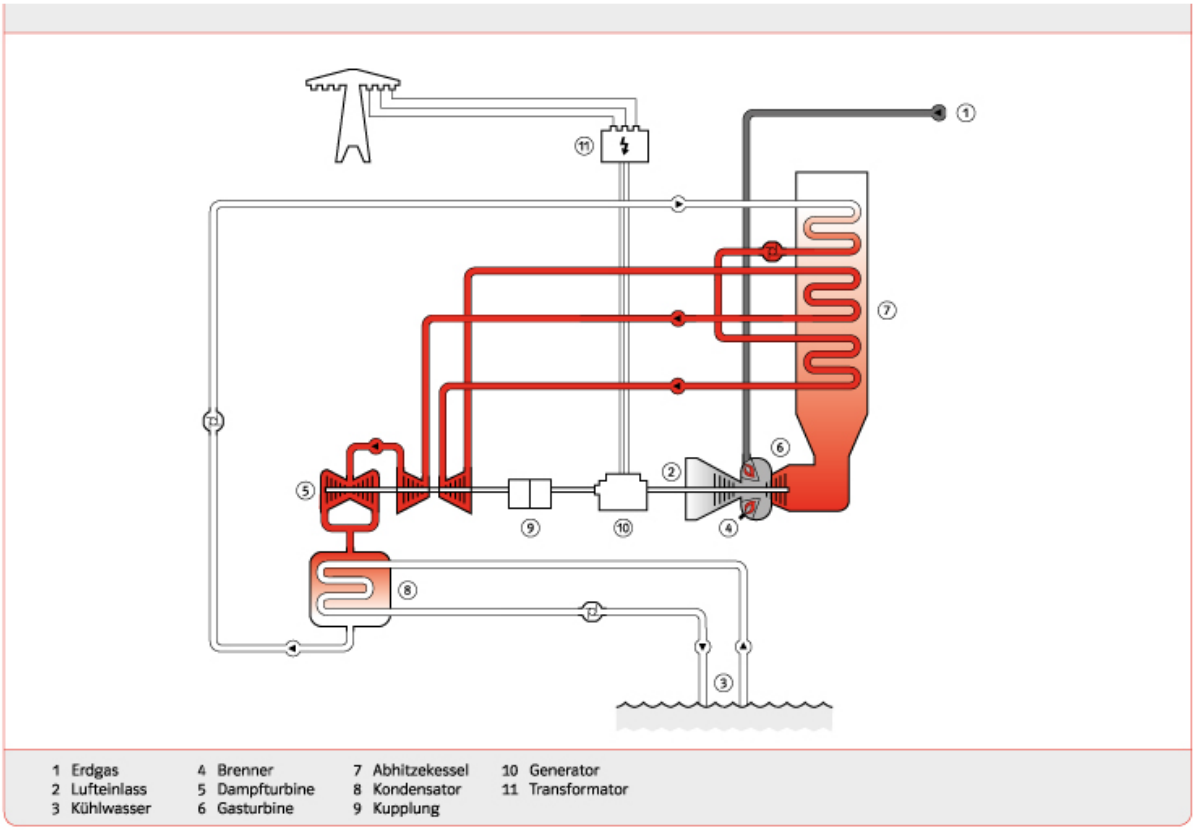

Abbildung 6: Anlagenschema für Anlage 136

Die nominaleGesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 900 MW_{th} (bezogen auf eine Außentemperatur von +9 °C), die nominale elektrische Bruttoleistung beträgt 550 MW_{el} und es ergibt sich ein hoher nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 61,1 %.

Tabelle 44 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2011.

Tabelle 44: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 136

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,04E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,77E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,74E+06	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	3914	-
Volllastfaktor in %	%	75,6	-

Die Anlage wurde im Referenzjahr knapp 4000 h betrieben. Grund hierfür ist, dass die vollständige Inbetriebnahme erst im Juli 2011 erfolgte. Der Volllastfaktor beträgt 75,6 %. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 57,2 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas werden entsprechend der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in der Gasturbine eingesetzt.

Tabelle 45 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der beiden kontinuierlich gemessenen Luftemissionen CO und NO_x. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte nicht validiert und OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 45: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 136

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm^3	21,2	23,17	31,46	39,86	41,01	79,11	HMW	Kont.	Ja	150	75
	kg/Jahr						3,1E+05					
CO	mg/Nm^3	0,17	0	3,21	21,2	23,69	348,9	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						1E+06					

Das Abwasser wird in zwei Strömen und unter Beachtung der gesetzlichen und behördlichen Anforderungen an einen Fluss abgegeben. Den ersten Strom bilden das unbelastete Kühlwasser sowie unbehandeltes Abwasser (einschließlich Regenwasser von den Dachflächen) aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf. Der zweite Strom ist neutralisiertes

Abwasser aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf und der Wasseraufbereitung. Die Emissionen sind in Tabelle 46 dargestellt.

Tabelle 46: Wasseremissionen der Anlage 136 - Neutralisiertes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	2200	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	-	-	-	-	-	-
pH		7	-	9,1	-	-	-	-	6,5 bis 9,5
TSS	(mg/l)	-	25	-	-	-	-	-	30
	(kg/Jahr)			-					
COD	(mg/l)	2,5	5	41	-	-	-	-	50/80
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	10	-	10	-	-	-	-	10
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,0005	-	0,0005	-	-	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,005	-	0,005	-	-	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,005	-	0,005	-	-	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,005	-	0,036	-	-	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	-	-	12	1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,005	-	0,006	-	-	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
V	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	-	-	12	4
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,05	-	0,05	-	-	-	-	3
	(kg/Jahr)			-					

Feste Rückstände fallen beim Betrieb der Anlage 136 nicht an.

Besonderheiten

In der Anlage 136 wird die derzeit weltweit leistungsstärkste Gasturbine betrieben. Der Gesamtprozess besteht zusätzlich aus einem nachgeschaltetem dreistufigem Dampferzeuger, sowie einer Dampfturbine. Die Kühlung des zugehörigen Kondensators erfolgt mit als direkte Flusswasserkühlung. Insgesamt wurde mit dieser Anlage bereits ein Nettowirkungsgrad von über 60 % erreicht. Sie wird daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

GuD-Anlage, Anlagennummer 119

Bei Anlage 119 handelt es sich um ein 2010 in Betrieb genommenes GuD-Kombikraftwerk zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Anlage besteht aus zwei Gasturbinen, die mit Erdgas betrieben werden und einer dem Abhitzedampferzeuger nachgeschalteten Dampfturbine. Jeder Gasturbine ist ein Abhitzekessel, jeweils ohne Zusatzfeuerung, nachgeschaltet. Der Hochdruckteil wird im Zwangsdurchlauf (Benson), die Mittel- und Niederdruckteile im Naturumlauf (jeweils mit einer Trommel) betrieben. Jede Gasturbine verfügt dementsprechend über einen eigenen Kamin und eine eigene Emissionsmessstelle Das Anlagenschema ist in Abbildung 7 dargestellt. Es wird Frischdampf mit den Parametern 132 bar / 560 °C erzeugt. Außerdem erfolgt eine Zwischenüberhitzung auf 30 bar / 558 °C. Der erzeugte Dampf wird in einer Kondensationsturbine entspannt. Das Hauptkühlsystem für den Dampfkraftprozess ist die Durchlaufkühlung mit Flusswasser.

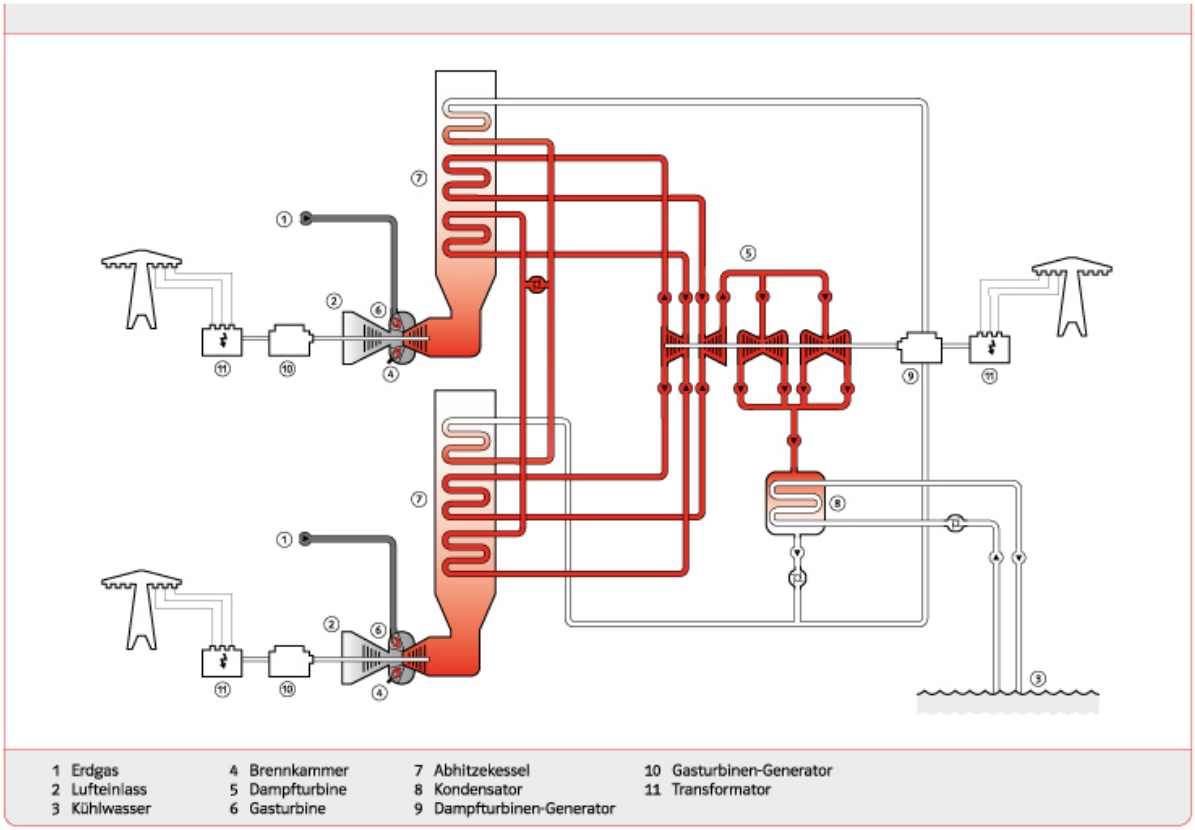

Abbildung 7: Anlagenschema für Anlage 119

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 1424 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 860 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 60,4 %.

Tabelle 47 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2011. Die längerfristigen Werte sind auf den gesamten bisherigen Betrieb bezogen.

Tabelle 47: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 119

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	6,86E+06	6,87E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	3,98E+06	4,00E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	3,95E+06	3,94E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6430	6188
Volllastfaktor in %	%	75,0	77,9

Die Anlage wurde im Referenzjahr für etwa 6400 h betrieben. Der äquivalente Volllastfaktor beträgt 75 %. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 57,5 %. Aus den längerfristigen Betriebsdaten ergibt sich ein Volllastfaktor von 78 % bei einer Betriebszeit von knapp 6200 h. Der elektrische Nutzungsgrad beträgt im langfristigen Durchschnitt 57,3 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas beider Gasturbinen werden entsprechend der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in der Gasturbine eingesetzt.

Tabelle 48 und Tabelle 49 zeigen die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen für die beiden Gasturbinen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte nicht validiert und OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 48: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 119 – GT 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	13,35	15,53	22,34	29,25	30,25	52,88	HMW	Kont.	-	150	75
	kg/Jahr	3,1E+05										
CO	mg/Nm³	0,044	-	6,82	33,62	37,64	447,2	HMW	Kont.	-	200	100
	kg/Jahr	3,5E+05										

Tabelle 49: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 119 – GT 2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	8,73	11,77	15,22	18,67	19,18	24,5	HMW	Kont.	-	150	75
	kg/Jahr	3,1E+05										
CO	mg/Nm³	0,0001	-	1,42	8,95	10,18	186,8	HMW	Kont.	-	200	100
	kg/Jahr	3,5E+05										

Das Abwasser wird in zwei Strömen unter Berücksichtigung der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben an einen Fluss abgegeben. Den ersten Strom bilden das unbelastete Kühlwasser sowie unbehandeltes Abwasser (einschließlich Regenwasser von den Dachflächen) aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf. Der zweite Strom ist neutralisiertes Abwasser aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf und der Wasseraufbereitung. Die Emissionen dieses Abwassers sind in Tabelle 50 dargestellt.

Tabelle 50: Wasseremissionen der Anlage 119 - Neutralisiertes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	3100	-	-	-	-	-	5E+04
Temp.	(°C)	-	-	-	-	-	-	-	-
pH		6,9	-	8,9	-	-	-	-	6,5 bis 9,0
COD	(mg/l)	5	-	5	-	-	-	-	50
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	10	-	10	-	-	-	-	10
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,05	-	0,05	-	-	-	-	3
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,0005	-	0,0005	-	-	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,005	-	0,005	-	-	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,005	-	0,005	-	-	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,005	-	0,13	-	-	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,005	-	0,012	-	-	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
V	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	-	-	-	4
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,01	-	0,018	-	-	-	-	1
	(kg/Jahr)			-					

Feste Rückstände fallen beim Betrieb der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die in der Anlage 119 betriebenen Gasturbinen sind weltweit führende Technologie im Bereich der FKlasse Gasturbinen. Der Gesamtprozess besteht zusätzlich aus einem nachgeschaltetem dreistufigem Dampferzeuger, welcher im Hochdruckbereich aus einem Zwangdurchlauf-Kessel besteht, sowie einer Dampfturbine. Die Kühlung des zugehörigen Kondensators erfolgt mit direkter Flusswasserkühlung. Insgesamt kann diese Anlage einen Nettowirkungsgrad nahe 60 % erreichen und wird daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Aufgrund der Fähigkeit zu schnellem Lastwechsel wird die Anlage zur Netzstabilisierung vor dem Hintergrund des zunehmenden Anteils Erneuerbarer Energien im Energiemix eingesetzt.

3.2.2 Verdichterstationen

3.2.2.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen

Verdichterstationen dienen der Druckerhöhung und damit dem Transport von Erdgas im Pipelinenetz und sind demzufolge immer an eine Erdgaspipeline angeschlossen. Sie sind notwendig, da der Druck des zu transportierenden Erdgases während des Transportes aufgrund der unterwegs anfallenden Druckverluste absinkt. In einer Verdichterstation wird ein Teil des zu transportierenden Erdgases entnommen und daraus mechanische Energie für den Antrieb eines Verdichters erzeugt. Dazu werden in den meisten Fällen Gasturbinen, die an entsprechende Verdichter gekoppelt sind, eingesetzt. Im Bereich der Großfeuerungsanlagen werden in selteneren Fällen auch Verbrennungsmotoren oder GuD-Anlagen zur Erzeugung der mechanischen Energie genutzt. Die erforderliche Verdichtungsarbeit ist von der Menge des zu transportierenden Erdgases abhängig und damit starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Unter anderem aus diesem Grund bestehen Verdichterstationen oft aus mehreren solcher Turbine-Verdichter-Kombinationen.

Aufgrund des sauberen Brennstoffes sind wie bei Gasturbinen zur Stromerzeugung nur CO und NO_x relevante Emissionen mit dem Rauchgas. Wasseremissionen fallen im Allgemeinen keine an. NO_x-Emissionen werden ausschließlich mittels Primärmaßnahmen wie Low-NO_x-Brennern vermindert. Zur Verminderung der CO-Emissionen wird neben modernen Brennkammern teilweise ein Katalysator als Sekundärmaßnahme eingesetzt.

3.2.2.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV)

In der Anlagengruppe Verdichterstationen wurden gemäß der IED für neun einzelne Anlagen neun Questionnaires eingereicht. Die Mehrzahl der einzelnen Referenzanlagen liegt unter einer FWL von 50 MW_{th}. Dabei ist die betrachtete Anlage Teil einer Station mit mehr als 50 MW_{th}. Bei der Anlage Nr. 166 wird der Verdichter durch einen Verbrennungsmotor angetrieben. Alle anderen Anlagen benutzten Gasturbinen als Antriebe. Es sei darauf hingewiesen, dass die hier präsentierten Ergebnisse und die getroffenen Aussagen aufgrund von kurzfristigen Aktualisierungen der Questionnaires nicht vollständig auf ihre sachliche Richtigkeit überprüft werden konnten. Die angegebenen Betriebsdaten beziehen sich auf das Referenzjahr 2010.

Die Betriebsweise und das Jahr der Inbetriebnahme der Verdichterstationen variieren sehr stark (1974 bis 2009). Von den neuesten Anlagen wird die Nr. 158 mit annähernd 6000 Betriebsstunden in Grundlast betrieben; Nr. 165 hingegen fällt zwar mit nur 8 Betriebsstunden in die BREFKategorie „Emergency“-Anlage, jedoch ist die Anlage keinesfalls als NotfallAnlage ausgelegt. Allerdings haben die Kunden die angebotene Leistung nicht abgerufen. Bei der ältesten Anlage Nr. 164 ist eine ähnliche Situation wie bei Nr. 165 gegeben.

Die Anlage Nr. 166 wurde nachträglich 1988 auf „Clean-Burn“ mit Abgaskatalysator umgerüstet. Die Anlage Nr. 164 wurde 1988 und die Anlage Nr. 162 im Jahr 1996 mit einem CO-Katalysator ausgestattet.

Die Anlagen Nr. 158, Nr. 161 und Nr. 165 sind bereits mit DLE-Technik ausgerüstet, wobei Nr. 158 mit einem CO-Katalysator auszurüsten ist. Die Anlage Nr. 162 wird auf DLE-Technik umgerüstet, die Anlagen Nr. 159 und Nr. 163 werden – abhängig von der prognostizierten Betriebsstunden-Entwicklung - auf DLE-Technik umzurüsten sein. Die An-

lage Nr. 164 wird mittelfristig auszutauschen sein. Sowohl bei der Anlage Nr. 160 als auch bei der Anlage Nr. 166 ist die Stilllegung geplant, wobei die Anlage Nr. 160 durch eine neue Gasturbine ersetzt wird. KWK nutzt keine der eingereichten Anlagen. Tabelle 51 zeigt eine Zusammenstellung der charakteristischen Größen für die Anlagengruppe Verdichterstationen.

Tabelle 51: Auswertungsebene III: Anlagengruppe Verdichterstationen

FWL in MW_{th}	An-lage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebs-weise (nach EIPPCB)	Jahresnutz-ungsstun-den	Volllast-faktor in %	KWK	Techn ik	Besonder heiten
< 50 (insg. > 50)	166	22	1985 (1988 Clean Burn + Abgas-Kat)	Mittellast	1784	83	Nein	Motor	Stilllegun g geplant
	163	26	1985 ()	Emergency	437	59	Nein	GT	ggf. DLE, Rekuperat or
	161	32	1998 ()	Mittellast	2781	85	Nein	GT	bereits DLE
	165	33	2009 ()	Emergency	8	79	Nein	GT	bereits DLE
	159	28	1992 ()	Mittellast	3168	64	Nein	GT	ggf. DLE, Rekuperat or
	164	43	1974 (1988 CO-Kat.)	Emergency	21	*	Nein	GT	mittelfrist . Austausch
> 50	160	53	1982 ()	Mittellast	2658	69	Nein	GT	Stilllegun g geplant, Ersatz
	162	62	1985 (1996 CO-Kat.)	Spitzenlast	456	92	Nein	GT	Umbau auf DLE
	158	67	2000 ()	Grundlast	5996	74	Nein	GT	bereits DLE, Einbau CO-Kat

* Durch die geringe Laufstundenzahl ergibt sich keine repräsentative Aussage zum Volllastfaktor. Die Gasturbine wurde nur zur Überprüfung ihrer Einsatzfähigkeit gestartet.

In Tabelle 52 und Abbildung 8 sind die Wirkungsgrade der Anlagen aufgetragen. Da die mechanische Nutzenergiemenge bei den Anlagen nicht erfasst wird und somit nicht angegeben ist, entfällt eine Berechnung der Nutzungsgrade und des Brenn-stoffausnutzungsgrads. Die Anlage Nr. 158 weist den höchsten Wirkungsgrad der Gasturbinen auf. Der Verbrennungsmotor (Anlage Nr. 166) liegt mit einem mechanischen Nettowirkungsgrad von 37,9 % deutlich über den Wirkungsgraden der älteren

Gasturbinen. Bei den Anlagen 159 und 163 wurde ein Rekuperator installiert, welcher die Abgaswärme zur Vorwärmung der Verbrennungsluft nutzt und den Wirkungsgrad steigert. Die älteste Anlage 164 hat mit 24,9 % den niedrigsten Wirkungsgrad, allerdings relativ niedrige Emissionskonzentrationen (s.u.).

Tabelle 52: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungsgrade der Anlagengruppe Verdichterstationen

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad (mech., nom.,) in %
< 50 (insg. > 50)	166	38
	163	33,8
	161	33,4
	165	34
	159	34,5
	164	24,9
> 50	160	35,3
	162	34,2
	158	38,9

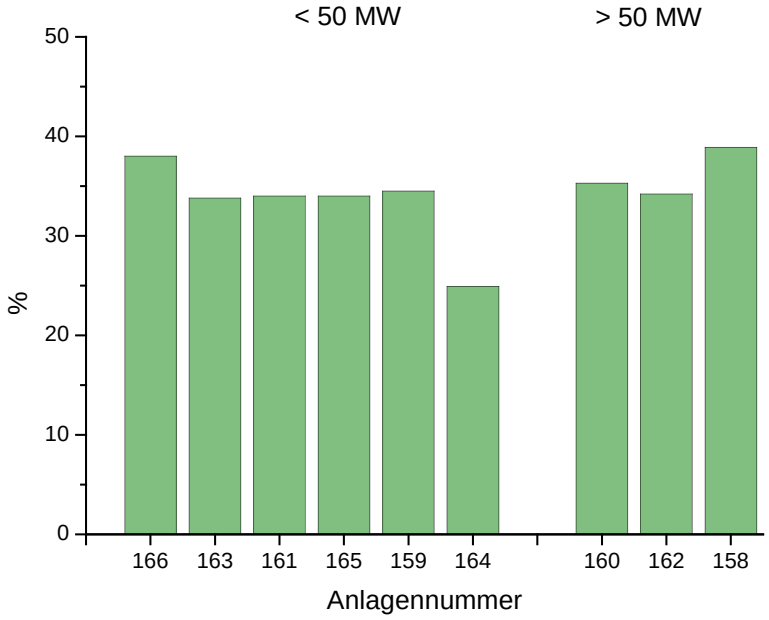

Abbildung 8: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Nominelle mechanische Wirkungsgrade der Anlagengruppe Verdichterstationen

Tabelle 53 zeigt die Emissionen mit dem Rauchgas der Referenzanlagen auf Verdichterstationen. Bei den Anlagen wurden keine Jahresmittelwerte angegeben, denn alle betrachteten Anlagen müssen aufgrund der geringen Größe (§ 15 Abs. 8 der 13. BImSchV: < 100 MW, Genehmigung nach TA Luft) keine kontinuierlichen Emissionsmessungen durchführen. In der Regel werden Einzelmessungen durchgeführt. Die angegebenen Messwerte beziehen sich auf unterschiedliche Referenzjahre und unterschiedliche Lastpunkte. Insofern ist die Bildung eines Mittelwertes nicht sinnvoll.

Aufgrund der realen Bedingungen im Gasnetz konnten häufig die Volllast-Punkte bei der Messung nicht angefahren werden. Zudem wurden auch Messpunkte angefahren, die unter 70 % Last liegen, für die der Grenzwert gemäß IED und 13. BImSchV nicht gilt. Eine Differenzierung in Lastbereiche über und unter 70 % Last ist insbesondere bei der DLE-Technik zwingend, da diese nur im oberen Lastbereich wirksam ist. Die Anlage Nr. 166 (Gasmotor) liegt nach Umrechnung des Bezugssauerstoffgehalts im Emissionsniveau der meisten Referenzanlagen-Gasturbinen ohne DLE-Technik. Die älteste Anlage Nr. 164 weist ohne Primärmaßnahmen verhältnismäßig niedrige NO_x-Werte auf. Der Vorteil der DLE-Technik ist im Lastbereich > 70 % an Hand der NO_x-Messwerte deutlich zu sehen. Die NO_x- und CO-Emissionen aller Anlagen sind zusätzlich in Tabelle 53 und den darauf folgenden Abbildungen dargestellt. Alle Anlagen halten die aktuellen Grenzwerte ein. Einige Messwert liegen außerhalb des grenzwertrelevanten Lastbereichs. Einzelheiten können dem Anlagenspezifischen Teil entnommen werden. Die angegebenen Messwerte sind nicht validiert.

Tabelle 53: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe Verdichterstationen

FWL Anlage in MW_{th}	Anlage	NO_X			CO		
		Min in mg/Nm³	Max in mg/Nm³	Primärmaßnahmen	Min.in mg/Nm³	Max in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen
< 50	166	260 bei 5 % O_2 (= 98 bei 15 % O_2)	733 bei 5 % O_2 (= 275 bei 15 % O_2)	Clean-Burn	230 bei 5 % O_2 (= 86 bei 15 % O_2)	245 bei 5 % O_2 (= 92 bei 15 % O_2)	Abgas-Kat.
	163	126	274		16	433	-
	161	> 70%: 19; < 70 %: 22	> 70 %: 32; < 70 %: 24	DLE	> 70 %: < 5; < 70 %: 22	> 70 %: 20; < 70 %: 33	-
	165	> 70 %: 23; < 70 %: 107	> 70 %: 63; < 70 %: 107	DLE	> 70 %: 7; < 70 %: 988	> 70 %: 17; < 70 %: 988	-
	159	132	266		< 10	<10	-
	164	44	85	-	23	31	CO-Katalysator
> 50	160	145	250		< 5	119	
	162	92	310		10	35	CO-Katalysator
	158	> 70 %: 39	> 70 %: 60	DLE	16	16	

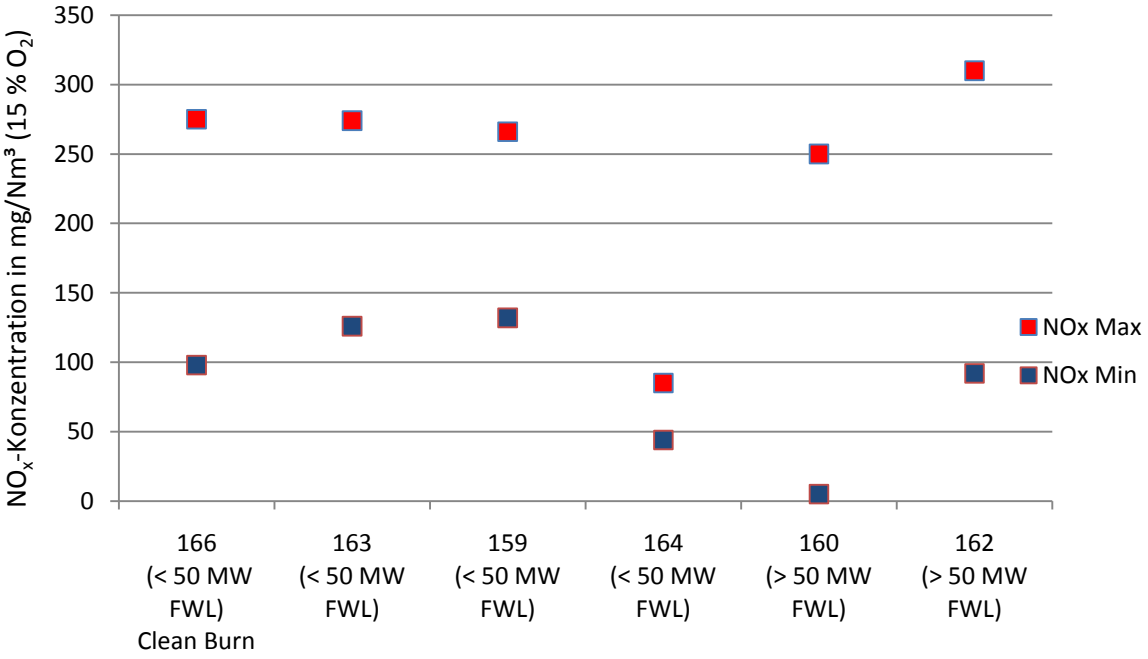

Abbildung 9: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen ohne DLE-Technik (Nr. 166 = Gasmotor mit Clean Burn, andere = Gasturbinen)**

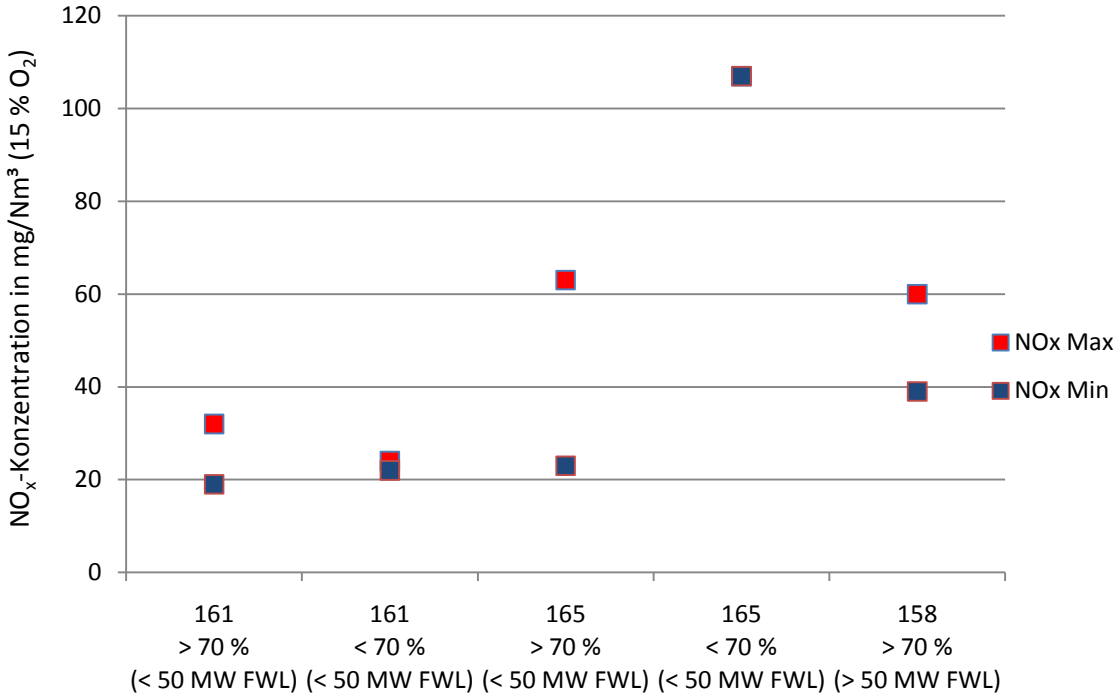

Abbildung 10: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: NOx Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen mit DLE-Technik (unterteilt in Lastbereiche > 70 % und < 70 %)**

Die in Abbildung 9 dargestellten Gasturbinen halten die Emissionsgrenzwerte gemäß Genehmigungsbescheid ein. Zur Einhaltung anstehend neuer Emissionsbegrenzungen

werden alle aufgeführten Anlagen modifiziert, bzw. ersetzt/stillgelegt. Bei den Anlagen Nr. 159, 162 und 163 sind Nachrüstungen von „Dry-Low-NO_x"-Brennkammern geplant. Die Anlage Nr. 166 wird stillgelegt, eine Ersatz-Gasturbine ist bereits installiert. Die Anlagen Nr. 160 und 164 werden stillgelegt und ersetzt bzw. mittelfristig ausgetauscht.

Alle in Abbildung 10 dargestellten Anlagen halten die Emissionsgrenzwerte gemäß Genehmigungsbescheid ein. Der Maximalwert der Anlage Nr. 165 liegt außerhalb des grenzwertrelevanten Lastbereiches.

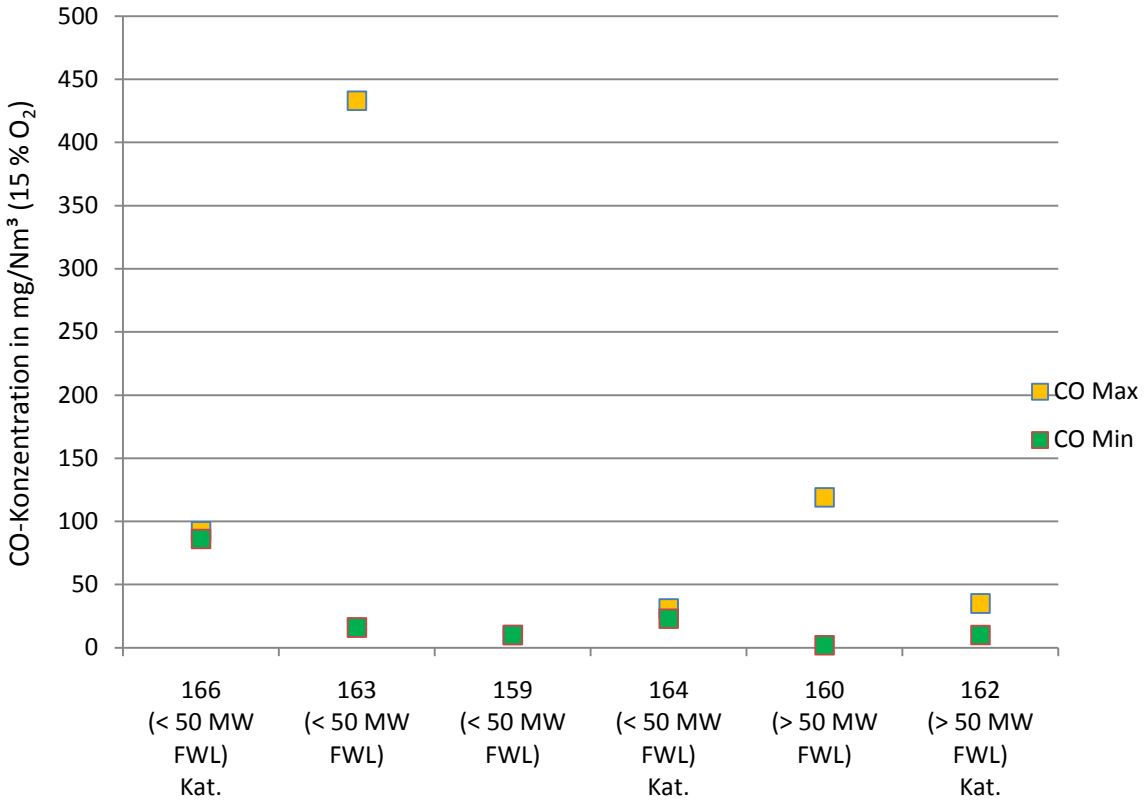

Abbildung 11: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen ohne DLE-Technik (Nr. 166 = Gasmotor, andere = Gasturbinen)**

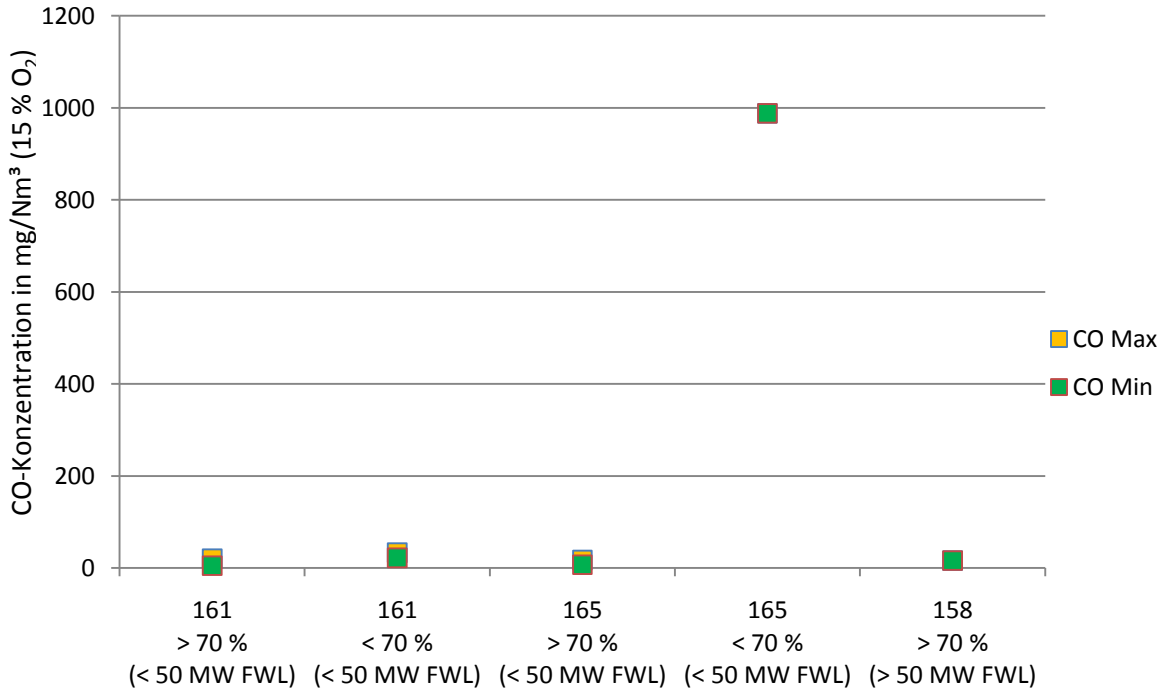

Abbildung 12: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe Verdichterstationen bei unterschiedlichen Lastpunkten für Anlagen mit DLE-Technik (unterteilt in Lastbereiche > 70 % und < 70 %)**

Alle angegebenen CO-Werte über 100 mg/Nm^3 liegen außerhalb des grenzwertrelevanten Lastbereiches > 70 %. Anlage Nr. 159 weist Messwerte unterschiedlicher Lastpunkte auf, die alle unter 10 mg/Nm^3 liegen. Bei der Anlage 158 wurde unterhalb von 70% Last kein CO gemessen, sie wird vorsorglich mit einem CO-Katalysator ausgerüstet werden.

Bei Verdichterstationen gibt es keinen Unterschied bei der mechanischen Energie zwischen brutto und netto. Da bei den Verdichterstationen keine Abwässer anfallen sind hierzu auch keine Angaben gemacht worden. Außerdem wurden in dieser Anlagengruppe von den Betreibern keine Templates für BVT eingereicht.

3.2.2.3 Anlagenbeispiele

Verdichterstation im Mittellastbetrieb, Anlagennummer 166

Bei Anlage Nr. 166 handelt es sich um eine 1985 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasmotor-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Speicher-Gesamtanlage mit insgesamt 73 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 21,6 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 8,2 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 38 %.

Tabelle 54 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 54: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 166

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,18E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	1783,7	1691
Volllastfaktor in %	%	83,0	-

Umweltaspekte

Tabelle 55 zeigt die Luftemissionen des Gasmotors. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. Zur Einhaltung der TA Luft wurde ein sog. Clean-Burn-Verfahren mit Abgaskatalysator installiert. Es ist zu erkennen, dass der Motor im Vergleich zu den sonst üblichen Gasturbinen ähnliche Emissionen aufweist, wenn der Referenzsauerstoffgehalt von 5 % berücksichtigt wird. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten.

Tabelle 55: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 166 (bei 5 % O_2-Bezugsgehalt)

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte
NO_x	mg/Nm3	260	-	-	-	-	733	-	Perio.	Nein	800
	kg/Jahr						13900				
CO	mg/Nm3	230	-	-	-	-	245	-	Perio.	Nein	650
	kg/Jahr						1410				

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters für den Betrieb eines Erdgasspeichers im Mittellastbetrieb. Die Außerbetriebnahme der Anlage ist zurzeit in Planung.

Verdichterstation im Spitzenlastbetrieb, Anlagennummer 163

Bei Anlage 163 handelt es sich um eine 1985 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 140 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 26,3 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 8,9 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 33,8 %.

Tabelle 56 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 56: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 163

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	6,76E+03	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	437	483
Volllastfaktor in %	%	59,0	-

Umweltaspekte

Tabelle 57 zeigt die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. NO_x wurde im Referenzjahr fünf Mal gemessen, CO ebenfalls. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte zum Teil außerhalb des für Grenzwerte relevanten Lastbereichs erhoben wurden. Der Emissionswert von 433 mg CO/Nm^3 ist kein Wert, der maßgeblich für den Dauerbetrieb ist, worauf sich der CO-Grenzwert nur bezieht.

Tabelle 57: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 163

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte
NO_x	mg/Nm^3	126	-	-	-	-	274	-	Perio.	Nein	340
	kg/Jahr						7950				
CO	mg/Nm^3	16	-	-	-	-	433	-	Perio.	Nein	100
	kg/Jahr						2380				

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters für den Erdgastransport im Spitzenlastbetrieb. Für 2014 ist gegebenenfalls die Installation einer DLE-Brennkammer geplant.

Verdichterstation im Mittellastbetrieb, Anlagennummer 161

Bei Anlage 161 handelt es sich um eine 1998 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Speicher-Gesamtanlage mit insgesamt 66 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 32 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 10,7 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 33,4 %.

Tabelle 58 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt der Betriebsstunden wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 58: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 161

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	7,60E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	2781	3336
Volllastfaktor in %	%	85,0	-

Umweltaspekte

Tabelle 59 und Tabelle 60 zeigen die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. Die Gasturbine verfügt über DLE-Technik. NO_x wurde im Referenzjahr fünf Mal gemessen, CO ebenfalls. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten. Die NO_x-Fracht betrug 10660 kg/Jahr, die CO-Fracht 3650 kg/Jahr.

Tabelle 59: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 161 bei > 70 % Last

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert
NO_x	mg/Nm^3	19	-	-	-	-	32	-	Perio.	Nein	88
CO	mg/Nm^3	< 5	-	-	-	-	20	-	Perio.	Nein	65

Tabelle 60: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 161 bei < 70 % Last

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert
NO_x	mg/Nm³	22	-	-	-	-	24	-	Perio.	Nein	-
CO	mg/Nm³	22	-	-	-	-	33	-	Perio.	Nein	-

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters für einen Erdgasspeicher im Mittellastbetrieb.

Verdichterstation im Emergency-Betrieb, Anlagennummer 165

Bei Anlage 165 handelt es sich um eine 2009 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 150 MWth Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 32,9 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 11,2 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 34 %.

Tabelle 61 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 61: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 165

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,19E+02	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	8	-
Volllastfaktor in %	%	79	-

Eine Besonderheit dieser Anlage ist, dass sie vom Betreiber des Gasnetzes für den Volllastbetrieb ausgelegt und genehmigt wurde. Aufgrund der besonderen Gegebenheiten im Erdgasnetz wurde die Anlage allerdings im Referenzjahr kaum betrieben, da die verfügbare Verdichterleistung vom Kunden nicht abgerufen wurde.

Umweltaspekte

Tabelle 62 zeigt die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass bei der Anlage aktuell NO_x und CO periodisch gemessen werden. Die Gasturbine verfügt über DLE-Technik. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten. Die NO_x-Fracht betrug 70 kg/Jahr, die CO-Fracht 90 kg/Jahr.

Tabelle 62: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 165 bei > 70 % Last

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm^3	23	-	-	-	-	63	-	Perio.	Nein	-	75
CO	mg/Nm^3	7	-	-	-	-	17	-	Perio.	Nein	-	100

Tabelle 63: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 165 bei < 70 % Last

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	107	-	-	-	-	107	-	Perio.	Nein	-	-
CO	mg/Nm³	988	-	-	-	-	988	-	Perio.	Nein	-	-

Es sei angemerkt, dass nur ein Messpunkt bei < 70 % Last vorliegt.

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters für den Erdgastransport im Spitzenlastbetrieb.

Verdichterstation im Mittellastbetrieb, Anlagennummer 159

Bei Anlage 159 handelt es sich um eine 1992 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 86 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 27,8 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 9,6 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 34,5 %.

Tabelle 64 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt der Betriebsstunden wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 64: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 159

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,62E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	3168,1	4910
Volllastfaktor in %	%	64	-

Umweltaspekte

Tabelle 65 zeigt die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. NO_x wurde im Referenzjahr vier Mal gemessen, CO ebenfalls. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten.

Tabelle 65: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 159

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte
NO_x	mg/Nm^3	132	-	-	-	-	266	-	Perio.	Nein	328
	kg/Jahr						6,5E+04				
CO	mg/Nm^3	< 10	-	-	-	-	< 10	-	Perio.	Nein	100
	kg/Jahr						3030				

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters im Mittellastbetrieb. Für 2014 ist die Nachrüstung einer DLE-Brennkammer geplant, um die Emissionswerte zu verringern.

Verdichterstation im Emergency-Betrieb, Anlagennummer 164

Bei Anlage 164 handelt es sich um eine 1974 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 81 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 42,5 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 10,6 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 24,9 %.

Tabelle 66 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 66: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 164

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,22E+03	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	21	17
Volllastfaktor in %	%	*	-

* Durch die geringe Laufstundenzahl ergibt sich keine repräsentative Aussage zum Volllastfaktor. Die Gasturbine wurde nur zur Überprüfung ihrer Einsatzfähigkeit gestartet.

Umweltaspekte

Tabelle 67 zeigt die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. Die Gasturbine verfügt über einen CO-Katalysator. NO_x wurde im Referenzjahr vier Mal gemessen, CO nur einmalig. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten.

Tabelle 67: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 164

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte
NO_x	mg/Nm^3	44	-	-	-	-	85	-	Perio.	Nein	300
	kg/Jahr						370				
CO	mg/Nm^3	23	-	-	-	-	31,2	-	Perio.	Nein	100
	kg/Jahr						60				

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters für den Erdgastransport im Spitzenlastbetrieb. Zur Emissionsminderung wurde ein CO-Katalysator installiert.

Verdichterstation im Mittellastbetrieb, Anlagennummer 160

Bei Anlage 160 handelt es sich um eine 1982 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 281 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 53,2 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 18,8 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 35,3 %.

Tabelle 68 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt der Betriebsstunden wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 68: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 160

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	9,72E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	2658,02	4260
Volllastfaktor in %	%	69,0	-

Umweltaspekte

Tabelle 69 zeigt die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. NO_x wurde im Referenzjahr zwölf Mal gemessen, CO ebenfalls. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten. Der Emissionswert von 118,8 mg CO/Nm^3 ist kein Wert, der maßgeblich für den Dauerbetrieb ist, worauf sich der CO-Grenzwert nur bezieht.

Tabelle 69: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 160

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte
NO_x	mg/Nm^3	145,4	-	-	-	-	250	-	Perio.	Nein	354
	kg/Jahr						1,2E+05				
CO	mg/Nm^3	4,5	-	-	-	-	118,8	-	Perio.	Nein	100
	kg/Jahr						8940				

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters im Mittellastbetrieb. Für 2014 ist die Stilllegung der Anlage mit anschließender Investition in eine Neuanlage geplant.

Verdichterstation im Spitzenlastbetrieb, Anlagennummer 162

Bei Anlage 162 handelt es sich um eine 1985 in Betrieb genommene erdgasbefeuerte Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 216 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 62 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 21,2 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 34,2 %.

Tabelle 70 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 70: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 162

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,59E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	456	611
Volllastfaktor in %	%	92	-

Umweltaspekte

Tabelle 71 zeigt die Luftemissionen der Gasturbine. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. Die Gasturbine verfügt über einen CO-Katalysator. NO_x wurde im Referenzjahr zehn Mal gemessen, CO ebenfalls. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Messwerte OTNOCs enthalten.

Tabelle 71: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 162

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte
NO_x	mg/Nm^3	92	-	-	-	-	310	-	Perio.	Nein	342
	kg/Jahr						3,19E+04				
CO	mg/Nm^3	10	-	-	-	-	35	-	Perio.	Nein	100
	kg/Jahr						1,15E+04				

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters für den Erdgastransport im Spitzenlastbetrieb. Zur Emissionsminderung

wurde in der Vergangenheit bereits ein CO-Katalysator installiert. Für 2013 ist zudem die Installation einer DLE-Brennkammer geplant.

Verdichterstation im Grundlastbetrieb, Anlagennummer 158

Bei Anlage 158 handelt es sich um eine 2000 in Betrieb genommene Gasturbine-Verdichter-Kombination. Sie ist Teil einer Transport-Gesamtanlage mit insgesamt 340 MW_{th} Feuerungswärmeleistung.

Die Feuerungswärmeleistung der hier beschriebenen TeilAnlage beträgt 66,5 MW_{th} und die mechanische Bruttoleistung in Form von Verdichtungsarbeit 25,9 MW_{mc}. Damit ergibt sich ein nomineller mechanischer Bruttowirkungsgrad von 38,9 %.

Tabelle 72 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt der Betriebsstunden wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 72: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 158

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,95E+05	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	5996	5133
Volllastfaktor in %	%	74,0	-

Umweltaspekte

Tabelle 73 zeigt die Luftemissionen der TeilAnlage. Hier ist zu erkennen, dass die Anlage aktuell nicht über eine kontinuierliche Emissionsmessung verfügt und NO_x und CO nur periodisch gemessen werden. Die Gasturbine verfügt über DLE-Technik. NO_x wurde im Referenzjahr vier Mal gemessen, CO nur ein Mal. Zukünftig ist vorsorglich die Nachrüstung eines CO-Katalysators geplant. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 15 %.

Tabelle 73: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 158 bei > 70 % Last

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm^3	39	-	-	-	-	60	-	Perio.	Nein	-	100
	kg/Jahr						3,6E+04					
CO	mg/Nm^3	16	-	-	-	-	16	-	Perio.	Nein	-	100
	kg/Jahr						6E+04					

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage produziert ausschließlich mechanische Energie zum Antrieb eines Erdgasverdichters im Grundlastbetrieb.

3.2.3 Gasbefeuerte Kessel

3.2.3.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen

Gasbefeuerte Kessel dienen der Umsetzung von verschiedenen gasförmigen Brennstoffen zur Erzeugung von thermischer und / oder elektrischer Energie. Die Verstromung von Erdgas in gasbefeuerte Kesseln wird in neueren, großen Anlagen aufgrund des im Vergleich zu GuD-Anlagen geringen Wirkungsgrades kaum noch durchgeführt. Es sind allerdings noch einige ältere erdgasbefeuerte Kessel zur reinen Stromerzeugung in Betrieb oder in Reserve. Erdgasbefeuerte Kessel werden häufiger im eher kleinen Leistungsbereich zur Erzeugung von Wärme eingesetzt. Im größeren Leistungsbereich finden sich gasbefeuerte Kessel zur Umsetzung von speziellen Gasen, wie Kuppelgasen aus der Eisen- und Stahlindustrie oder Prozessgasen aus der chemischen Industrie. Diese Kessel werden in der Regel in Grundlast betrieben. Entsprechende Emissionsminderungsmaßnahmen sind hauptsächlich von der Art und Qualität der eingesetzten Brennstoffe abhängig. Low-NO_x-Brenner sind nahezu immer in den untersuchten Anlagen installiert. Eine der gemeldeten Referenzanlagen ist zudem mit einer SCR-DeNO_x ausgestattet.

Eine Besonderheit der gasbefeuerten Kessel, die Kuppelgase einsetzen, ist, dass diese auf das spezifische Kuppelgasangebot der vorgelagerten Hütte/Kokerei optimiert sind. Teilweise sind in den Genehmigungen besondere Betriebszustände der Hütte/Kokerei und dadurch bedingte andere Kuppelgasqualitäten berücksichtigt. Nicht alle mit der Genehmigung erfassten Betriebsarten sind im Referenzzeitraum aufgetreten. Sie fehlen somit bei der Datenauswertung.

3.2.3.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV)

In der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel wurden insgesamt acht Questionnaires eingereicht. Wie der Tabelle 74 zu entnehmen ist, werden die Kessel 114-1 bis 114-3 nur in Spitzen- bis Mittellast betrieben. Sie dienen zur Absicherung der Fernwärmeversorung und werden mit Erdgas befeuert. Im Gegensatz zu der Anlage 114 wird in den anderen Anlagen nicht Erdgas sondern ein wasserstoffreiches Gasgemisch aus der chemischen Industrie bei Anlage 157 bzw. Kuppelgas (Gichtgas und Koksofengas) bei den Anlagen 144 und 145 als PrimärBrennstoff eingesetzt. Diese Anlagen stellen somit in der Anlagengruppe der gasbefeuerte Kessel eine Besonderheit dar. Für kuppelgasbefeuerte Kessel kann im europäischen Kontext bei einer größeren Anzahl von Referenzanlagen die Einführung einer eigenen Kategorie sinnvoll sein.

Tabelle 74: Auswertungsebene III: Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebsweise (nach EIPPCB)	Jahresnutzungsstunden	Volllastfaktor in %	KWK	Brennstoff	Besonderheiten
< 100	114-1	je 64	2000 ()	Spitzenlast	1489	55,3	Nein	Erdgas	3 gleiche Eckrohrkessel, nur Wärme
	114-2				1317	48,8			
	114-3		2004 ()	Mittellast	1561	51,4			
> 100 - 300	157-1	je 165	2010 ()	Grundlast	7452	36,1	Nein	75 % Wasserstoff, 25 % Erdgas	ChemieAnlage, 2 gleiche Kessel, nur Wärme
	157-2				6792	37,6			
> 300	145	550	2003	Grundlast	7871	91,7	Ja	84 % Gichtgas, 14 % Koksofengas, 1 % Erdgas	Kuppelgas-Anlage
	144-1	840	1975 ()	Grundlast	6933	48,3	Ja	67 % Gichtgas,, 22 % Koksofengas, 11 % Erdgas	Kuppelgas-Anlage, 2 gleiche Kessel, 144-2 DT-Retrofit +13MW
	144-2	840	1976 (2008)	Grundlast	7280	53,9	Ja	68 % Gichtgas,, 20 % Koksofengas, 11 % Erdgas	

Die anderen Anlagen werden dagegen in Grundlast betrieben und weisen sehr hohe Jahresnutzungsstunden auf. Die Anlage 157 dient ausschließlich der Prozessdampfversorgung wohingegen die Anlagen 144 und 145 hauptsächlich Strom erzeugen und nur in geringem Maße Wärme auskoppeln. Die Brennstoffausnutzungsgrade der Anlagen 144 und 145 sind, wie der Tabelle 75 zu entnehmen ist, aufgrund der vorwiegenden Stromproduktion deutlich geringer als die der ausschließlich Wärme produzierenden Anlagen.

Tabelle 75: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad (el., brutto, nom.) in %	Nutzungsgrad			BANG
			(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(netto) in %
< 100	114-1	-	-	-	94,6	94,6
	114-2	-	-	-	92,4	92,4
	114-3	-	-	-	94,2	94,2
> 100 - 300	157-1	-	-	-	92,0	92,0
	157-2	-	-	-	92,0	92,0
> 300	145	43,8	40,9	38,3	8,1	46,3
	144-1	36,5	40,8	38,0	1,6	39,6
	144-2	38,1	36,7	34,5	1,4	35,9

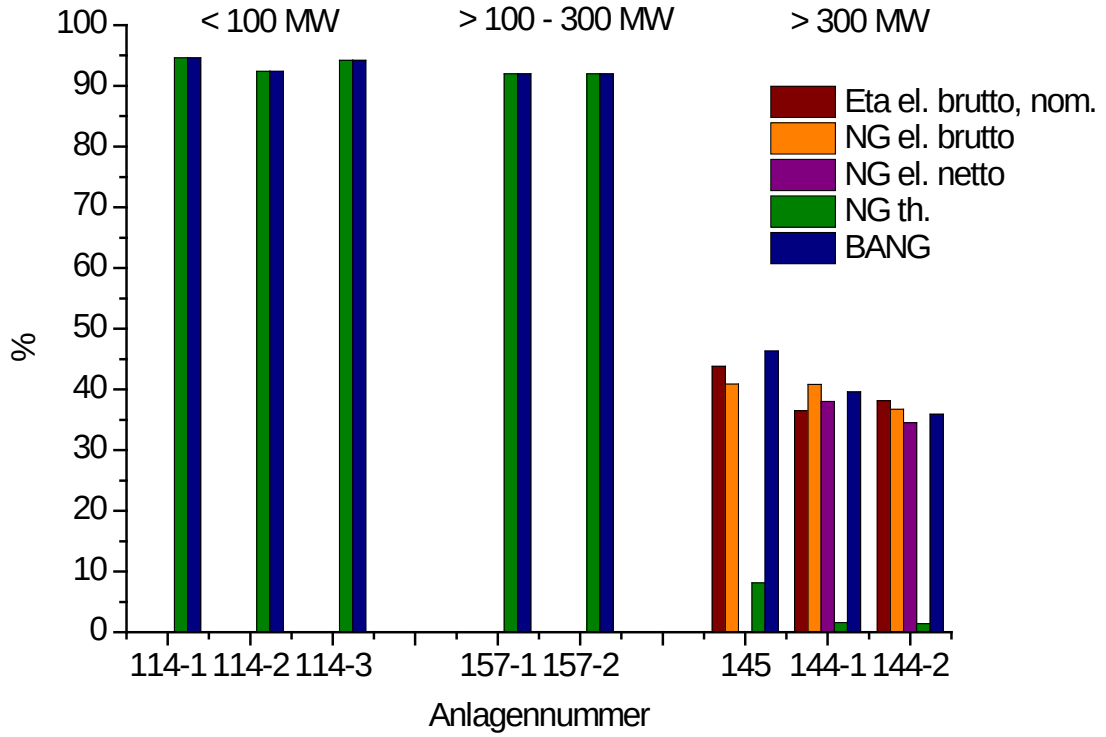

Abbildung 13: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

Die in Tabelle 76 dargestellten Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagen werden bis auf eine Ausnahme ohne Sekundärmaßnahmen erreicht. Nur die Anlage 145 hat eine SCR-Anlage zur NO_x-Reduktion installiert. Bei den Anlagen 144 und 145 ist besonders zu beachten, dass im Referenzzeitraum nicht alle genehmigten Betriebsweisen mit spezifischen Kuppelgasqualitäten gefahren wurden. Somit bildet die Auswertung nur einen Teil genehmigten und tatsächlich vorkommenden Betriebsweisen ab. Die geringen aller Anlagen Staubemissionen liegen darin begründet, dass nur gasförmige Brennstoffe eingesetzt werden. Die Anlagen 114 und 157 weisen keine SO_x-Emissionen auf, da schwefelarme Gase verbrannt werden. Die höheren CO-Emissionen der Anlage 145 lassen sich mit dem für diese Anlage spezifischen Brennstoffbezug (Menge und Qualität der Kuppelgase) begründen. Die Emissionen mit dem Rauchgas der verschiedenen Anlagen sind aufgrund der verschiedenen Brennstoffe und Brennstoffmischungen untereinander nur schwer zu vergleichen. Die Emissionen mit dem Rauchgas für die Auswertung der gasbefeuerten Kessel sind in Tabelle 77 und den folgenden Diagrammen zusammengefasst.

Tabelle 76: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

	NO_x		CO		Staub		SO_x	
Anlage	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen
114-1	85,0	-	6,2	-	0,04	-	-	-
114-2	91,3	-	2,0	-	0,04	-	-	-
114-3	76,0	-	1,7	-	0,00	-	-	-
157-1	69,6	-	2,0	-	-	-	-	-
157-2	70,6	-	1,0	-	-	-	-	-
145	84,1	SCR	22,8	-	2,60	-	114,1	-
144-1	58,4	-	1,0	-	1,80	-	98,5	-
144-2	57,3	-	1,1	-	3,30	-	106,7	-

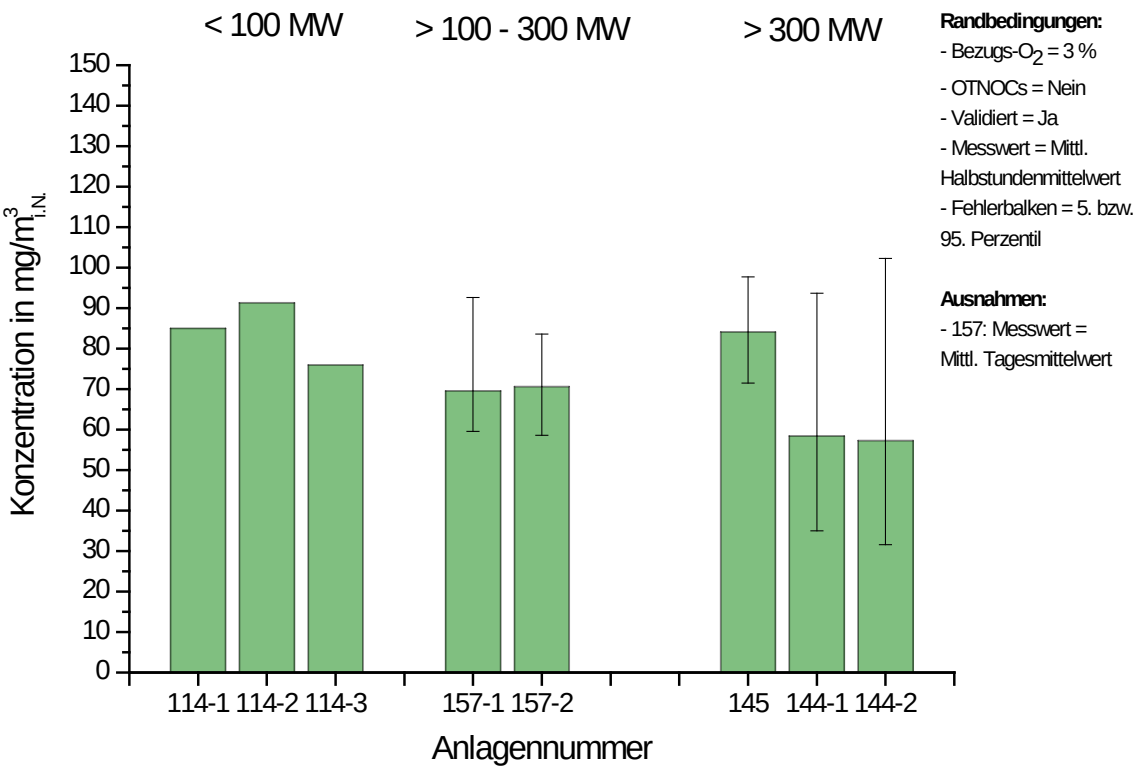

Abbildung 14: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

Es ist zu erkennen, dass die NO_x-Emissionen aller betrachteten gasbefeuerte Kessel in einem ähnlichen Bereich zwischen etwa 60 und 90 mg/Nm^3 im Jahresmittel liegen. Dies ist ebenfalls für die Anlage 145, die mit einer SCR-Entstickung ausgerüstet ist, festzustellen.

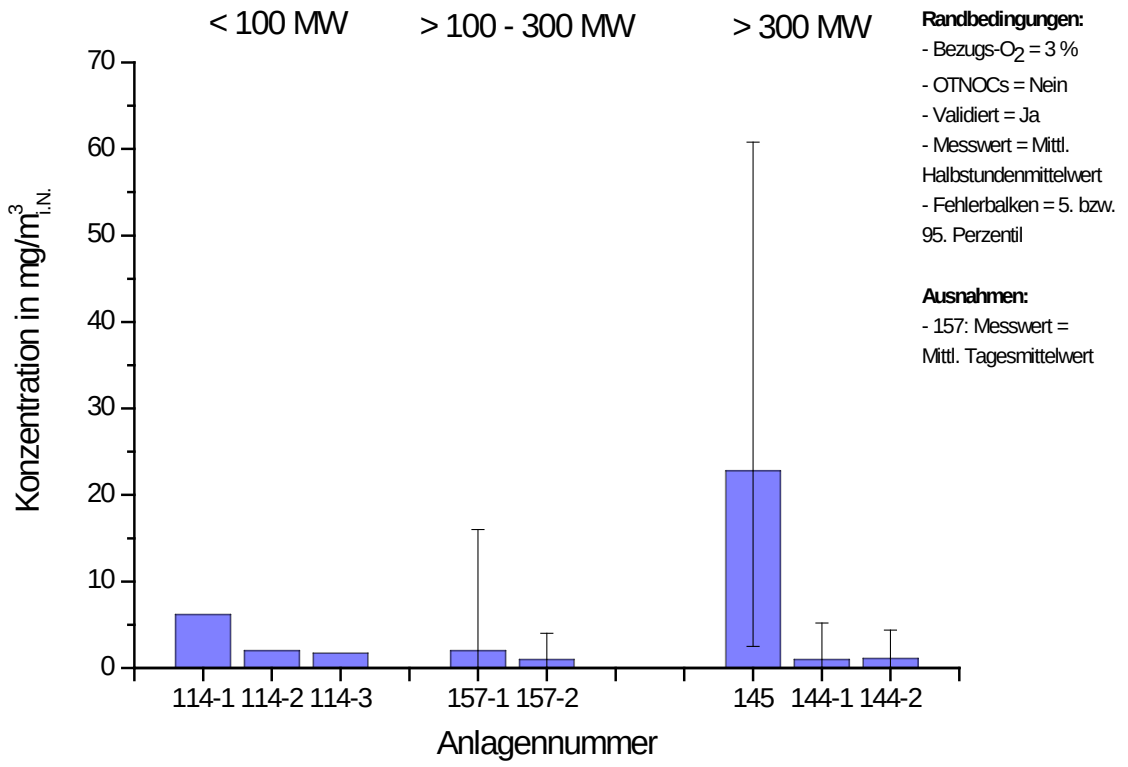

Abbildung 15: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

Es ist zu erkennen, dass die CO-Emissionen für alle Anlage mit Ausnahme der Anlage 145 deutlich unter 10 mg/Nm^3 liegen. Die höheren CO-Emissionen der Anlage 145 resultieren wie bereits erläutert aus dem spezifischen Brennstoffangebot des Hüttenwerks. In diesem Kontext wird nochmals darauf hingewiesen, dass die jeweils in den Fragebögen angegebenen Emissionswerte und Perzentile in Verbindung mit den hier auszugsweise dargestellten Auswertungen zu sehen sind. Nur in der gesamtheitlichen Betrachtung kann gewährleistet werden, dass sachgerechte Informationen daraus abgeleitet werden können.

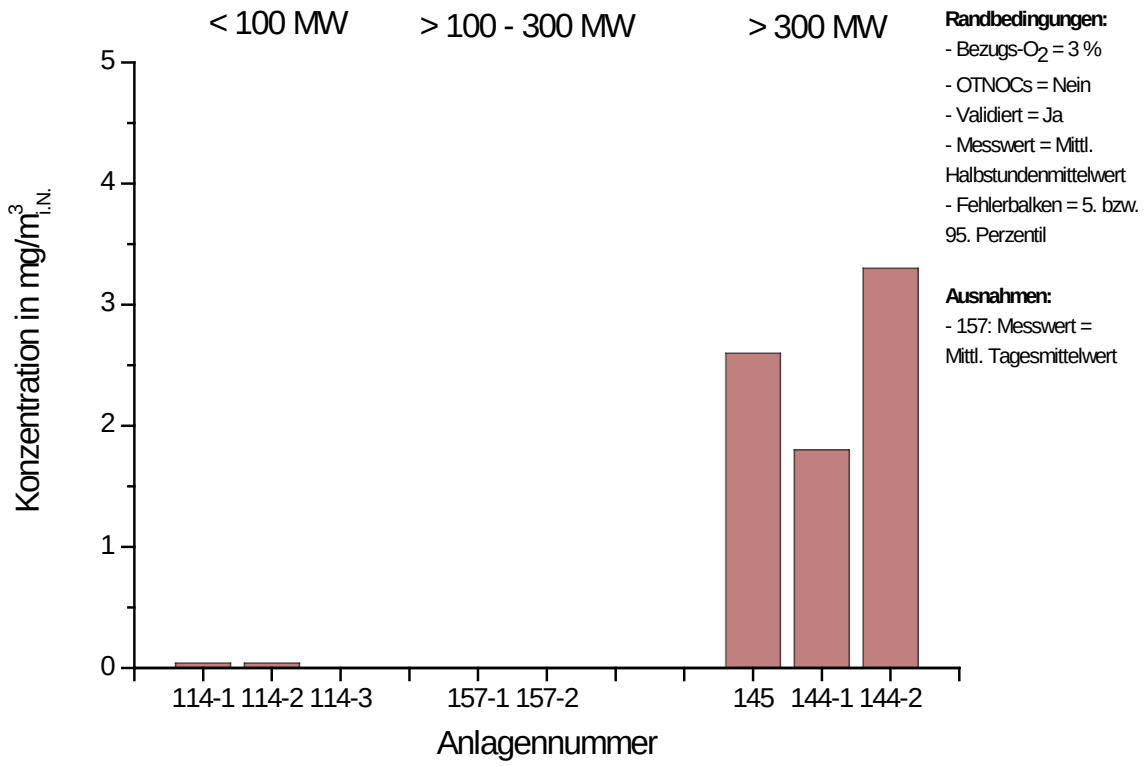

Abbildung 16: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staub Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

Die Staubemissionen der verschiedenen Kessel sind sehr unterschiedlich und primär vom Brennstoffeinsatz abhängig. So treten nur bei den kuppelgasbefeuerten Kesseln 144 und 145 überhaupt nennenswerte Staubemissionen von etwa 2 bis 4 mg/Nm^3 auf. Die Staubemissionen der Anlage 114 sind nahezu null und bei Anlage 157 werden die Staubemissionen nicht erfasst.

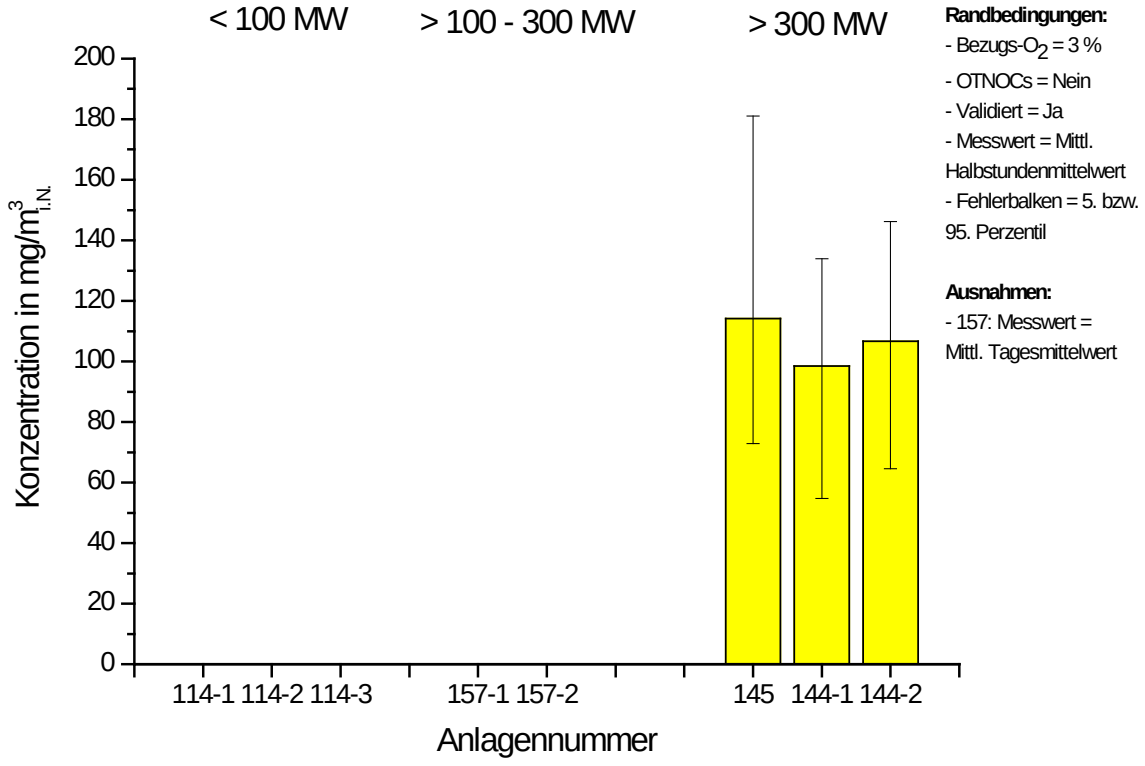

Abbildung 17: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

Bei den SO_x-Emissionen verhält es sich ähnlich wie bei den Staubemissionen. So treten nur bei den kuppelgasbefeuerten Kesseln aufgrund der eingesetzten Brennstoffqualitäten wesentliche SO_x-Emissionen auf. Bei den beiden anderen Anlagen werden diese aufgrund des nahezu schwefelfreien Brennstoffes nicht erfasst. Die SO_x-Emissionen der Anlagen 144 und 145 liegen bei rund 100 mg/Nm^3.

Die Randbedingungen und Ausnahmen der gasbefeuerten Kessel sind in Tabelle 77 dargestellt.

Tabelle 77: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Messwert	Brennstoff	Besonderheiten
Referenz	3	Nein	Ja	Durchschnitt HMW	Erdgas	-
114	-	-	-	-	-	Spitzenlast
144	-	-	-	-	67 % Gichtgas, 22 % Koksofengas, 11 % Erdgas	2 gleiche Kessel, Dampfturbinen retrofit
145	-	-	-	-	84 % Gichtgas, 14 % Koksofengas, 1 % Erdgas	Kuppelgas-Anlage
157	-	-	Nein	TMW	75 % Wasserstoff, 25 % Erdgas	ChemieAnlage, 2 gleiche Kessel, nur Wärme

Bis auf Anlage 144 fällt bei keiner der anderen Anlagen überwachungspflichtiges Abwasser an. Die Angaben über Abwässer der Anlage 144 sind in der detaillierten Anlagenbeschreibung aufgeführt.

In der Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel wurden von den Betreibern insgesamt 13 Templates für BVT eingereicht. Einzig für die Anlage 114 wurden keine Templates erstellt. Eine Übersicht über alle Templates ist in Tabelle 78 dargestellt.

Tabelle 78: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge für die Anlagengruppe gasbefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl Tem-plates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
< 100	114-1	0	-	-	-
	114-2	0	-	-	-
	114-3	0	-	-	-
> 100 - 300	157-1, 157-2	1	NO_X-armer Brenner für H_2 und Erdgas	Feuerung	Hoch
> 300	145	6	Brennstoffaufbereitung	Brennstoff	Mittel
			NO_X-armer Brenner und SCR	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel
			Wasserrezirkulation	Wasser	Mittel
			Vermeidung von Abfallprodukten	Feste Reststoffe	Mittel
			Wasseraufbereitung beim Abnehmer	Wasser	Mittel
			NO_X-armes Brennersystem	Feuerung	Mittel
	144-1, 144-2	6	Brennstoffaufbereitung	Brennstoff	Hoch
			NO_X-armer Brenner	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel
			Konfiguration Gesamtanlage	Gesamtanlage	Hoch
			Wasserrezirkulation	Wasser	Mittel
			Vermeidung von Abfallprodukten	Feste Reststoffe	Mittel
			Verwendung von Mischwasser und Industrieabwasser	Wasser	Mittel

3.2.3.3 Anlagenbeispiele

Erdgasbefeuerter Eckrohrkessel zur Wärmeerzeugung, Anlagennummer 114

Bei Anlage 114 handelt es sich um eine aus drei erdgasbefeuerten baugleichen Eckrohrkesseln bestehende Anlage zur Erzeugung von Fernwärme im Spitzenlastbetrieb. Als ErsatzBrennstoff kann Heizöl EL eingesetzt werden. Die ersten beiden Kessel wurden im Jahr 2000 in Betrieb genommen, der dritte Kessel im Jahr 2004. Die Kessel sind Teil einer Gesamtanlage mit 1596 MW_{th} Feuerungswärmeleistung. Das erzeugte Heißwasser für die Versorgung des Fernwärmenetzes einer großen deutschen Stadt hat Parameter von 20 bar und 150 °C.

Die Feuerungswärmeleistung jedes einzelnen Kessels beträgt 63,5 MW_{th}, die thermische Bruttoleistung 60,0 MW_{th}. Damit ergibt sich ein hoher nomineller thermischer Bruttowirkungsgrad von 94,9 %.

In Tabelle 79, Tabelle 80 und Tabelle 81 sind die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer der drei Kessel dargestellt. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 79: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 114 – Kessel 1

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,23E+04	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	4,95E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	1489	-
Volllastfaktor in %	%	55,3	-

Tabelle 80: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 114 – Kessel 2

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,08E+04	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	3,77E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	1317	-
Volllastfaktor in %	%	48,8	-

Tabelle 81: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 114 – Kessel 3

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,10E+04	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	4,80E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	1561	-
Volllastfaktor in %	%	51,4	-

Die Kessel wurden im Referenzjahr mit etwa 1500 h im Spitzenlastbereich betrieben. Der Volllastfaktor liegt bei etwa 50 %. Aus den Energiemengen ergeben sich thermische Nutzungsgrade von 94,6, 92,4 und 94,2 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Im Rauchgas werden Staub, NO_x und CO kontinuierlich gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen, wie insbesondere Low-NO_x-Brenner, direkt in den Kesseln eingesetzt.

In Tabelle 82, Tabelle 83 und Tabelle 84 sind die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen dargestellt. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 3 %.

Tabelle 82: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 114 – Kessel 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	67,8	-	84,95	-	-	93,19	HMW	Kont.	Ja	110	-
	kg/Jahr						4428,7					
CO	mg/Nm³	3,43	-	6,24	-	-	22,29	HMW	Kont.	Ja	50	-
	kg/Jahr						211,9					
Staub	mg/Nm³	0,02	-	0,04	-	-	0,09	HMW	Kont.	Ja	5	-
	kg/Jahr						1,5					

Tabelle 83: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 114 – Kessel 2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	81,81	-	91,3	-	-	98,99	HMW	Kont.	Ja	110	-
	kg/Jahr						3647,6					
CO	mg/Nm³	1,06	-	1,96	-	-	3,23	HMW	Kont.	Ja	50	-
	kg/Jahr						66,1					
Staub	mg/Nm³	0,02	-	0,04	-	-	0,14	HMW	Kont.	Ja	5	-
	kg/Jahr						1,2					

Tabelle 84: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 114 – Kessel 3

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	38,17	-	76,03	-	-	90,15	HMW	Kont.	Ja	110	-
	kg/Jahr						3961,5					
CO	mg/Nm³	0	-	1,74	-	-	10,29	HMW	Kont.	Ja	50	-
	kg/Jahr						70,9					
Staub	mg/Nm³	-	-	-	-	-	0,02	HMW	Kont.	Ja	5	-
	kg/Jahr						-					

Abwässer und feste Rückstände fällen im regulären Betrieb nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage wird flexibel anhand des Bedarfs an Fernwärme betrieben. Aus diesem Grund sind kurzfristige Lastwechsel erforderlich.

Prozessgasbefeuerte Kessel zur Wärmeerzeugung in der chemischen Industrie, Anlagennummer 157

Bei Anlage 157 handelt es sich um eine aus zwei gasbefeuerte Kesseln bestehende Anlage zur Erzeugung von Prozessdampf für die chemische Industrie. Beide Kessel wurden im Jahr 2010 in Betrieb genommen. Die Kessel sind Teil einer Gesamtanlage mit 880 MW_{th} Feuerungswärmeleistung. Als Brennstoff kam im Referenzjahr zu 75 % ein Produktgasstrom aus der chemischen Industrie zum Einsatz, bestehend aus 96 % Wasserstoff und 4 % Wasserdampf. Zusätzlich wurden die Kessel im Referenzjahr zu etwa 25 % mit Erdgas befeuert. Der erzeugte Prozessdampf hat Parameter von 49 bar und 400 °C.

Die Feuerungswärmeleistung der Kessel beträgt jeweils 165 MW_{th}, die thermische Bruttoleistung 153 MW_{th}. Damit ergibt sich ein nomineller thermischer Bruttowirkungsgrad von 92,7 %.

In Tabelle 85 und Tabelle 86 sind die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer der zwei Kessel dargestellt. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2011.

Tabelle 85: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 157 – Kessel 1

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,44E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	4,09E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,95E+05	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7452	-
Volllastfaktor in %	%	36,1	-

Tabelle 86: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 157 – Kessel 2

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,21E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,88E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,74E+05	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6792	-
Volllastfaktor in %	%	37,6	-

Die Kessel dienen ausschließlich zur Versorgung der chemischen Industrie mit Prozessdampf. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurden zwei Kessel (einer davon als Back-up) installiert, wodurch sich entsprechend niedrige Werte beim Vollastfaktor der beiden Kessel mit 37,6 % und 36,1 % ergeben. Die thermischen Nutzungsgrade ergeben sich zu 87,9 % bzw. 88,0 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für einen gasförmigen Brennstoff typischen Luftemissionen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen direkt in den Kesseln eingesetzt.

In Tabelle 87 und Tabelle 88 sind die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen CO und NO_x dargestellt. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 3 %.

Tabelle 87: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 157 – Kessel 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	55	61	71	84	87	100	TMW	Kont.	Nein	200	100
	kg/Jahr						27941					
CO	mg/Nm³	0	0	2	16	21	32	TMW	Kont.	Nein	100-160	50 - 80
	kg/Jahr						627					

Tabelle 88: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 157 – Kessel 2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	55	60	72	85	86	94	TMW	Kont.	Nein	200	100
	kg/Jahr						2,2E+04					
CO	mg/Nm³	0	0	1	4	7	17	TMW	Kont.	Nein	100 - 160	50 - 80
	kg/Jahr						1138					

Abwasser und feste Rückständen fallen nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage wird flexibel anhand des Bedarfs an Prozessdampf betrieben. Aus diesem Grund sind kurzfristige Lastwechsel erforderlich.

Um möglichst niedrige NO_x-Emissionen zu ermöglichen sind die Kessel mit Low-NO_x-Brennern ausgestattet. Es erfolgt eine Aufteilung der Verbrennungsluft in zwei Primärluftströme und einen Sekundärluftstrom, der Drall des Sekundärluftstroms kann über verstellbare Leitschaufeln reguliert werden deren Einstellung im Rahmen der Inbetriebnahme hinsichtlich optimaler Emissionswerte erfolgt. Die beschrieben Low-NO_x-Brenner zur emissionsarmen Verbrennung von wasserstoffreichen Brenngasen aber auch von Erdgas werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Kuppelgasbefeuerter Kessel zur Strom- und Wärmeerzeugung, Anlagennummer 145

Bei der Anlage 145 handelt es sich um eine aus einem Zwangsdurchlauferhitzer bestehende Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme in Form von Dampf. Als Brennstoff wird primär Hochofengas eingesetzt. Zudem wird die Anlage mit Koksofengas sowie geringen Mengen Erdgas befeuert. Der erzeugte Dampf wird in einer Kondensationsturbine entspannt. Der Kessel wurde im Jahr 2003 in Betrieb genommen. Die Kühlung des zugehörigen Kondensators erfolgt mit einem zwangsbelüfteten Nasskühlturm. Das Anlagenschema ist in Abbildung 18 dargestellt.

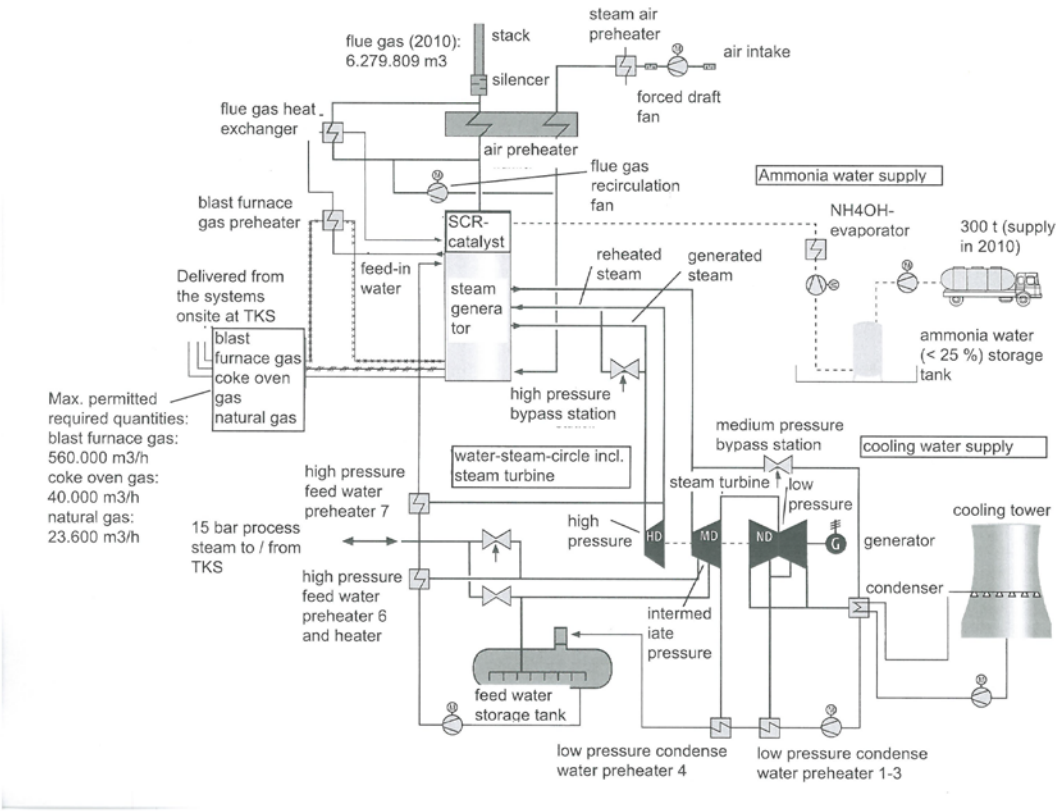

Abbildung 18: Anlagenschema für Anlage 145

Die Feuerungswärmeleistung beträgt 550 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 240,7 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 43,7 %.

In Tabelle 89 sind die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsstunden des Kessels dargestellt. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den langjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre (2006 - 2010) herangezogen.

Tabelle 89: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 145

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,97E+06	3,84E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,62E+06	1,61E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,52E+06	1,52E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,20E+05	3,16E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,20E+05	3,16E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7871	8017
Volllastfaktor in %	%	92	87

Der Kessel wurde im Referenzjahr knapp 8000 h mit etwa 92 % Auslastung betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Nutzungsgrad von 38,2 % sowie eine anteilige Wärmeabgabe an Dritte in Höhe von 8,1 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad betrug somit in 2010 46,3 %.

Umweltaspekte

In der Anlage wird überwiegend CO-reiches Kuppelgas verfeuert. Im Rauchgas werden NO_x, SO_x und CO kontinuierlich gemessen. Staub und NH_3 werden periodisch gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden sowohl Primär- (Low-NO_x-Brenner) als auch Sekundärmaßnahmen (DeNO_x mit SCR-Verfahren) eingesetzt. Diese werden in diesem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

In Tabelle 90 sind die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen dargestellt. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 3 %.

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Anlage im Referenzjahr 2010 nicht alle genehmigten Betriebszustände (wie z.B. Sonderbetriebszeiten bei Hochofenzustellung und Störungen an der Koksofenbatterie) aufgetreten sind und das dargestellte Emissionsverhalten daher nur auszugweise das Gesamtemissionsverhalten der Anlage widerspiegelt.

Tabelle 90: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 145

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	10,15	71,51	84,12	97,72	98,75	271,4	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						5,2E+05					
CO	mg/Nm³	0,7	2,51	22,75	60,81	71,34	200,9	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						1,4E+05					
NH_3	mg/Nm³	< 0,2	-	< 0,2	-	-	< 0,2	Einzelmessung	Perio.	Ja	200	3,8
	kg/Jahr						-					
Staub	mg/Nm³	2,3	-	2,6	-	-	3,2	Einzelmessung	Perio.	Ja	-	10
	kg/Jahr						1,6E+04					
SO_x	mg/Nm³	13,43	72,78	114,1	180,5	198,4	362,6	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						7E+05					

Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV.

Über das in der Anlage anfallende Abwasser sind keine Angaben vorhanden, da das Abwasser an das benachbarte Hüttenwerk abgeleitet und in der dortigen Aufbereitungsanlage behandelt wird.

Feste Kraftwerksnebenprodukte fallen in der Anlage nicht an. Die Vermeidung von Reststoffen wird in diesem Zusammenhang daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Besonderheiten

In der Anlage werden Gase, welche in einem benachbarten Hüttenwerk anfallen und dort vorbehandelt werden (u.a. entschwefelt), eingesetzt. Das Verbrennungssystem ist für die Verbrennung niederkalorischer Kuppelgase bei nur geringer Zufeuerung von Erdgas geeignet. Dies wird in dem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Zudem können die NO_x-Emissionsgrenzwerte durch Low-NO_x-Brenner und die Nachbehandlung mittels SCR-Technik sicher eingehalten werden. Die NO_x-Emissionsminderung wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Die Anlage kann flexibel auf das, abhängig von der Fahrweise des Hüttenwerks und der Kokerei, erzeugte Brennstoffangebot reagieren. Die auf das Brennstoffangebot abgestimmte Fahrweise wird daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Kuppelgasbefeuerte Kessel zur Strom- und Wärmeerzeugung, Anlagennummer 144

Bei der Anlage 144 handelt es sich um eine aus zwei baugleichen Zwangsdurchlauferhitzern bestehende Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme in Form von Dampf. Als Brennstoff wird primär Hochofengas eingesetzt. Zudem wird die Anlage mit Koksofengas sowie Erdgas befeuert. Der erzeugte Dampf wird in einer Kondensationsturbine entspannt. Die Kessel wurden in den Jahren 1975 und 1976 in Betrieb genommen, wobei der jüngere Kessel im Jahr 2008 mit einem leistungsstärkeren HD/ND-Dampfturbinensatz nachgerüstet wurde. Zur Kühlung dienen zwei Naturzug-Kühlturme.

Die Feuerungswärmeleistung jedes einzelnen Kessels beträgt 840 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung von Kessel 1 307 MW_{el}, die des nachgerüsteten Kessel 2 320 MW_{el}. Damit ergeben sich nominelle elektrische Bruttowirkungsgrade von 36,5 % bzw. 38,1 %.

In Tabelle 91 und Tabelle 92 sind die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsstunden der zwei Kessel dargestellt. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den langjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre (2006 - 2010) herangezogen.

Tabelle 91: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 141 - Einheit 1

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,81E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,15E+06	1,11E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,07E+06	1,04E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	4,50E+04	3,76E+04
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	4,50E+04	3,76E+04
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6933	6187
Volllastfaktor in %	%	48,26	-

Tabelle 92: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 141 - Einheit 2

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,29E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,21E+06	1,20E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,14E+06	1,12E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	4,72E+04	5,47E+04
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	4,72E+04	5,47E+04
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7280	6984
Volllastfaktor in %	%	53,86	-

Die Kessel wurden im Referenzjahr etwa 7000 h betrieben. Der Volllastfaktor beträgt dabei jeweils etwa 50 %. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Nutzungsgrade

von 38,1 % und 34,6 % sowie eine anteilige Wärmeabgabe an Dritte in Höhe von 1,6 % bzw. 1,4 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad betrug somit in 2010 für Kessel 1 39,7 % und für Kessel 2 36 %.

Umweltaspekte

In der Anlage wird überwiegend CO-reiches Kuppelgas verfeuert. Im Rauchgas werden, NO_x, SO_x und CO kontinuierlich gemessen. Staub wird wiederkehrend gemessen. Zur Minderung der Luftemissionen werden ausschließlich Primärmaßnahmen, wie insbesondere Low-NO_x-Brenner, direkt in den Kesseln eingesetzt. Diese werden in diesem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

In Tabelle 93 und Tabelle 94 sind die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der kontinuierlich gemessenen Luftemissionen dargestellt. Zu berücksichtigen ist hier, dass die Messwerte validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 3 %.

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Anlage im Referenzjahr 2010 nicht alle genehmigten Betriebszustände (wie z.B. Sonderbetriebszeiten bei Hochofenzustellung und Ein-Hochofen-Betrieb) aufgetreten sind und das dargestellte Emissionsverhalten daher nur auszugweise das Gesamtemissionsverhalten der Anlage widerspiegelt.

Tabelle 93: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 144 - Einheit 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	9,1	35	58,42	93,68	100,55	233	HMW	Kont.		270	135
	kg/Jahr	2,6E+05								Ja		
CO	mg/Nm³	0	0	0,95	5,2	8,9	81,2	HMW	Kont.		100	50
	kg/Jahr	5584								Ja		
Staub	mg/Nm³	0,5	N.A.	1,8	N.A.	N.A.	4,0	Einzelmessung	Perio.		-	10
	kg/Jahr	7808								Ja		
SO_x	mg/Nm³	4,1	54,65	98,45	133,85	142,9	211	HMW	Kont.		400	200
	kg/Jahr	4,2E+05								Ja		

Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV

Tabelle 94: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 144 - Einheit 2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
NO_x	mg/Nm³	15,3	31,6	57,28	102,3	109,8	162,8	HMW	Kont.	Ja	270	135
	kg/Jahr						2,6E+05					
CO	mg/Nm³	-	-	1,13	4,4	6,8	83,2	HMW	Kont.	Ja	100	50
	kg/Jahr						5653					
Staub	mg/Nm³	1,9	N.A.	3,3	N.A.	N.A.	4,5	Einzelmessung	Perio.	Ja	-	10
	kg/Jahr						14737					
SO_x	mg/Nm³	15,5	64,6	106,7	146,2	155,5	246,6	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						4,6E+05					

Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV

Das Abwasser beider Dampfsysteme wird in einer Anlage behandelt und anschließend gemeinsam mit dem unbehandelten Abwasser aus dem Kühlsystem in ein Gewässer abgegeben. Die Emissionen sind in Tabelle 95 dargestellt.

Tabelle 95: Wasseremissionen der Anlage 144

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1417604	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	16,7	20,78	28	-	-	-	-	33
pH		8,52	8,69	8,79	-	-	-	-	6,5 bis 9
TSS	(mg/l)	1	5,77	14,8	Einzelmessung	Stichprobe	Nein	10	50
	(kg/Jahr)			8179,58					
COD	(mg/l)	-	-	-	-	-	-	-	30
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	3,3	3,82	4,18	Einzelmessung	Stichprobe	Nein	7	90
	(kg/Jahr)			5415,25					
P (total)	(mg/l)	0,08	0,51	1,24	Einzelmessung	Stichprobe	Nein	10	3
	(kg/Jahr)			722,98					

Feste Kraftwerksnebenprodukte fallen in der Anlage nicht an. Die Vermeidung von Reststoffen wird in diesem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Besonderheiten

In der Anlage werden Gase, welche in einem benachbarten Hüttenwerk anfallen und dort vorbehandelt werden (u.a. entschwefelt), eingesetzt. Das Verbrennungssystem ist durch jeweils spezifische Low-NO_x-Brenner für alle drei Gase (Hochofengas, Koksofengas, Erdgas) geeignet. Dies wird in dem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Die Anlage kann flexibel auf das, abhängig von der Fahrweise des Hüttenwerks und der Kokerei, erzeugte Brennstoffangebot reagieren. Die auf das Brennstoffangebot abgestimmte und optimierte Fahrweise wird daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

3.3 Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen

Die Anlagentechnik und die Emissionsminderungsmaßnahmen haben sich im Vergleich zum Vorgängerbericht von 2002 nicht grundsätzlich verändert. Für eine detaillierte Beschreibung wird daher auf diesen verwiesen[5].

3.3.1 Darstellung der Ergebnisse (III. und IV. Ebene)

In der Anlagengruppe der flüssigbefeuerten GFA wurden nur zwei Anlagen eingereicht. Bei der Anlage 115 handelt es sich um eine gemeinsame Anlage („Combustion Installation") mit einer Feuerungswärmeleistung von insgesamt 168 MW_{th} aufgeteilt auf 6 Großwasserraumkesseln, deren Rauchgas über zwei Kamine abgeleitet wird. Die Anlage wird als Spitzenlast-Anlage betrieben und kam im Referenzjahr auf 500 Jahresnutzungsstunden. Die aus 2 Gasturbinen bestehende Anlage 112 wird in zwei Questionnaires aufgeteilt. Beide Gasturbinen der Anlage 112 kommen nur auf sehr geringe Jahresnutzungsstunden von fünf bzw. zehn Stunden und werden als Emergency-Gasturbinen betrieben. Aufgrund der geringen Auslastung ist für die Anlage 112 keine Emissionsmessung durchgeführt worden. In Tabelle 96 ist die dritte Auswertungsebene mit wichtigen Anlagenmerkmalen dargestellt.

Tabelle 96: Auswertungsebene III: Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen

FWL in MW_{th}	Anlage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebsweise (nach EIPPCB)	Jahresnutzungsstunden	Volllastfaktor in %	KWK	Technik	Besonderheiten
< 50 (insg. > 100)	115	6 x 28	2004 ()	Spitzenlast	500	39,7	Nein	Kessel	6 Großwasserraumkessel
> 100 - 300	112-1	119	1980 (2008)	Emergency	5	97,2	Nein	GT	2 GT, keine Emi-Messung erforderlich (< 300 h Betrieb)
	112-2				10				

Die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagen sind in Tabelle 97 dargestellt. Anlage 115 weist verglichen mit der Anlage 112 einen deutlich höheren Brennstoffausnutzungsgrad auf. Dies liegt daran, dass die Anlage 115 ausschließlich Wärme und die Anlage 112 ausschließlich elektrische Energie erzeugt. Da nur für die Anlage 115 Emissionen mit dem Rauchgas gemessen wurden, werden diese an dieser Stelle nicht aufgeführt sondern auf die detaillierte Anlagenbeschreibung verwiesen. Die Referenz und Ausnahmen für die Auswertung der flüssigbefeuerten Anlagen sind in Tabelle 98 zusammengefasst. Wasseremissionen sind für beide Anlagen nicht vorhanden.

[5] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht

Tabelle 97: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(netto) in %
< 50 (insg. > 100)	115	-	-	-	92,1	92,1
> 100-300	112-1	25,2	24,9	24,6	-	24,6
	112-2	25,2	24,8	24,6	-	24,6

Tabelle 98: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Messwert	Brenn-stoff	Besonderheiten
Referenz	3	Nein	Ja	Durchschnitt HMW	HEL	-
115	-	Ja	-	-	-	6 Großwasserraumkessel
112	15	-	-	-	-	2 GT, keine Emi-Messung erforderlich (< 300 h Betrieb)

Für beide Anlagen wurde, wie in Tabelle xy ersichtlich, jeweils ein Template für BVT eingereicht. Beide Templates beziehen sich auf die Konfiguration der Gesamtanlage und das Abfangen von Lastspitzen. Bei Anlage 115 handelt es sich um Lastspitzen im Fernwärmenetz, wohingegen sich das Template von Anlage 112 auf Lastspitzen im elektrischen Netz bezieht. Tabelle 99 fasst diese Vorschläge zusammen.

Tabelle 99: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge für die Anlagengruppe flüssigbefeuerte Anlagen

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl Templates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
< 50 (insg. > 100)	115	1	Konfiguration Gesamtanlage (Abfangen von Lastspitzen oder Anlagenausfällen in Fernwärmenetz, Low-NO_x-Brenner)	Gesamtanlage	Mittel
> 100 - 300	112-1, 112-2	1	Konfiguration Gesamtanlage (Abfangen von Lastspitzen, schnelle Lastwechsel)	Gesamtanlage	Gering

3.3.2 Anlagenbeispiele

Großwasserraumkessel zur Spitzenlastwärmeerzeugung, Anlagennummer 115

Bei Anlage 115 handelt es sich um sechs baugleiche, mit Heizöl EL befeuerte Großwasserraumkessel zur Spitzenlast-Fernwärmeerzeugung und zur Besicherung der Heizleistung eines benachbarten Kohlekraftwerkes. Die sechs Kessel sind in einem gemeinsamen Gebäude aufgestellt, die Rauchgase werden über zwei separate Kamine abgeleitet. Die Anlage wurde im Jahr 2004 in Betrieb genommen. Der Betriebsdruck liegt bei etwa 10 bar, die Temperatur des austretenden Heißwassers je nach Wärmebedarf im Fernwärmenetz bei 90 bis 135 °C.

Die Feuerungswärmeleistung der Kessel beträgt jeweils 28 MWth und die thermische Leistung 26,17 MW. Damit ergibt sich ein nomineller thermischer Wirkungsgrad von 93,5 %. Tabelle 100 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Durchschnittliche Betriebsdauer aller Kessel. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 100: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 115

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,78E+04	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	2,56E+04	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	2,56E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	324,1	-
Volllastfaktor in %	%	51,1	-

Die Durchschnittliche Anzahl der Betriebsstunden aller 6 Heißwassererzeuger im Referenzjahr lag bei 324,1 h. Der Volllastfaktor lag im Durchschnitt bei 51,1 %. Der thermische Nutzungsgrad betrug insgesamt 92,1 %.

Umweltaspekte

Aufgrund des schadstoffarmen Brennstoffes Heizöl EL emittiert die Anlage nur geringe Mengen an Luftschadstoffen. Entsprechend der behördlichen Vorgaben werden in der Anlage nur die Schadstoffe Staub und CO kontinuierlich gemessen. Die Messwerte des Referenzjahres sind in Tabelle 101 dargestellt. Es handelt sich um validierte Werte, die OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 3 %.

Tabelle 101: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 115

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0,36	0,484	0,67	0,767	2,38	HMW	Kont.		-	1
	kg/Jahr						-			Ja		
NO_x	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	Schätzwert		400	200
	kg/Jahr						7000			Ja		
CO	mg/Nm³	0	0	1,494	5,553	6,807	134,1	HMW	Kont.		160	80
	kg/Jahr						170			Ja		

Da die Anlage ausschließlich mit Heizöl EL betrieben wird, Low-NO_x-Brenner besitzt und nur eine verhältnismäßig geringe Anzahl an Betriebsstunden aufweist, ist eine kontinuierliche NO_x-Messung laut behördlicher Genehmigung nicht erforderlich. Die mittlere NO_x-Konzentration liegt bei rund 170 mg/Nm³. Wegen der v.g. Primärmaßnahmen (Einsatz des sauberen Brennstoffs Heizöl EL, Maßnahmen zur NO_x-Begrenzung) sind keine zusätzlichen Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung erforderlich.

Abwasser und feste Rückstände fallen beim Betrieb der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage wird zur Besicherung der Fernwärmeerzeugung bei Ausfall anderer Anlagen oder bei hohem Wärmebedarf eingesetzt. Aufgrund des umweltfreundlichen Brennstoffs und der Low-NO_x-Brenner entstehen nur geringe Emissionen. Diese Eigenschaften der Anlage sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Gasturbine zur Spitzenlaststromerzeugung, Anlagennummer 112

Bei Anlage 112 handelt es sich um zwei baugleiche, mit Heizöl EL befeuerte Gasturbinen zur Spitzenlast-Stromerzeugung mit separaten Kaminen. Diese Gasturbinen sind Teil einer Gesamtanlage, die ebenfalls noch eine GuD-Anlage (Anlagennummer 111) umfasst. Die hier beschriebene Spitzenlast-Anlage wurde im Jahr 1980 errichtet und war ursprünglich ebenfalls eine GuD-Anlage. Im Jahr 2008 wurden dann die Abhitzedampferzeuger entfernt und die verbliebenen Gasturbinen ab da in der jetzigen Konfiguration genutzt.

Die Feuerungswärmeleistung der beiden Spitzenlastgasturbinen beträgt jeweils 119 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 30 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 25,2 %.

Tabelle 102 und Tabelle 103 zeigen die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer der beiden Gasturbinen. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 102: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 112 – GT 1

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,78E+02	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,44E+02	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,42E+02	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	5	-
Volllastfaktor in %	%	97,2	-

Tabelle 103: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 112 – GT 2

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,10E+03	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,73E+02	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,71E+02	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	9,5	-
Volllastfaktor in %	%	97,2	-

Es ist deutlich die mit 5 bzw. 9,5 sehr geringe Anzahl an Betriebsstunden zu erkennen. In diesen Zeiträumen wurde die Anlage in Volllast betrieben. Der elektrische Nettonutzungsgrad beider Turbine betrug 24,6 %.

Umweltaspekte

Da die Anlage maximal 300 h pro Jahr betrieben werden darf, ist keine Emissionsmessung im Rauchgas erforderlich. Zur primärseitigen Verminderung der NO_x-Emissionen sind die Gasturbinen mit einer Wasserinjektion ausgestattet.

Abwasser und feste Rückstände fallen in der Anlage nicht an.

Besonderheiten

Die Anlage wird ausschließlich zur Deckung von Lastspitzen im Netz genutzt. Die Durchschnittliche Betriebszeit pro Jahr ist mit maximal 20 h pro Jahr angegeben. Die alte GuD-Anlage wurde aufgrund der Markterfordernisse zur jetzigen Spitzenlastanlage umgerüstet. Die besondere Betriebsweise und die Anlagenkonfiguration sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

3.4 Techniken für die Verbrennung von festen Brennstoffen

Für die Verbrennung fester Brennstoffe werden ausschließlich Kessel eingesetzt. Mögliche Feuerungsarten sind hierbei Staubfeuerungen, Wirbelschichtfeuerungen und Rostfeuerungen. Die in Deutschland eingesetzten FestBrennstoffe im Sinne des Anhang V der Industrieemissionenrichtlinie sind Steinkohlen, Braunkohlen (aus den Braunkohlerevieren Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz und Helmstedt) und naturbelassene Biomasse („BioBrennstoffe“). Darüber hinaus werden in vielen Anlagen auch unter das Abfallrecht (Anhang VI der IED) fallende feste Abfälle, Tiermehl, Klärschlamm, Altholz und ErsatzBrennstoffe eingesetzt. Die feststoffbefeuerten Kessel dienen bis auf wenige hier nicht weiter betrachtete Ausnahmen immer der Stromerzeugung mittels eines Dampfkraftprozesses, oft auch im KWK-Betrieb.

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurde an 25 feststoffbefeuerten Anlagen eine Datenerhebung durchgeführt, wobei 35 Questionnaires eingereicht wurden. In der II. Ebene lassen sich die Anlagen folgendermaßen weiter nach Brennstoff und Anlagentechnik einordnen:

Tabelle 104: Auswertungsebene II: Einteilung der feststoffbefeuerten Anlagen

	Steinkohle	Braunkohle	Biomasse
FWL in MW_{th}	Kessel	Kessel	Kessel
< 100	-	-	5
> 100 - 300	1	1	-
> 300	14	14	-

Bei den deutschen, mit festen Brennstoffen befeuerten Anlagen wurden mit jeweils 15 Questionnaires hauptsächlich braun- und steinkohlebefeuerte Anlagen erfasst. Zusätzlich wurden vier biomassebefeuerte Anlagen erfasst. Die Stein- und Braunkohlekessel besitzen bis auf zwei Industriekraftwerke eine Feuerungswärmeleistung von über 300 MWt_h und sind damit überwiegend den Großkraftwerken zuzuordnen. Oberhalb dieser Leistungsgrenze bedarf es sowohl für die Steinkohle-, als auch für die Braunkohlekraftwerke einer weiteren Differenzierung der Leistungsklassen. Die differenzierte Einteilung der Anlagen in diverse Feuerungswärmeleistungsklassen - sachgerechter Weise insbesondere oberhalb von 300 MW_{th} - wird wie folgt begründet:

Die in der EU im Einsatz befindlichen Kraftwerke sind bezüglich ihrer Anlagen- und Verfahrenstechnik auf die besonderen Anforderungen an den jeweiligen Standorten zugeschnitten. Demzufolge sind die Kraftwerksblöcke mit spezifischen Techniken u.a. zur Wasseraufbereitung, Brennstoffbeschickung, Rauchgas- und Abwasserwasserreinigung ausgerüstet sowie mit entsprechenden Kühlsystemen ausgestattet.

Die im weiteren Novellierungsprozess des BVT-Merkblattes GFA zu berücksichtigenden Daten und Informationen zum Stand der Technik müssen daher die tatsächlich vorzufindenden Anlagenkonzepte und -Betriebsweisen in sachgerechter Weise abbilden. Hierfür sind aussagekräftige und nachvollziehbare Referenzanlagendaten erforderlich, die in erster Näherung eine Klassierung nach der Anlagenkapazität (ausgedrückt in Spannbreiten der Feuerungswärmeleistung) erfordern.

Eine Einordnung der braun- und steinkohlebefeuerten Referenzanlagen lediglich in zwei Kapazitätsklassen mit einem Schwellenwert von 300 MW_{th} ist demnach nicht

aussagekräftig genug. Sie wird dem mittlerweile deutlich vorangeschrittenen Stand der Technik keineswegs gerecht. Daher wird die zweckmäßige zusätzliche Differenzierung in die folgenden Blockklassen nicht nur entsprechend der IED für Blöcke kleiner als 300 MW_{th} erforderlich, sondern auch für größere Einheiten:

Braunkohle:
- 300 – 1000 MW_{th}
- 1000 – 2000 MW_{th}
- > 2000 MW_{th}

Steinkohle:
- 300 – 800 MW_{th}
- 800 – 1600 MW_{th}
- > 1600 MW_{th}

Mit dieser differenzierten Unterteilung können Anlagen- und verfahrensspezifische Charakteristika für Braun- sowie für Steinkohlekraftwerke repräsentativ und aussagekräftig abgebildet werden. Dieser Vorschlag zur Klasseneinteilung hat bei der Auftaktsitzung der Technical Working Group Anklang gefunden. Zudem wurde in diesen Klassen eine weitere Differenzierung über die Betriebsstunden mit dem Schwellenwert von 4000 Stunden pro Jahr vorgeschlagen.

Die als Referenz in Frage kommenden Bestandsanlagen in der EU sind durch spezifische Erneuerungs- und Nachrüstmaßnahmen kontinuierlich an den Stand der Technik angepasst worden. Mit den vorgenannten Unterteilungen wird diesen umfangreichen klimaschutz- und effizienzsteigernden Maßnahmen entsprechend Rechnung getragen.

Die Biomassekessel sind hingegen aufgrund der aktuellen Begrenzung der nationalen Förderung unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf 20 MW_{el} pro EinzelAnlage wesentlich kleiner, sodass nur wenige Anlagen mit Feuerungswärmeleistungen zwischen 50 und 100 MW_{th} errichtet wurden bzw. betrieben werden.

In der III. Ebene wird für feste Brennstoffe folglich in die drei Kategorien Steinkohle-, Braunkohle-und Biomassekessel unterschieden. In einigen Kohlekraftwerken werden auch in geringem Umfang BioBrennstoffe mit eingesetzt. Aufgrund der noch geringen Mengenrelevanz werden solche Anlagen hier nicht gesondert betrachtet. Auch innerhalb der drei Kategorien ist zu berücksichtigen, dass große Unterschiede zwischen den Anlagen bestehen können und diese den Vergleich untereinander erschweren. So verbrennen Kohlekessel beispielsweise oft Abfall oder gasförmige Brennstoffe mit. Der Großteil der Anlagen wird außerdem mit KWK betrieben. Drei Anlagen sind IndustrieAnlagen und haben demzufolge eine besondere Betriebsweise und nutzen teilweise spezielle Brennstoffe. Auf die Besonderheiten der einzelnen Anlagen wird in den folgenden Beschreibungen detaillierter eingegangen.

3.4.1 Steinkohlebefeuerte Kessel

3.4.1.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen

Die Anlagentechnik und die Emissionsminderungsmaßnahmen haben sich im Vergleich zum Vorgängerbericht von 2002 nicht grundsätzlich verändert. Für eine detaillierte Be-

schreibung wird daher auf diesen verwiesen[6]. Danach wurden bis 2012 in Deutschland keine überregional bekannten, neu gebauten Steinkohle-Großkraftwerke mehr in Betrieb genommen. Ausgenommen davon sind einige kleinere TeilAnlagen und Kesselumrüstungen in Energiewirtschaft und Industrie. Das modernste erfasste Steinkohle-Großkraftwerk ist demzufolge im Jahr 1992 in Betrieb gegangen. Aktuell sind einige Anlagen im Bau, in der Inbetriebnahme oder wurden kürzlich in Betrieb genommen, die dann weiter erhöhte Frischdampfparameter von rund 300 bar und 600 °C zur Wirkungsgradsteigerung nutzen werden. Diese Anlagen weisen bis dato noch keine ausreichenden Betriebszeiten auf, sodass sie nicht in diesem Erhebungsprozess berücksichtigt werden konnten. Die deutschen Steinkohle-Großfeuerungsanlagen werden immer mehr mit Importkohlen statt mit einheimischen Kohlen befeuert.

In der Zwischenzeit wurde die 13. BImSchV am 20.07.2004 novelliert. Dies hat im Bereich der steinkohlebefeuerten Kessel insbesondere Auswirkungen auf die Quecksilberemissionen. Hier gilt, mit entsprechenden Übergangsregelungen, nun ein Grenzwert für jeden Tagesmittelwert von 0,03 mg/Nm^3 Durch den flächendeckenden Einsatz von REA und DeNOx-Minderungsmaßnahmen wird bereits eine erhebliche Minderung von Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland erzielt. Nach § 15 (1) der 13. BImSchV von 2004 ist eine kontinuierliche Messung der Quecksilberkonzentration im Rauchgas bei Einsatz fester Brennstoffe grundsätzlich erforderlich, wobei unter bestimmten Bedingungen Ausnahmen zulässig sind. Nach § 15 (9) der 13. BImSchV kann auf Antrag auf eine kontinuierliche Messung von Quecksilber verzichtet werden, wenn die Grenzwerte für Quecksilber (30 µg/m^3 als Tagesmittel und 50 µg/m^3 als Halbstundenmittel) nur zu weniger als 50 % in Anspruch genommen werden. Dies trifft für viele deutsche Steinkohlekraftwerke in Abhängigkeit von Kohlequalität und Rauchgaswäscheverfahren zu. Dieser Umstand wird auch in der vorliegenden Ausarbeitung bestätigt.

Zusätzlich zu der Abscheidung von Quecksilber über die übliche nasse Rauchgaswäsche werden in einigen wenigen kohlebefeuerten Anlagen gezielte Abscheidemaßnahmen erprobt oder bereits erfolgreich eingesetzt.

3.4.1.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV)

Die III. Ebene mit den wichtigsten Anlagenmerkmalen der untersuchten Steinkohlekessel ist in Tabelle 105 dargestellt. Insgesamt wurden 13 Anlagen einbezogen. Da zwei gemeinsame Anlagen jeweils aus zwei „Combustion Plants“ bestehen, wurden 15 Questionnaires in der Gruppe der Steinkohlekessel ausgewertet. Hierbei ist eine differenzierte Einteilung der Anlagen in die zusätzlichen Feuerungswärmeleistungsklassen 300 – 800 MW_{th}, 800 – 1600 MW_{th} und > 1600 MW_{th}. erfolgt. Es ist zu erkennen, dass die untersuchten Anlagen nach den Vorgaben des Sevilla-Büros alle in Grundlast betrieben werden und hohe Vollastfaktoren aufweisen. Die Anlagen wurden bereits vor 20 bis 44 Jahre in Betrieb genommen, die meisten Anlagen haben jedoch in den letzten zehn Jahren Retrofits und Ertüchtigungsmaßnahmen erfahren. Sollte unter „Besonderheiten“ nichts anderes angegeben sein, handelt es sich bei der Feuerungstechnik aller Anlagen um trocken entaschte Staubfeuerungen.

[6] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht

Tabelle 105: Auswertungsebene III: Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebsweise (nach EIPPCB)	Jahresnutzungsstunden	Volllastfaktor in %	KWK	Abfallmitverbrennung	Besonderheiten
> 100 - 300	156	207	1992 (2010)	Grundlast	7884	72,8	Ja	Ja	ChemieAnlage; 3 unterschiedliche Kessel; Hauptkessel: zirk. WS; 61,4 % SK, 25 % Erdgas, Rest Chemierückstände
> 300 - 800	134	383	1985 (2001)	Grundlast	6909	90,9	Ja	Nein	-
	141	670	1975 (2005)	Grundlast	6425	85,7	Ja	Nein	Umbau Öl-/gasbefeuerte Kessel auf SK-Feuerung
	146	710	1971 (), 1983 ()	Grundlast	8696	82,9	Ja	Ja	ChemieAnlage; 2 unterschiedliche Kessel mit Schmelzkammerfeuerung; 89,6 % SK, Rest Chemierückstände
> 800 - 1600	138	805	1963 (2007)	Grundlast	5225	64,9	Ja	Nein	Schmelzkammerfeuerung 91,26% SK, 8,7 % Koksofengas
	124-1	990	1968 ()	Grundlast	6463	80,5	Ja	Nein	Einer von vier gleichen Kesseln am Standort
	139	1278	1989 (2010)	Grundlast	6189	62,2	Ja	Nein	92,9 % SK , 6,8 % Koksofengas; geplante Retrofits: NO_x-armer Brenner
	123	1370	1992 (2000, 2010)	Grundlast	7034	73,5	Ja	Ja	99,6 % SK
> 1600	124-2	1860	1985 (2008)	Grundlast	4346	77,8	Nein	Nein	-
	122-1	je 1870	1982 (2009)	Grundlast	6342	78,1	Nein	Nein	2 gleiche Kessel
	122-2		1985 (2009)		6395	78,4			
	131	1870	1976 (2004)	Grundlast	5721	83,4	Nein	Nein	-

FWL in MW_{th}	Anlage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebsweise (nach EIPPCB)	Jahresnutzungsstunden	Volllastfaktor in %	KWK	Abfallmitverbrennung	Besonderheiten
	142	1900 (inst.)	1984 (1999)	Grundlast	6749	74,3	Nein	Ja	Vorgeschaltete GT vor Kessel
	121	2100	1985 (2009)	Grundlast	7958	84,5	Ja	Ja	Schmelzkammerfeuerung; 96,4 % SK
	132	2150	1987 (1998)	Grundlast	6836	78,3	Nein	Nein	-

Zudem ist auffällig, dass fünf Anlagen Abfall mitverbrennen und neun Anlagen Wärme auskoppeln. Besonders hervorzuheben ist, dass die Anlagen 146 und 156 Anlagen in der chemischen Industrie sind und somit Chemierückstände mitverbrennen und überwiegend wärmegeführt zur Prozessdampferzeugung betrieben werden. Deshalb sind sie nur eingeschränkt mit den übrigen Anlagen zu vergleichen. Die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagen sind in Tabelle 106 dargestellt.

Tabelle 106: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(netto) in %
> 100 - 300	156	17,6	-	9,0	62,6	76,2*
> 300 - 800	134	20,9	20,6	18,7	68,3	87,0
	141	41,8	38,0	34,5	16,0	50,6
	146	34,8	18,1	15,9	64,2	80,0
> 800 - 1600	138	38,5	35,4	31,9	4,7	36,5
	124-1	37,4	34,3	32,4	15,8	48,2
	139	39,1	37,2	32,8	16,8	49,6
	123	40,1	41,7	38,4	2,4	40,8
> 1600	124-2	39,8	38,0	35,5	-	35,5
	122-1	40,7	38,6	36,4	-	36,4
	122-2	40,7	38,9	36,6	-	36,6
	131	44,1	41,2	38,0	-	38,0
	142	40,5	40,7	37,6	-	37,6
	121	39,9	40,0	37,4	0,1	37,5
	132	42,8	41,5	39,4	-	39,4

* Die Anlage erzeugt neben thermischer und elektrischer auch mechanische Energie. Der mechanische Nutzungsgrad von 4,7 % ist hier inkludiert.

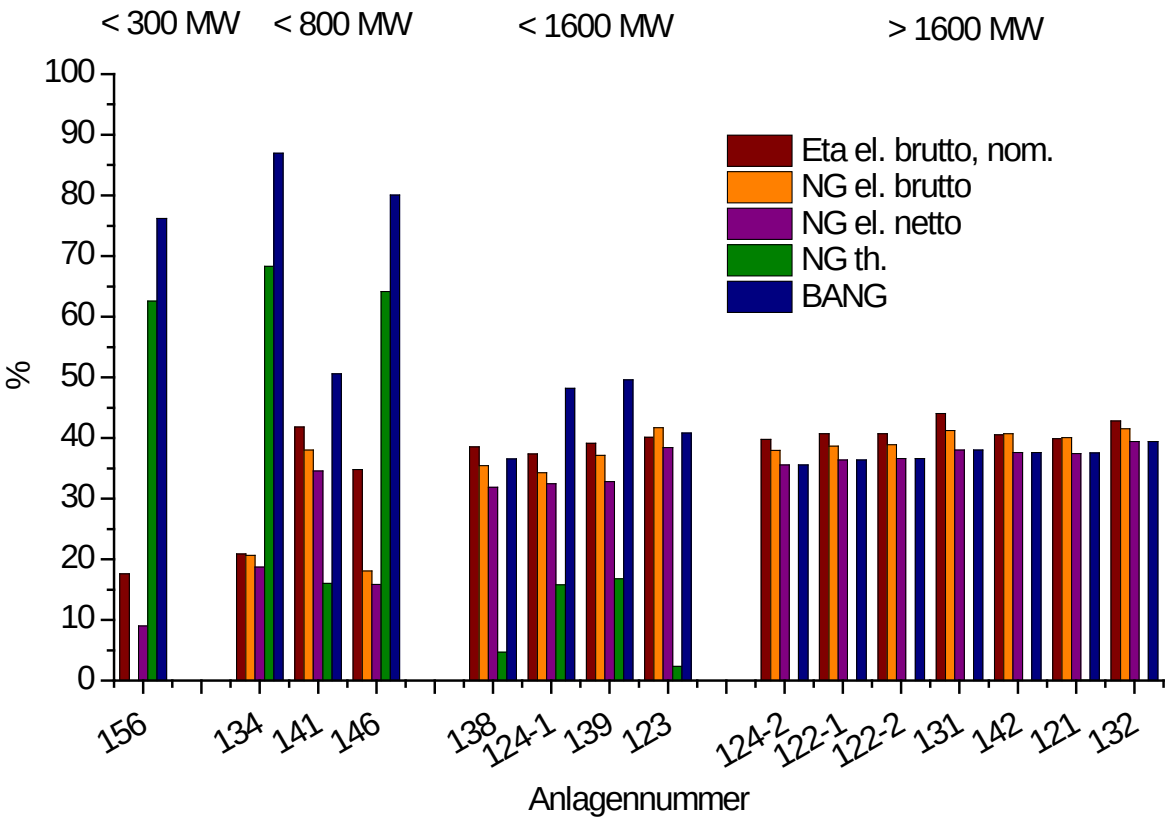

Abbildung 19: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Auffällig sind die niedrigen nominellen bzw. errechneten elektrischen Bruttowirkungsgrade der Anlagen 134, 146 und 156. Diese Anlagen weisen jedoch einen hohen thermischen Nutzungsgrad und auch Brennstoffausnutzungsgrad auf. Diese drei Anlagen sind mit den restlichen Anlagen nur sehr schlecht zu vergleichen, da es sich um zwei Anlagen mit Mitverbrennung von Chemierückständen und um ein Fernwärmekraftwerk handelt, bei denen die Stromgewinnung nicht im Vordergrund steht und die überwiegend wärmegeführt betrieben werden. Die Wirkungs- und Nutzungsgrade der übrigen Anlagen liegen alle auf einem vergleichbaren Niveau.

Die Emissionen mit dem Rauchgas, der Schwefelgehalt der Steinkohle und die Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung der Steinkohlekessel sind in Tabelle 107. Zur besseren Vergleichbarkeit der Anlagen untereinander sind die Emissionen der fünf wichtigsten Schadstoffe in je einem Diagramm (Abbildung 20 bis Abbildung 24) dargestellt. Zu Quecksilber und Kohlenmonoxid sei angemerkt, dass hier nie spezielle Sekundärmaßnahmen angewendet werden. Für Quecksilber wurde stattdessen die Art der Messwerte mit aufgenommen.

Tabelle 107: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

		NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
FWL in MW_{th}	Anlage	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø S-Gehalt der Kohle in %	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø SO_x- Abscheidegrad in %	Ø in mg/Nm^3	Art der Messung
> 100 - 300	156	98,3	-	228,1	0,1	Zyklon, Gewebefilter	0,93	350,9	Trockenadsorption	78,2	< 0,000	Perio. (4x)
> 300 - 800	134	196,0	SCR	16,3	2,9	E-Filter	-	48,8	REA	97,4	< 0,000	Perio. (6x)
	141	78,4	SCR	25,2	0,3	E-Filter	0,71	51,1	REA	96,1	0,006	Perio. (5x)
	146	178,2	SCR	15,6	11,1	E-Filter	0,9	107,7	REA	-	0,004	Perio. (12x)
> 800 - 1600	138	141,6	SCR	2,3	2,6	E-Filter	1,08	132,9	REA	92,0	0,004	kontinuierlich
	124-1	201,5	SCR	8,4	8,3	E-Filter	-	36,3	REA	97,9	0,004	Perio. (9x)
	139	183,9	SCR	0,2	1,3	E-Filter	1,08	122,4	REA	93,3	0,004	kontinuierlich
	123	175,6	SCR	10,1	2,6	E-Filter	0,69	40,4	REA	-	0,003	kontinuierlich
> 1600	124-2	214,4	SCR	9,4	4,2	E-Filter	-	286,8	REA	83,1	0,003	Perio. (9x)
	122-1	195,2	SCR	1,9	0,6	E-Filter	0,84	115,3	REA	91,4	0,002	kontinuierlich
	122-2	196,1	SCR	3,1	2,2	E-Filter	0,84	123,1	REA	90,5	0,001	kontinuierlich
	131	168,4	SCR	1,9	8,5	E-Filter	-	99,3	REA	87,7	0,002	kontinuierlich-
	142	182,6	SCR	1,0	3,5	E-Filter	-	116,0	REA	91,7	0,001	kontinuierlich

		NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
	121	187,4	SCR	7,6	5,6	E-Filter	-	82,7	REA	-	0,001	kontinuierlich
	132	182,6	SCR	2,8	4,7	E-Filter	-	81,2	REA	91,0	-	-

In Abbildung 20 ist zu erkennen, dass die NO_x-Emissionen der meisten Anlagen im Jahresmittel bei ca. 200 mg/Nm^3 liegen. Deutlich darunter liegen die Anlage 141 und die Anlage 156. Letztere stellt eine Wirbelschichtfeuerung dar und erreicht diesen Wert ohne Sekundärmaßnahmen, verbrennt jedoch auch nur zu 61 % Steinkohle. Anlage 124-2 weist beim 95. Perzentil einen starken Ausschlag bis etwa 500 mg/Nm^3 auf. Dies ist auf einen Ausfall der $DeNO_x$-Anlage zurückzuführen. Dieser Betriebszustand erscheint in diesem Diagramm, da die Angaben bei dieser Anlage OTNOCs enthalten.

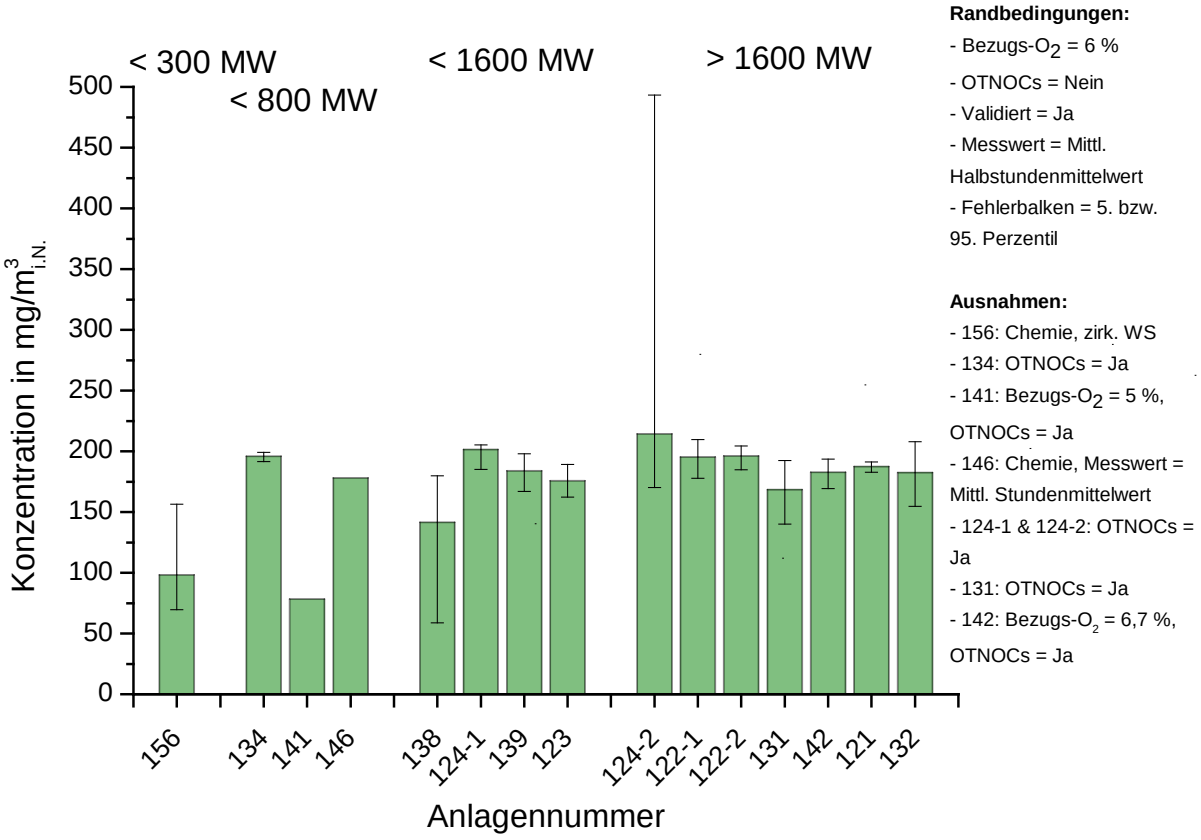

Abbildung 20: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Die CO-Emissionen der Steinkohlekessel sind in Abbildung 21. dargestellt. Die hohen CO-Emissionen des chemischen Abfall mitverbrennenden Kraftwerks 156 deuten zusammen mit den niedrigen NO_x-Emissionen auf eine für eine Wirbelschicht übliche geringe Verbrennungstemperatur hin. Die restlichen Anlagen weisen CO-Emissionen von weniger als 26 mg/Nm^3 und ab einer Feuerungswärmeleistung von über 800 MW von maximal 10,1 mg/Nm^3 auf.

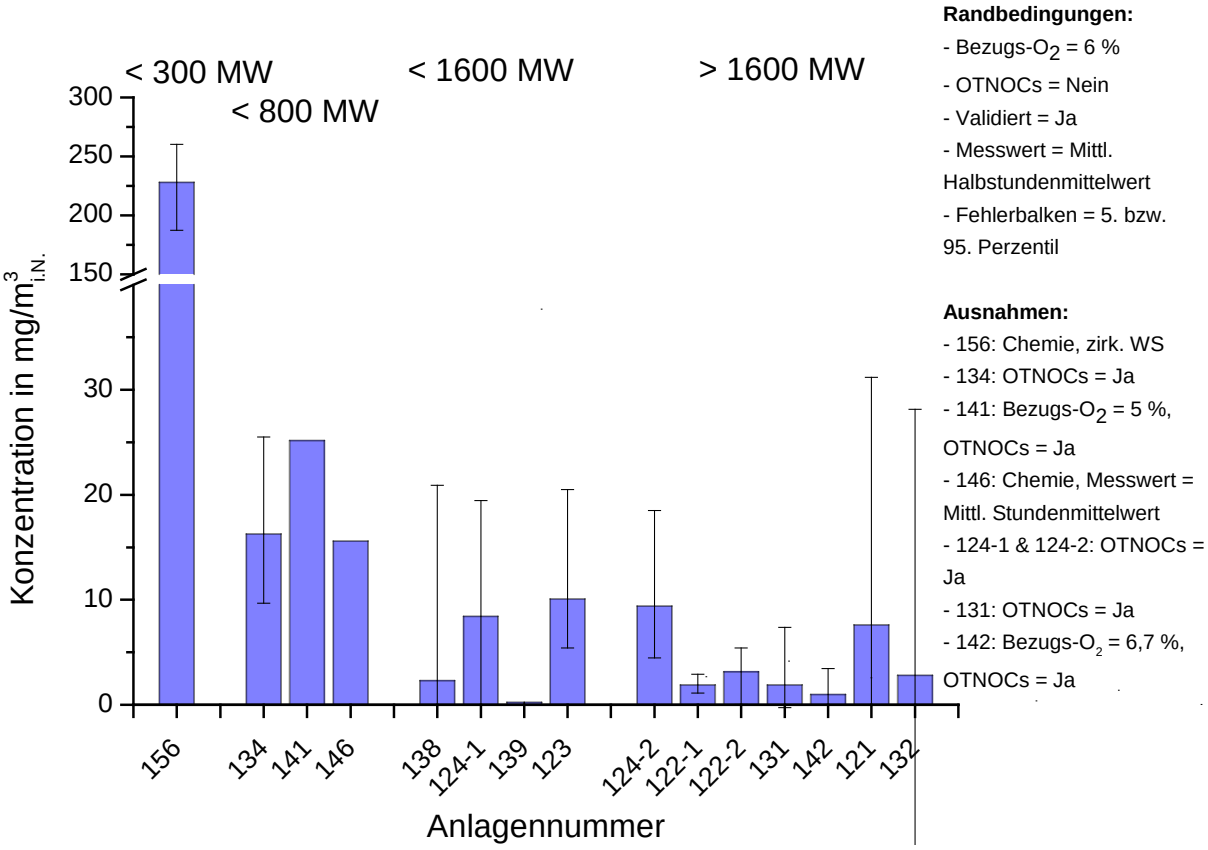

Abbildung 21: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Bei den SO_x-Emissionen, die in Abbildung 22 dargestellt sind, ist zu erkennen, dass ein Großteil der Anlagen 135 mg/Nm^3 unterschreiten. Nur Anlage 156 und Anlage 124-2 überschreiten diesen Wert. Bei letzterer ist dies auf den kurzzeitigen Betrieb ohne REA zurückzuführen. Die Anlage 156 ist aufgrund des ungewöhnlichen Brennstoffs und der abweichenden Feuerungstechnik nur schwer vergleichbar mit den anderen Anlagen. Zudem wird in dieser Anlage im Gegensatz zu den anderen Anlagen eine Trockenadsorption zur SO_x-Reduktion eingesetzt. Anlage 124-2 weist aufgrund von REA-Ausfällen ein 95.-Perzentil von rund 1500 mg/Nm^3 auf. Rechnet man für diese Anlage die OTNOCs heraus, ergibt sich ein 95.-Perzentil von nur noch 189 mg/Nm^3. Die Schwefel Abscheidegrade werden in Abbildung 23 dargestellt. Für die hier dargestellten steinkohlebefeuerten Großfeuerungsanlagen schreibt die in Deutschland maßgebliche Verordnung - die 13. BImSchV - neben einem SO_x-Grenzwert auch einen Mindestwert für den Schwefel Abscheidegrad vor. Der geforderte Mindestschwefel Abscheidegrad der dargestellten steinkohlebefeuerten Großfeuerungsanlagen mit einer FWL über 300 MW_{th} liegt bei 85 %; für ZWS mit einer FWL von unter 300 MW_{th} werden 75% vorgeschrieben. Die IED wie auch die für GFA maßgebliche frühere GFA-RL 2001/80/EG schreibt für die in den Anlagen eingesetzten Steinkohlen im Unterschieid zur 13. BImSchV keinen Mindestschwefel Abscheidegrad vor.

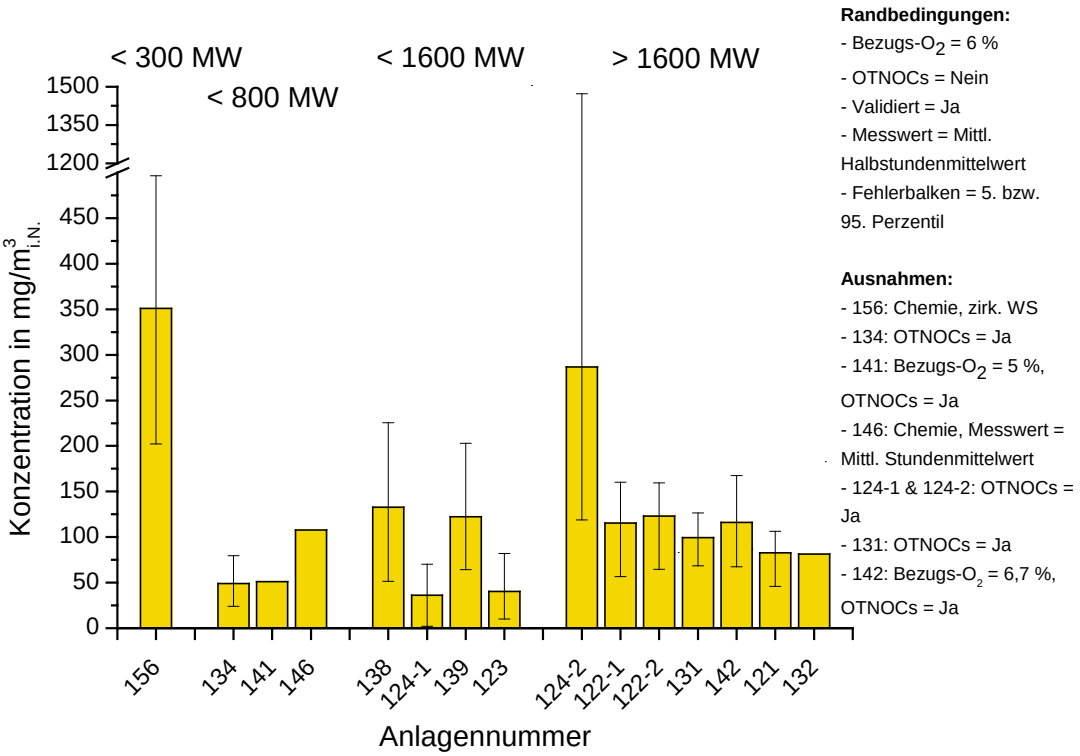

Abbildung 22: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel**

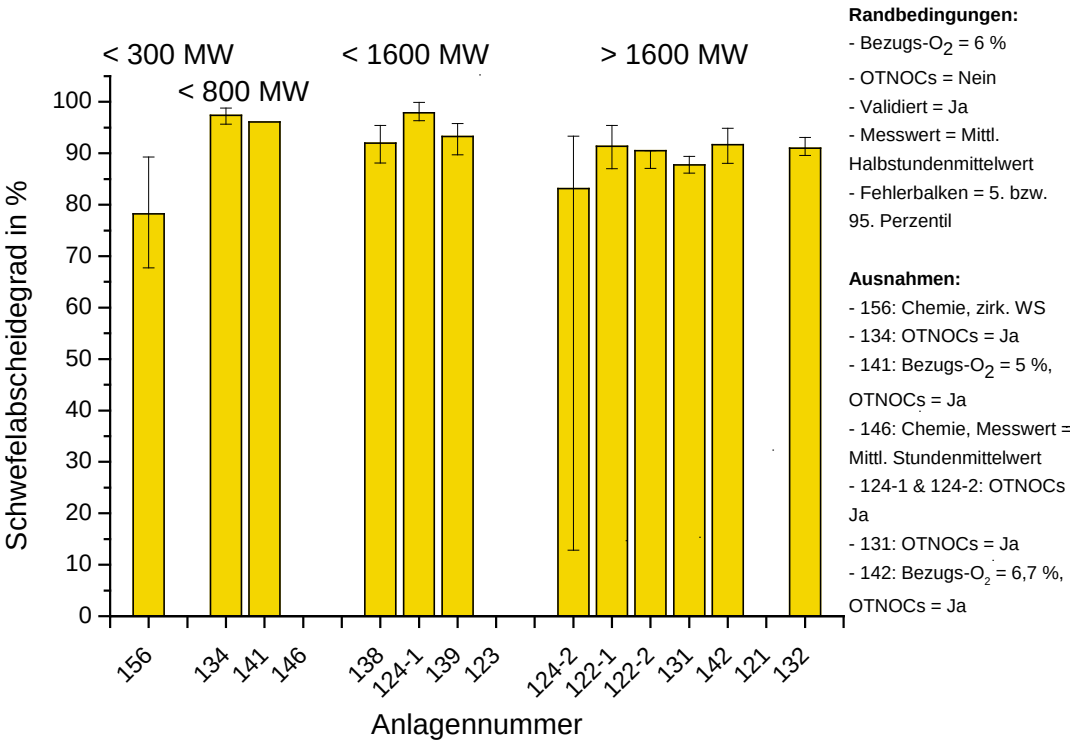

Abbildung 23: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Abscheidegrade der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel**

Die Quecksilberemissionen aller untersuchten SteinkohleAnlagen in Abbildung 24 dargestellt und mit weniger als 6 µg/Nm³ als Jahresmittelwert sehr gering. Bei manchen Anlagen sind weiterführende Technologien zur Verminderung der Quecksilberemissionen

in der Erprobung. Die dabei erzielten Ergebnisse spiegeln sich nicht in den hier dargestellten Messwerten wieder.

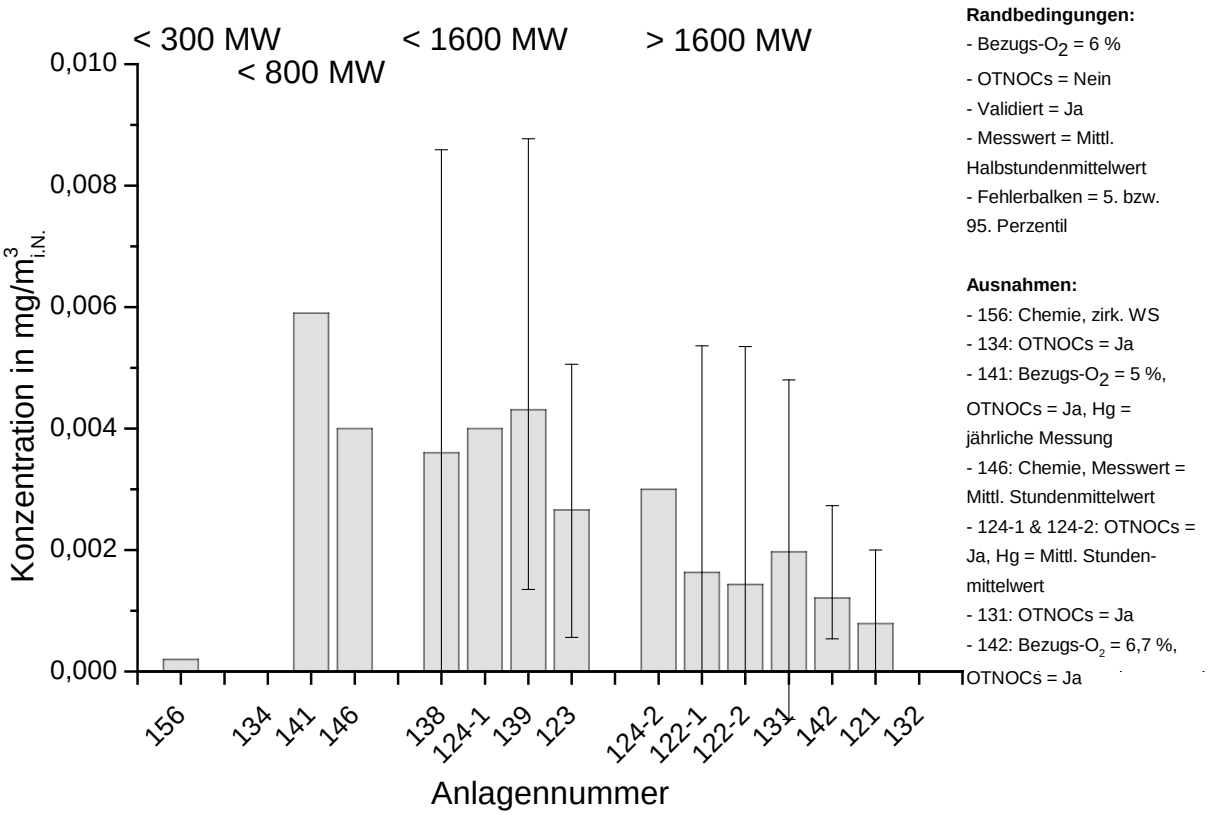

Abbildung 24: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Hg Emissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Die Staubemissionen der untersuchten Anlagen sind ebenfalls sehr gering. Aus Abbildung 25 geht hervor, dass mit einer Ausnahme die Jahresmittelwerte alle unter 10 mg/Nm^3 liegen. Bei Anlage 146 liegen die Staubemissionen mit 11,1 mg/Nm^3 nur geringfügig über diesem Wert. Die äußerst geringen Emissionen der Anlage 156 werden durch den Einsatz von Gewebefiltern erreicht. Auffällig sind die geringen Staubemissionen der Anlagen 141 und 122-1, die beide Elektrofilter einsetzten.

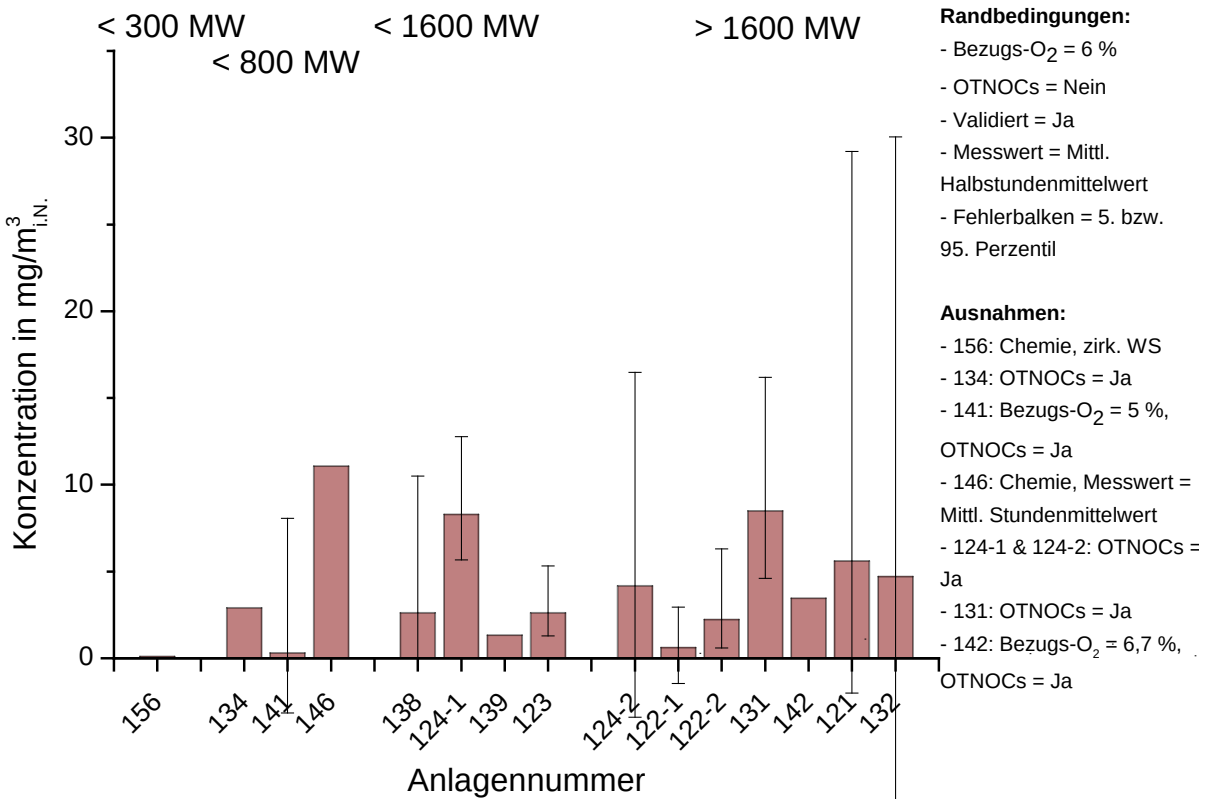

Abbildung 25: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staubemissionen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

In Tabelle 108 sind die Referenz und Ausnahmen für die Auswertung der Steinkohlekessel zusammengefasst.

Tabelle 108: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Messwert	Brennstoff	Besonderheiten
Referenz	6	Nein	Ja	HMW	Steinkohle	-
121	-	Ja	-	-	96 % Kohle, Abfall-mitverbrennung	Schmelzkammerfeuerung
124	-	Ja	-	-	-	-
131	-	Ja	-	-	-	-
134	-	Ja	-	-	-	-
138	5	-	-	-	91 % Kohle, 9 % Koksofengas	Schmelzkammerfeuerung
141	5	Ja	-	-	-	Umbau von Gas- zur Staubfeuerung
142	6,7	Ja	-	-	-	Gasturbine vor dem Kessel,
146	-	Ja	Nein	HA	90 % Kohle, Rest Chemieabfall	ChemieAnlage, 2 unterschiedliche Kessel
156	-	-	-	-	61,4 % Kohle, 25 % Erdgas, Rest Chemieabfall	ChemieAnlage, 3 unterschiedliche Kessel, Hauptkessel: Zirk. WS, Zyklon und Gewebefilter

In Tabelle 109 und Tabelle 110 sind die Wasseremissionen der Steinkohlekessel zusammengefasst. Bei Vergleichen zwischen den einzelnen Abwasserströmen ist besonders auf die verschiedenen Arten der Abwässer zu achten. So weisen beispielsweise REA-Abwässer deutlich höhere Sulfat-Werte als alle anderen Abwässer auf. Aus diesem Grund wurde bei der Darstellung der Wasseremissionen von Steinkohlekesseln eine andere Aufteilung gewählt. Tabelle 109 enthält alle Abwasserströme, die Abwasser aus einer REA beinhalten und in Deutschland dem Anhang 47 der Abwasserverordnung zuzuordnen sind. Tabelle 110 enthält alle sonstigen Abwasserströme, die demzufolge Anhang 31 der Abwasserverordnung zuzuordnen sind.

Tabelle 109: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen (aus der REA) der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Q_{th}	Anlage	TOC	COD	N (total)	P (total)	Sulfat	Fluo-ride	Cu	Cd	Hg	Pb	Einleitstelle	Art des Abwassers
in MW		in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l		
> 300 - 800	134a	18,3	39,5	-	0,1	1850	15	0,01	0,005	0,002	0,02	Umwelt (B)	REA
	141	11	-	235	-	1409	147	0,19	0,224	0,151	0,11	Fluss (B)	REA, Wasseraufbereitung, Kühlsystem, Equipment Reinigung
> 800 - 1600	138a	-	-	-	-	1219,0	9,6	0,00	0,0004	0,004	-	Fluss (B)	REA
	124-1a	18,3	39,5	-	0,1	1850,0	15,0	0,01	0,0050	0,002	0,02	Fluss (B)	REA
	139a	-	-	-	-	1219,0	9,6	0,00	0,0004	0,004	-	Fluss (B)	REA
	123a	16,0	48,0	109,2	-	1468,0	9,5	0,01	0,0040	0,002	0,01	Fluss (B)	REA
> 1600	124-2a	18,3	39,5	-	0,1	1850	15,0	0,01	0,0050	0,002	0,02	Fluss (B)	REA, Regenwasser
	122-1a, 122-2a	-	39,2	-	-	1175	12,3	0,01	-	0,003	0,01	Fluss (B)	REA
	131a	17,1	-	-	0,1	1620	14,7	0,00	0,0001	0,000	0,00	Meer (T)	REA
	142a	17,1	-	-	-	-	11,2	-	-	-	-	Fluss (B)	REA
	121a	-	-	-	-	1290	15,2	-	-	-	-	Fluss (B)	REA
	132a	3,6	-	37,3	-	-	2,8	0,01	0,0100	0,001	0,02	Fluss (B)	REA, Sonstiges

Tabelle 110: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen (Sonstige) der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

Q_{th}	Anlage	TOC	COD	N (total)	P (total)	Sulfat	Fluo-ride	Cu	Cd	Hg	Pb	Einleitstelle	Art des Abwassers
in MW		In mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l	in mg/l		
> 100 - 300	156	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (U)	Dampfsystem
> 300 - 800	134b	7,4	20,5	-	0,2	308	-	0,04	0,002	0,001	0,02	Fluss (U)	Dampfsystem, Kühlsystem, Regenwasser
	146a	8,7	-	-	-	-	-	0,04	0	0	0	Umwelt (U)	-
	146b	5,3	-	11	-	-	0	0,02	0,0001	0,004	0,01	Umwelt (U)	-
	146c	11,3	-	11,6	-	-	0	0,02	0,012	0,004	0	Umwelt (U)	-
> 800 - 1600	138b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Kühlsystem
	124-1b	7,4	20,5	-	0,2	308,0	-	0,04	0,002	0,001	0,02	Fluss (U)	Dampfsystem, Kühlsystem, Regenwasser
	139b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (U)	Kühlsystem
	139c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Dampfsystem
	123b	13,0	39,0	-	0,4	563,0	-	-	-	-	-	Fluss (U)	Kühlsystem
	123c	5,0	16,0	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Regenwasser
1600	124-2b	7,4	20,5	-	0,2	308	-	0,04	0,002	0,001	0,02	Fluss (U)	Dampfsystem, Kühlsystem, Regenwasser
	122-1b, 122-2b	-	19,0	-	0,1	-	-	-	-	-	-	Fluss (U)	Kühlsystem

Q_{th}	Anlage	TOC	COD	N (total)	P (total)	Sulfat	Fluo-ride	Cu	Cd	Hg	Pb	Einleitstelle	Art des Abwassers
	131b	4,9	-	2,3	0,0	-	-	-	-	-	-	Meer (T)	Wasseraufbereitung
	142b	12,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Nassentaschung
	142c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Kühlsystem
	142d	10,2	-	14,1	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Sonstiges
	121b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Prozesswasser, Regenwasser
	121c	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Dampfsystem
	121d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Brauchwasser
	132b	-	-	190,7	-	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Wasseraufbereitung

Der komplexere Aufbau von Steinkohlekesseln im Vergleich zu GuD-Anlagen spiegelt sich auch in der Anzahl der eingereichten Templates für BVT wider. Insgesamt wurden 38 Templates aus verschiedenen Bereichen übermittelt. Eine Auflistung und eine Kurzbeschreibung der Templates sind in Tabelle 111 zusammengefasst. Der Detaillierungsgrad der Templates reichte dabei von gering bis hoch.

Tabelle 111: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe steinkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl Templates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
> 100 - 300	156	1	Mitverbrennung von flüssigen ErsatzBrennstoffen	Brennstoffaufbereitung	Hoch
> 300 - 800	134	1	Konfiguration Gesamtanlage (KWK-Betrieb mit Industriewärmeerzeugung)	Gesamtanlage	Mittel
	141	1	Konfiguration Gesamtanlage (Umrüstung eines Ölkessels auf Betrieb mit SK)	Gesamtanlage	Hoch
	146	1	Konfiguration Gesamtanlage (Integration von KWK-Anlage in Chemiestandort, Nutzung von Chemierestgasen, geringe Gesamtemissionen, hohe Gesamtenergieeffizienz)	Gesamtanlage	Gering
> 800 - 1600	138	2	Erhöhung des Turbinenwirkungsgrades durch Retrofit	Gesamtanlage	Gering
			SO_3-Konditionierungsanlage	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel
	124-1	2	Konfiguration Gesamtanlage (KWK-Betrieb)	Gesamtanlage	Gering
			Durch Turbine angetriebene Speisewasserpumpe	Gesamtanlage	Gering
	139	1	SO_3-Konditionierungsanlage	Emissionen mit dem Rauchgas	Gering
	123	2	Abgedecktes Kohlelager	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Konfiguration Gesamtanlage (KWK-Betrieb)	Gesamtanlage	Mittel
> 1600	124-2	1	Durch HD-Turbine angetriebene Speisewasserpumpe	Gesamtanlage	Gering
	122-1, 122-2	2	REA	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel
			Rauchgas wird durch Nasskamin geführt	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel

FWL in MW_{th}	Anla-ge	Anzahl Tem-plates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
	131	3	Zusätzliche ND-Turbine	Gesamtanlage	Mittel
			Mitverbrennung von Klärschlamm	Brenn-stoffaufbereitung	Mittel
			Entsorgung von Abwasser mit NH4-Gehalt	Wasser	Mittel
	142	8	Klassifizierung von ErsatzBrennstoffen	Brenn-stoffaufbereitung	Hoch
			Mehrstufige Rauchgasreinigung	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel
			Nutzung des REA-Abwassers	Wasser	Mittel
			Reduzierung der Abwassermenge aus der Entaschung	Wasser	Mittel
			Optimierung der Aschequalität	Feste Reststoffe	Mittel
			Verminderung des Wasserverbrauchs durch Recycling und Wiederaufbereitung für Kühlturm	Wasser	Mittel
			Rauchgasnutzung der Vorschaltgasturbine	Feuerung	Mittel
			Optimierung Prozessqualität durch Prozessmodellierung	Prozessüberwachung	Mittel
	121	11	Trocknung in Schüsselmühle	Brenn-stoffaufbereitung	Mittel
			Magnetische Abscheider bei Brennstoffzufuhr	Brenn-stoffaufbereitung	Mittel
			Mehrstufige Rauchgasreinigung	Emissionen mit dem Rauchgas	Mittel
			Chemische/Physikalische Abwasserreinigung	Wasser	Gering
			Rückführung regeneriertes Abwasser in Schmelzkammerfeuerung	Wasser	Gering
			Optimierung der Gipsqualität	feste Reststoffe	Gering
			Produktion von Schlacke-Granulat für Straßenbau	feste Reststoffe	Gering
			Optimierung der Wasserqualität	Wasserverbrauch	Gering

FWL in MW_{th}	Anla-ge	Anzahl Tem-plates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
			Einsatz einer Schmelzkammerfeuerung	Feuerung	Gering
			Optimierung Prozessablauf	Gesamtanlage	Gering
			Konfiguration Gesamtanlage	Gesamtanlage	Gering
	132	2	Durch Turbine angetriebene Speisewasserpumpe	Gesamtanlage	Mittel
			Kombinierter Zirkulations- und Durchflusskühlturm	Wasser	Mittel

3.4.1.3 Anlagenbeispiele

Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung, Anlagennummer 156

Bei Anlage 156 handelt es sich um einen Dampferzeuger mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung (System Circofluid) zur Erzeugung von Dampf (primär), unter anderem zum Antrieb von Turbo-Druckluftverdichtern, und Strom (sekundär) in der chemischen Industrie. Die Anlage besteht aus einem Naturumlaufkessel, welcher 1992 in Betrieb genommen wurde. Als Brennstoff wird überwiegend S- oder Fettkohle und zusätzlich Importkohle eingesetzt. Zudem werden in dem Wirbelschichtkessel Erdgas sowie Flüssigabfälle, und Prozessgase aus der chemischen Industrie verbrannt. Der bereitgestellte Dampf wird in einer Gegendruckturbine entspannt. Die Frischdampfparameter betragen 130 bar und 540 °C. Das System zur Kühlung der festen Rückstände ist als geschlossener Wasserkreislauf ausgeführt. Zudem wird den Unternehmen im CHEMPARK Dampf auf drei verschiedenen Temperatur- und Druckniveaus (110bar, 16bar, 6bar) bereitgestellt.

Die Anlage wurde in den vergangenen zehn Jahren umfassend nachgerüstet. Erneuert wurden die Auskleidungen der Zyklonabscheider und die Überhitzerheizflächen. Zudem wurden die Verdampferheizflächen vergrößert und die Luftvorwärmung erneuert. Darüber hinaus wurde die Zuführung von Kalkstein und Inertmaterial erneuert um eine gleichmäßigere Verteilung im Wirbelbett zu erzielen.

Die Anlage ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 207 $MW_{th.}$ Davon entfallen 105 MW_{th} auf die betrachtete TeilAnlage.

Tabelle 112 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Hierbei ist zu beachten, dass sich die angegebenen Werte auf die Gesamtanlage beziehen, da es aufgrund der engen Verknüpfung nicht möglich ist, die Werte nur für die hier relevante EinzelAnlage anzugeben. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden drei Jahre herangezogen.

Tabelle 112: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 156

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,19E+06	1,18E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	-	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,07E+05	1,11E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	7,1E+05	7,21E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	3,4E+04	33323,4
Mechanische Energieabgabe (netto)	MWh_{mc}	5,6E+04	52254,2
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7884	7814
Volllastfaktor in %	%	72,8	73,0

Die Anlage wurde im Referenzjahr mit etwa 7900 h nahezu durchgängig betrieben. Der äquivalente Vollastfaktor lag bei 72,8 %. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenz-

jahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 9 %. Zusammen mit einem thermischen Nutzungsgrad von 62,5 % und einem mechanischen Nutzungsgrad von 4,7 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 76,2 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 9,4 %. Zusammen mit einem thermischen Nutzungsgrad von 64 % und einem mechanischen Nutzungsgrad von 4,4 % ergibt sich im mehrjährigen Durchschnitt ein Brennstoffausnutzungsgrad von 77,8 %. Die Betriebszeit liegt mit gut 7800 h im langjährigen Durchschnitt in der Größenordnung des Referenzjahres. Der Volllastfaktor betrug 73 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Zudem werden die Hg-Emissionen periodisch gemessen. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung, die Rauchgas- und Ascherezirkulation sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Das Schema zur Rauchgasbehandlung ist in Abbildung 26 dargestellt.

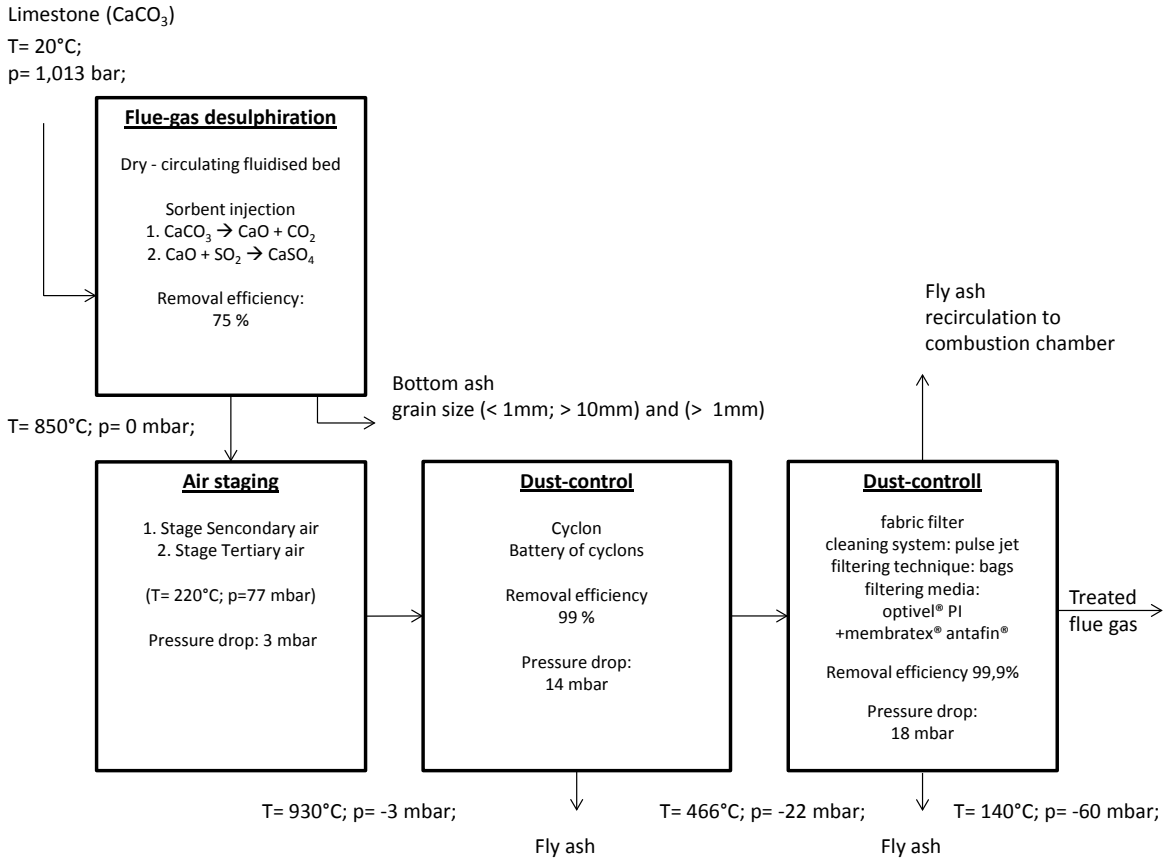

Abbildung 26: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 156

Zur Rauchgasentschwefelung wird $CaCO_3$ mit in die zirkulierende Wirbelschicht gegeben. Die Staubemissionen werden zweistufig reduziert. Zuerst werden 99 % der Flugasche in zwei parallel angeordneten Zyklonen abgeschieden. Die zweite Stufe bildet ein Gewebefilter mit einem Abscheidegrad von 99,9 %. Die gereinigten Rauchgase werden an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 113 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessen Konzentrationen validiert aber keine OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 113: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 156

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0,1		0,1		1	48,4	HMW	Kont.	Ja	100	50
	kg/Jahr						112					
SO_x	mg/Nm³	9	202,18	350,9	496,8	525	923	HMW	Kont.	Ja	800	400
	kg/Jahr						3,9E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	52,7	67,7	78,2	89,3	91,4	99,4	HMW	Kont.	Ja	-	-
NO_x	mg/Nm³	27,6	69,7	98,3	156,3	168	312	HMW	Kont.	Ja	800	400
	kg/Jahr						1,1E+05					
CO	mg/Nm³	42,4	187,44	228,1	260,2	267	592	HMW	Kont.	Ja	500	250
	kg/Jahr						2,6E+05					
Hg	mg/Nm³	1E-04	-	2E-04	-	-	0	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						-					

Bei Überschreitung eines Tages- oder Halbstundenmittelwertes erfolgt eine Meldung an die zuständige Behörde.

Die in der Anlage anfallenden Abwässer (Trommelabschlämmung) werden mit Kaltwasser auf eine Temperatur < 30 °C abgespritzt und ohne weitere Behandlung an die Umgebung abgegeben. Die Abwasseremissionen sind in Tabelle 114 dargestellt.

Tabelle 114: Wasseremissionen der Anlage 156

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	14628	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	< 30	-	-	-	-	-	-
pH		9,55	9,75	9,87	-	-	-	-	-

Tabelle 115 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Der größte Anteil an Rückständen entfällt auf die Flugasche. Die Ascherückstände können zur Urbarmachung von Tagebauen, Steinbrüchen und Gruben genutzt werden.

Tabelle 115: Feste Rückstände der Anlage 156

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwen-dungs-zweck
Rost- und Kesselasche, Schlacken und Kesselstaub mit Ausnahme von Kesselstaub, der unter 10 01 04 fällt	Verbren-nungspro-zess	10 01 01	1939,5	Renaturierung	-
Filterstäube aus Kohlefeuerung	Verbren-nungspro-zess	10 01 02	11857,5	Renaturierung	-

Besonderheiten

Vom Betreiber als BVT vorgeschlagen wird die Mitverbrennung von ErsatzBrennstoffen (flüssige Kohlenwasserstoffe) in einer zirkulierenden Wirbelschicht. Der maximale Massenanteil an ErsatzBrennstoffen beträgt 25 %. Bei dem ErsatzBrennstoff handelt es sich um hochkalorische Destillationsrückstände aus der chemischen Industrie, welche in

den ersten Zug der Wirbelbrennkammer injiziert werden und nur bei Temperaturen größer 100 °C pumpbar sind. Die Mitverbrennung führt nur zu einer unwesentlichen Veränderung der Schwermetallkonzentrationen in der Flugasche. Mit steigendem Zufeuerungsanteil verringert sich der Betrag der anfallenden Asche, da durch den ErsatzBrennstoff der Einsatz an Kohle verringert werden kann. Die Luftemissionen werden nicht beeinflusst.

Staubfeuerung, Anlagennummer 134

Bei Anlage 134 handelt es sich um eine Kohlenstaubfeuerungsanlage zur Erzeugung von (Prozess-)Dampf und Fernwärme gekoppelt mit der Erzeugung von Strom, die 1985 in Betrieb genommen wurde. Die Anlage wird dementsprechend wärmegeführt betrieben. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle mit einem mäßigen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Zudem werden geringe Mengen Schweröl und zum Zünden Propangas verbrannt. Die Anlage besteht aus einem Zwangdurchlaufkessel, welchem eine Entnahme-Gegendruckturbine zugeordnet ist. Die Frischdampfparameter betragen 246 bar und 540 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 51 bar / 537 °C bereit. Anstelle eines Kondensators geschieht die Dampfkondensation mittels Fernwärmeauskopplung, Kaltwasser aus der Wasseraufbereitung sowie dem Kondensat benachbarter Anlagen am selben Kraftwerksstandort. Es wird Heißwasser zur Fernwärmeversorgung mit bis zu 25 bar / 120 °C erzeugt. Zusätzlich wird aus der Turbine Dampf zur Versorgung von Industriekunden ausgekoppelt.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung des Kraftwerksstandorts, zu dem auch die Anlage 124 gehört, beträgt 6337 MW_{th}. Davon entfallen 383 MW_{th} auf die Anlage 134. Die nominelle elektrische Bruttoleistung beträgt 80 MW_{el} und die nominelle thermische Leistung 270 MW_{th}.

Tabelle 116 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 116: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 134

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,40E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	4,96E+05	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	4,49E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	1,21E+06	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	1,21E+06	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	4,27E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	4,27E+05	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6909	-
Volllastfaktor in %	%	91	-

Die Anlage wurde im Referenzjahr knapp 7000 h mit einem äquivalenten Volllastfaktor von 91 % betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 18,7 % sowie ein thermischer Nutzungsgrad von 68,4 % und somit ein Brennstoffausnutzungsgrad von 87,1 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie entsprechende Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden entsprechend der gesetzlichen Vorschriften die Luftschadstoffe Staub, SO_x , NO_x

und CO kontinuierlich erfasst. Eine Reihe weiterer Schadstoffe wird zudem periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 27 dargestellt.

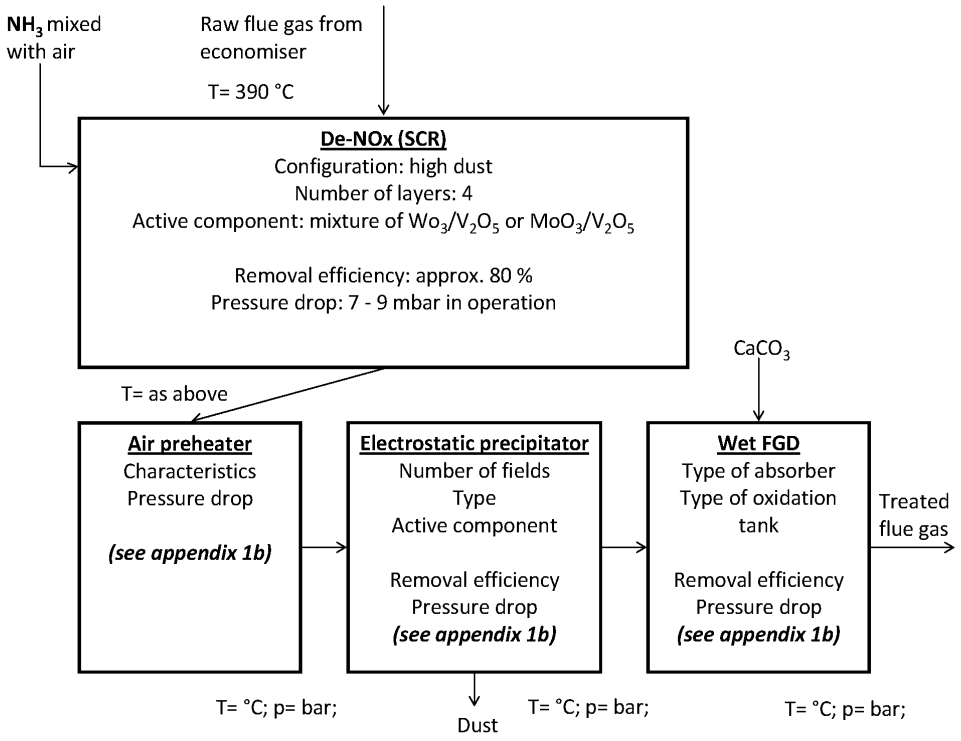

Abbildung 27: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 134

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytische De-NO_x, wo unter Einsatz von Ammoniak (NH_3) NO_x abgeschieden wird. Anschließend folgt nach einer Abkühlung des Rauchgases in einem Luftvorwärmer (zur Vorwärmung der Verbrennungsluft) ein Elektrofilter. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer nassen Kalksteinmehl-REA unter Einsatz von $CaCO_3$ insbes. SO_x abgeschieden und Gips produziert. Die gereinigten Rauchgase werden durch einen 240 m hohen Kamin an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 117 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 117: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 134

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	1,63	2,9	6,04	6,54	17,78	HMW	Kont.	Ja	40	20
	kg/Jahr						9000					
SO_x	mg/Nm³	0	24,03	48,84	79,43	83,8	1894,8	HMW	Kont.	Ja	370	185
	kg/Jahr						1,7E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	1,65	95,66	97,4	98,79	98,85	100	HMW	Kont.	Ja	85	-
NO_x	mg/Nm³	0	191,53	195,97	199,05	199,8	685,51	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						6E+05					
CO	mg/Nm³	0	9,66	16,27	25,51	27,78	164,7	HMW	Kont.	Ja	200	100
	kg/Jahr						3,2E+04					
Hg	mg/Nm³	-	-	0,004	-	-	0,0063	HMW	Perio.	Ja	0,03	0,05
	kg/Jahr						-					
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	0	-	-	0,0022	HA	Perio.	Ja	0,05	-
	kg/Jahr						-					
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V	mg/Nm³	-	-	5E-05	-	-	0,0215	HA	Perio.	Ja	0,05	-
	kg/Jahr						-					
PCDD/PCDF	ng/Nm³	-	-	0	-	-	0,0008	HA	Perio.	Ja	0,08	-
	kg/Jahr						-					

In der Anlage fallen zwei verschiedene Abwasserströme an. Ein Teil des Abwassers (Kühlwasser) wird unbehandelt unter Berücksichtigung der behördlichen Anforderungen an ein Gewässer abgegeben. In der Abwasseraufbereitungsanlage werden alle am Kraftwerksstandort anfallenden Abwässer der Rauchgasentschwefelungen (REA) gemeinsam behandelt. Das Fließschema der Abwasserbehandlung ist in Abbildung 28 dargestellt. Die Abwasseremissionen sind in Tabelle 118 und Tabelle 119 dargestellt.

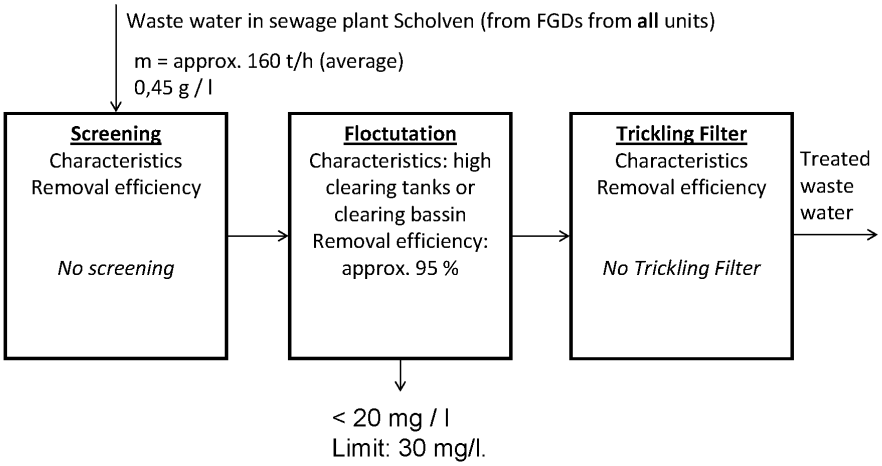

Abbildung 28: Schema zur AWR für Anlage 134

Tabelle 118: Wasseremissionen der Anlage 134 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	6E+05	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	11	-	30	-	-	-	-	-
pH		8,6	-	9,1	-	-	-	-	-
TDS	(mg/l)	1	-	27	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
COD	(mg/l)	26	-	53	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,005	-	0,005	-	Stichprobe	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,02	-	0,02	-	Stichprobe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,013	-	0,04	-	Stichprobe	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,01	-	0,017	-	Stichprobe	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,01	-	0,024	-	Stichprobe	-	-	1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,01	-	0,027	-	Stichprobe	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,07	-	0,64	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,05	-	0,05	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
TOC	(mg/l)	12,6	-	24	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	2700	-	4200	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1500	-	2200	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	0,001	-	0,002	-	Stichprobe	-	-	0,03
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 119: Wasseremissionen der Anlage 134 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	9E+04	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	14,1	-	22,7	-	-	-	-	< 30
pH		8,1	-	8,5	-	-	-	-	7 to 9,5
TDS	(mg/l)	1	-	44	-	Stichprobe	-	12	50
	(kg/Jahr)			-					
COD	(mg/l)	15	-	26	-	Stichprobe	-	12	50
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,002	-	0,002	-	Stichprobe	-	12	0,002
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,02	-	0,02	-	Stichprobe	-	-	0,04

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	Stichprobe	-	-	0,04
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,012	-	0,059	-	Stichprobe	-	-	0,08
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,015	-	0,27	-	Stichprobe	-	-	1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	Stichprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,03	-	0,07	-	Stichprobe	-	12	0,08
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,08	-	0,4	-	Stichprobe	-	-	0,6
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	5,1	-	9,7	-	Stichprobe	-	12	20
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	83	-	229	-	Stichprobe	-	12	600
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	150	-	466	-	Stichprobe	-	12	1000
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	0,001	-	0,001	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
NH_3-N	(mg/l)	1	-	1	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
As	(mg/l)	0,002	-	0,003	-	Stichprobe	-	12	0,1
	(kg/Jahr)			-					
V	(mg/l)	0,01	-	0,012	-	Stichprobe	-	-	4
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 120 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Der größte Anteil an Rückständen entfällt auf die Flugasche. Die Ascherückstände werden z.B. in der Beton- und Straßenbauindustrie verwendet. Die Gipsrückstände aus der REA werden in einer benachbarten Anlage zu Gipskartonplatten verarbeitet.

Tabelle 120: Feste Rückstände der Anlage 134

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Refe-renzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	-	31000	-	Beton / Zementadditiv
Rost- und Kesselasche	Verbrennungs-prozess	-	9000	-	Straßenbau
Gips	RGR	-	17000	-	Gipskarton, Gipsprodukte

Besonderheiten

In dieser Anlage wird die Speisewasserpumpe durch eine mechanische Verbindung direkt von der Dampfturbine angetrieben. Insbesondere bei hoher Auslastung führt dies zu einer Effizienzsteigerung der Anlage. Die Anlage ist als KWK-Anlage ausgeführt, was zu einer effizienteren Nutzung des Brennstoffenergiegehaltes führt. Die wärmegeführte Anlage wird zur Auskopplung von Prozessdampf auf verschiedenen Druckniveaus genutzt. Diese Anlagenkonfigurationen werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 141

Bei Anlage 141 handelt es sich um eine Staubfeuerungsanlage zur Erzeugung von Strom und Heißwasser zur Fernwärmeversorgung. Die Anlage wurde 1975 als gas- und ölbefeuerte Anlage in Betrieb genommen und 2005 auf Steinkohlefeuerung umgerüstet. Als Brennstoff wird Steinkohle mit einem mäßigen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Die Anlage besteht aus einem Zwangsumlaufkessel. Die Frischdampfparameter betragen 180 bar und 530 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 20 bar / 530 °C bereit. Ein Teil des Dampfes wird entnommen und zur Bereitstellung von Fernwärme kondensiert. Das System zur Kondensatorkühlung ist als direkte Durchlaufkühlung ausgeführt.

Die Anlage ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 3865 $MW_{th.}$ Davon entfallen 670 MW_{th} auf die Anlage 141. Die elektrische Bruttoleistung beträgt 280 MW_{el} und die thermische Nutzleistung 192 MW_{th}.

Tabelle 121 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 121: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 141

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,69E+06	3,67E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,40E+06	1,42E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,27E+06	1,29E+06
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	6,03E+05	524966,5
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	5,91E+05	514673,0
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6424,8	6251,4
Volllastfaktor in %	%	85,7	88,0

Die Anlage wurde im Referenzjahr etwa 6400 h betrieben. Der Vollastfaktor lag Durchschnittlich bei 86 %. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 34,4 %. Zusammen mit dem thermischen Nutzungsgrad von 16 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 50,4 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 35,1 %. Zusammen mit dem thermischen Nutzungsgrad von 14 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 49,1 %. Die Betriebszeit lag mit etwa 6250 h im langjährigen Durchschnitt etwas unter der des Referenzjahres. Der Volllastfaktor war mit 88 % etwas höher.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x , NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Zudem wird eine Reihe weiterer Schadstoffe periodisch gemessen. Zur Emissionsminderung werden verschiedene

Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 29 dargestellt.

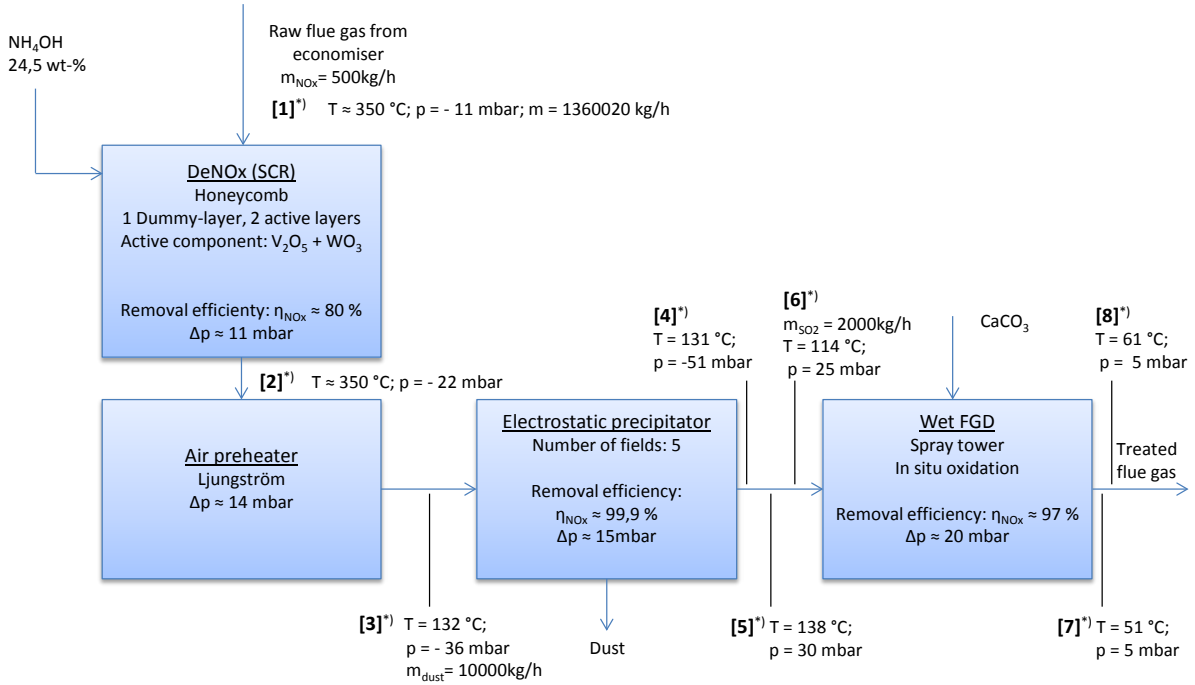

Abbildung 29: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 141

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Nach der Luftvorwärmung folgt ein Elektrofilter. Anschließend wird unter Zugabe von $CaCO_3$ in der nassen Rauchgasentschwefelung SO_x abgetrennt. Die gereinigten Rauchgase werden an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 122 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen nicht validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 122: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 141

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0,07	-	1	-	-	12,73	HMW	Kont.	Nein	20	-
	kg/Jahr						3700					
SO_x	mg/Nm³	0,01	-	67	-	-	305,42	HMW	Kont.	Nein	100	-
	kg/Jahr						3,6E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	-	-	96,1	-	-	-	HMW	Kont.	Nein	95	-
NO_x	mg/Nm³	51,1	-	85	-	-	465,81	HMW	Kont.	Nein	100	-
	kg/Jahr						4E+05					
CO	mg/Nm³	0	-	26	-	-	205,55	HMW	Kont.	Nein	200	-
	kg/Jahr						1,2 E+05					
HCl	mg/Nm³	-	-	0,5	-	-	-	-	Perio.	Nein	20	-
	kg/Jahr						2300					
HF	mg/Nm³	-	-	0,1	-	-	-	-	Perio.	Nein	3	-
	kg/Jahr						600					
Hg	mg/Nm³	-	-	0,0059	-	-	-	-	Perio.	-	0,03	-
	kg/Jahr						27,874					
CH_4	mg/Nm³	-	-	0,002	-	-	-	-	Schätzwert	-	-	-
	kg/Jahr						9300					
NMVOC	mg/Nm³	-	-	1,128	-	-	-	-	Schätzwert	-	-	-
	kg/Jahr						5321					
Cd	mg/Nm³	-	-	2E-06	-	-	-	-	Schätzwert	-	0,05	-
	kg/Jahr						0,01					
Ti	mg/Nm³	-	-	5,5E-06	-	-	-	-	Schätzwert	-	0,05	-

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
	kg/Jahr						0,026					
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	7,6E-06	-	-	-	-	Schätzwert	-	0,05	-
	kg/Jahr						0,036					
Sb	mg/Nm³	-	-	7,2E-06	-	-	-	-	Perio.	-	0,5	-
	kg/Jahr						0,034					
As	mg/Nm³	-	-	0,0034	-	-	-	-	Perio.	-	0,05	-
	kg/Jahr						15,834					
Pb	mg/Nm³	-	-	0,0002	-	-	-	-	Perio.	-	0,5	-
	kg/Jahr						1,011					
Cr	mg/Nm³	-	-	9,5E-05	-	-	-	-	Perio.	,	0,05	-
	kg/Jahr						0,449					
Co	mg/Nm³	-	-	3,3E-05	-	-	-	-	Perio.	,	0,05	-
	kg/Jahr						0,157					
Cu	mg/Nm³	-	-	7,7E-05	-	-	-	-	Perio.	,	0,5	-
	kg/Jahr						0,362					
Mn	mg/Nm³	-	-	8,3E-04	-	-	-	-	Perio.	,	0,5	-
	kg/Jahr						3,938					
Ni	mg/Nm³	-	-	6,6E-05	-	-	-	-	Perio.	,	0,5	-
	kg/Jahr						0,312					
V	mg/Nm³	-	-	1,7E-04	-	-	-	-	Perio.	,	0,5	-
	kg/Jahr						0,783					
An-dere*	mg/Nm³	-	-	0,0049	-	-	-	-	Perio.	,	0,5	-
	kg/Jahr						22,88					
Zn	mg/Nm³	-	-	1,2E-04	-	-	-	-	Perio.	,	-	-
	kg/Jahr						0,586					
PCDD/ PCDF	ng I-TEQ/Nm³	-	-	0,0017	-	-	-	-	Perio.	,	0,1	-

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
	kg/Jahr						8E-06					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

Die in der Anlage anfallenden Abwässer werden in einer Abwasseraufbereitungsanlage behandelt bevor sie an die Umgebung abgegeben werden. Die Abwasseremissionen sind in Tabelle 123 dargestellt.

Tabelle 123: Wasseremissionen der Anlage 141 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	25000	28830	30000	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	28	34	40	-	-	-	-	-
pH		8,9	9,2	9,6	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	73	7498	12000	-	Stichprobe	-	52	30
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,037	0,224	0,51	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,08	0,107	0,32	-	Stichprobe	-	-	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,027	0,112	0,2	-	Stichprobe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,03	0,194	0,46	-	Stichprobe	-	12	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,29	1,387	2,1	-	Stichprobe	-	12	1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,164	0,322	0,5	-	Stichprobe	-	12	0,1
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	1	11	22	-	Stichprobe	-	52	20
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	83	-	229	-	Stichprobe	-	12	600
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1130	1409	1700	-	Stichprobe	-	52	20000
	(kg/Jahr)								
Hg	(mg/l)	0,005	0,151	0,243	-	Stichprobe	-	12	0,01

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
	(kg/Jahr)			-					
NH_3-N	(mg/l)	0,4	2	9,7	-	Stichprobe	-	104	10
	(kg/Jahr)			-					
As	(mg/l)	0,02	0,615	2,02	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	4,7	147	472	-	Stichprobe	-	52	30
	(kg/Jahr)			-					
S^{2-}	(mg/l)	0,02	0,08	0,51	-	Stichprobe	-	52	0,13
	(kg/Jahr)			-					
SO_3^{2-}	(mg/l)	0,5	2,5	5	-	Stichprobe	-	52	20
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	42,5	235	556,5	-	Stichprobe	-	104	-
	(kg/Jahr)			-					
NO_2^-/NO_3^-	(mg/l)	0,00 07	0,001	0,0039	-	Stichprobe	-	104	-
	(kg/Jahr)			-					
Cd+Tl	(mg/l)	0,03 7	0,224	0,51	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
Andere*	(mg/l)	0,321	1,35	3,5	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

Tabelle 124 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Der größte Anteil an Rückständen entfällt auf die Flugasche. Die Ascherückstände können als Betonzuschlagstoff in der Bauindustrie verwendet werden. Gipsrückstände können in Form von Gipskartonplatten weiterverwendet werden. Zurückbleibende Schlämme aus der REA-Abwasserbehandlung müssen entsorgt werden.

Tabelle 124: Feste Rückstände der Anlage 141

Beschreibung	Herkunft	Abfallschlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	EN-450	3,4E+04	Verwendung - Bauindustrie	Beton
Rost- und Kesselasche	Verbrennungsprozess	-	1,4E+04	Verwendung - Bauindustrie	Steine
Gips	RGR	euroGips	1,5E+04	Verwendung - Bauindustrie	Gipskarton
SO_2 Abscheider Abfall	RGR	-	14,6	Verwendung - Untertage	Müll

Besonderheiten

Die Anlage wurde ursprünglich als öl- und gasbefeuerte Einheit betrieben. 2005 erfolgte eine umfassende Umrüstung auf Kohlenstaubfeuerung. Drei Mühlen, das Ascheaustragungssystem, die Rauchgasnachbehandlung und der Economiser wurden zusätzlich installiert. Zudem wurden Teile der konvektiven Heizflächen modifiziert. Diese Maßnahmen sind in Abbildung 30 veranschaulicht und werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

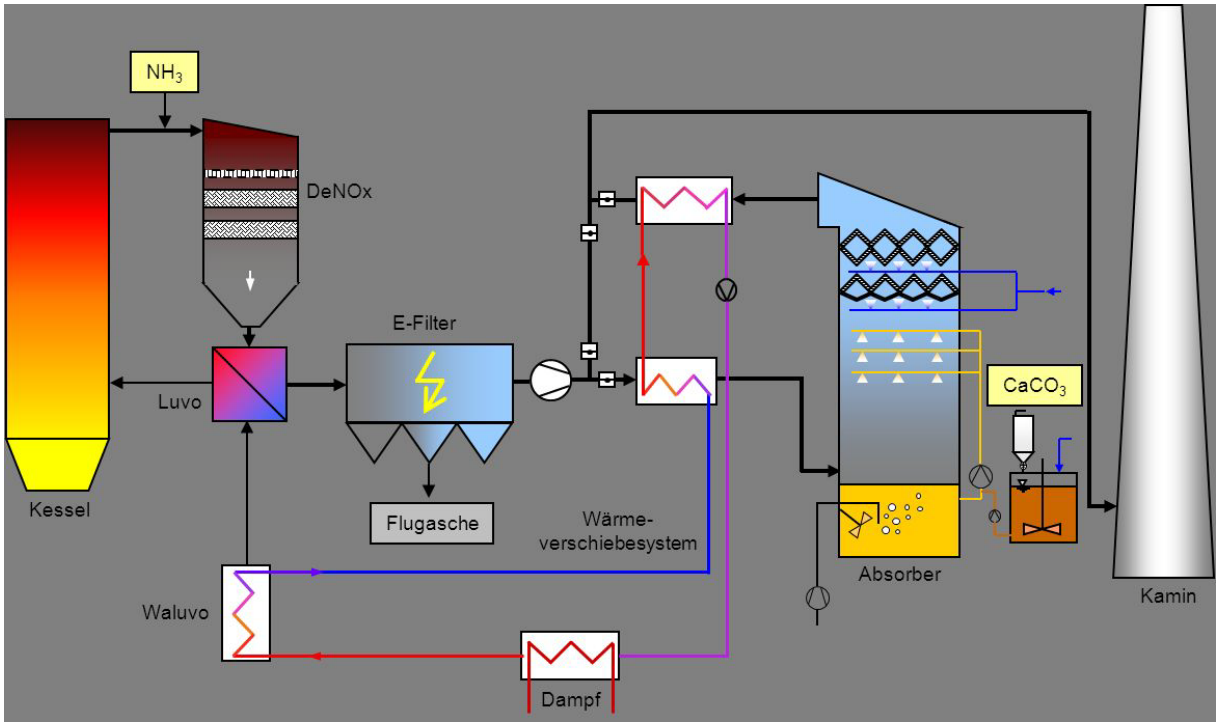

Abbildung 30: Nachgerüstete RGR für Anlage 141

Staubfeuerung, Anlagennummer 146

Bei Anlage 146 handelt es sich um eine Anlage zur Erzeugung von Strom und Prozessdampf in der chemischen Industrie. Die Anlage besteht aus zwei Zwangdurchlaufkesseln, welche 1971 (K1) und 1983 (K2) in Betrieb genommen wurden. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle eingesetzt. Zudem werden in den Kesseln geringe Mengen an Schweröl, Erdgas, Flüssig- und Festabfällen sowie Prozessgase einer benachbarten Chemiefabrik verbrannt. Der durch Kessel 1 bereitgestellte Dampf wird in einer Kondensationsturbine entspannt, wobei 75 % des Dampfes vor der Niederdruckturbine entnommen und als Prozessdampf an ein benachbartes Chemiewerk gegeben werden. Die Frischdampfparameter der ersten TeilAnlage betragen 175 bar und 530 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 22 bar/ 350 °C bereit. Der durch Kessel 2 bereitgestellte Dampf wird in einer Entnahme-Gegendruckturbine entspannt. Die Frischdampfparameter der zweiten TeilAnlage betragen 250 bar und 580 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 22 bar / 350 °C bereit. Das System zur Kondensatorkühlung ist sowohl mit einem Naturzugkühlturm als auch mit einem Zwangzugkühlturm ausgestattet.

Die Anlage ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von rund 1600 $MW_{th.}$ Davon entfallen 327 MW_{th} auf die TeilAnlage 1 und 383 MW_{th} auf die TeilAnlage 2 (jeweils inklusive Erdgasbrennern in der DeNO_x-Anlage). Die TeilAnlage 1 hat eine elektrische Bruttoleistung von 112 MW_{el}. Die thermische Nutzleistung beträgt 200 MW_{th}. Die elektrische Bruttoleistung der TeilAnlage 2 beträgt 135 MW_{el} und die thermischen Nutzleistung 253 MW_{th}.

Tabelle 125 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 125: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 146

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,12E+06	5,38E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	9,25E+05	9,74E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	8,12E+05	8,60E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,72E+06	3,91E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,29E+06	3,37E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	8696,0	8631,0
Volllastfaktor in %	%	83,0	88,0

Die Anlage wurde im Referenzjahr mit 8700 h nahezu durchgängig betrieben. Der Vollastfaktor lag bei 83 %. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 15,8 %. Zusammen mit einem thermischen Nutzungsgrad von 64,2 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 80 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 16 %. Zusammen mit einem thermischen Nutzungsgrad von 62,7 %

ergibt sich im mehrjährigen Durchschnitt ein Brennstoffausnutzungsgrad von 78,7 %. Die Betriebszeit liegt mit gut 8600 h im langjährigen Durchschnitt etwas unter dem Referenzjahr. Der Volllastfaktor ist mit 88 % etwas größer.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Zudem wird eine Reihe weiterer Schadstoffe periodisch gemessen. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Sekundärmaßnahmen eingesetzt.

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist ein Elektrofilter. Anschließend wird in der nassen Rauchgasentschwefelung SO_x abgetrennt. Nach der Wiederaufheizung folgt die katalytische De-$NO_{x,}$ wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Die gereinigten Rauchgase werden in die Umgebung abgegeben.

Tabelle 126 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen nicht validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 126: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 146

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert d**
Staub	mg/Nm³	-	-	11,0754	-	-	-	HA	Kont.	Nein	20 (150 für OTNOCs)
	kg/Jahr						3,5E+04				
SO_x	mg/Nm³	-	-	107,659	-	-	-	HA	Kont.	Nein	180
	kg/Jahr						4,2E+05				
NO_x	mg/Nm³	-	-	178,199	-	-	-	HA	Kont.	Nein	205
	kg/Jahr						1,3E+06				
CO	mg/Nm³	-	-	15,6111	-	-	-	HA	Kont.	Nein	155
	kg/Jahr						5,4E+04				
HCl	mg/Nm³	-	-	0,6	-	-	-	HA	Perio.	Nein	20
	kg/Jahr						2049				
HF	mg/Nm³	-	-	0,15	-	-	-	HA	Perio.	Nein	1
	kg/Jahr						489				
Hg	mg/Nm³	-	-	0,0043	-	-	-	HA	Perio.	Nein	0,03
	kg/Jahr						14,533				
NH_3	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						2,7E+05				
TOC	mg/Nm³	-	-	4,5	-	-	-	HA	Perio.	Nein	10
	kg/Jahr						15601				
Cd	mg/Nm³	-	-	0,0033	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						10,754				
Ti	mg/Nm³	-	-	0,0033	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						10,754				
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	0,006	-	-	-	HA	Perio.	Nein	0,05
	kg/Jahr						21,5				
Sb	mg/Nm³	-	-	0,0033	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert
	kg/Jahr						10,754				
As	mg/Nm³	-	-	0,0043	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						13,704				
Pb	mg/Nm³	-	-	0,0044	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						14,445				
Cr	mg/Nm³	-	-	0,0053	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						16,801				
Co	mg/Nm³	-	-	0,0033	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						10,754				
Cu	mg/Nm³	-	-	0,0063	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						-				
Mn	mg/Nm³	-	-	0,0307	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						114,639				
Ni	mg/Nm³	-	-	0,0037	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						11,728				
V	mg/Nm³	-	-	0,006	-	-	-	HA	Perio.	Nein	-
	kg/Jahr						19,562				
Andere*	mg/Nm³	-	-	0,0673	-	-	-	HA	Perio.	Nein	0,5
	kg/Jahr						245				
Sn	mg/Nm³	-	-	0,0033	-	-	-	-	Perio.	-	-
	kg/Jahr						10,754				
PCDD/ PCDF	ng/Nm³	-	-	0,0045	-	-	-	-	Perio.	-	0,1
	kg/Jahr						1,4E-05				

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

** Emissionsgrenzwerte für nicht-kontinuierlich gemessene Größen beziehen sich auf die jeweilige Probenahmenzeit

Die in der Anlage anfallenden Abwässer werden an die Abwasseraufbereitung eines benachbarten Chemiewerkes gegeben. Zusätzlich wird das Abwasser der Rauchgasreinigungsanlage vorbehandelt bevor die Abwässer weitergeleitet werden. Die Abwasseremissionen sind in den Tabelle 127, Tabelle 128 und Tabelle 129 dargestellt.

Tabelle 127: Wasseremissionen der Anlage 146 - Einheit 1

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	7,3E+05	-	-	-	-	-	-
TOC	(mg/l)	-	8,74	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	-	150	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,037	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0,058	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,015	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 128: Wasseremissionen der Anlage 146 - Einheit 2

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	6,3E+05	-	-	-	-	-	-
TOC	(mg/l)	-	5,3	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	-	200	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0,0041	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0,0001	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0,01	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,017	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0,046	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,0047	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	-	11	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	-	0	-	-	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 129: Wasseremissionen der Anlage 146 - vorbehandeltes Abwasser (aus REA)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	3,1E+04	-	-	-	-	-	-
TOC	(mg/l)	-	11,33	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	-	1,1E+04	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0,0039	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0,0117	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,015	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0,01	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,006	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	-	0	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	-	11,58	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	-	0,012	-	HA	Mischprobe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 130 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Der größte Anteil an Rückständen entfällt auf verwertbares Steinkohleschmelzkammergranulat. Der Gips kann in der Bauindustrie verwendet werden.

Tabelle 130: Feste Rückstände der Anlage 146

Beschreibung	Herkunft	Abfallschlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungszweck
Kessel Schlacke	Verbrennungsprozess	-	9,6E+04	Verwendung - Sonstige	-
Gips	RGR	-	2,9E+04	Verwendung - Bauindustrie	-
Schlamm	AWR	-	528	-	-

Besonderheiten

Hervorzuheben ist die Verknüpfung von chemischer Produktion und Kraftwerksbetrieb. Die in der chemischen Produktion auftretenden flüssigen und gasförmigen Abfälle werden in der Anlage mitverbrannt. Für die jeweiligen Brennstoffe sind angepasste Brenner installiert. Darüber hinaus existiert eine gemeinsame Wasser- und Abwasseraufbereitungsanlage. Diese Anlagenkonfiguration wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Schmelzkammerfeuerung, Anlagennummer 138

Bei Anlage 138 handelt es sich um eine Staubfeuerungsanlage zur Erzeugung von Strom und Heißwasser zur Fernwärmeversorgung. Die Anlage wurde 1963 in Betrieb genommen und zwischen 2002 und 2007 umfassend nachgerüstet. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle mit einem mäßigen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Zudem wird in geringem Anteil Koksofengas verbrannt. Der Asche wird in geschmolzenem Zustand abgeführt. Die Anlage besteht aus einem Zwangdurchlaufkessel mit Teillastrezirkulation, welchem eine Entnahme-Kondensationsturbine zugeordnet ist. Die Frischdampfparameter betragen 190 bar und 530 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 28,4 bar/ 530 °C bereit. Ein Teil des Dampfes wird entnommen und zur Bereitstellung von Fernwärme kondensiert. Das System zur Kondensatorkühlung besteht aus drei Nasskühltürmen mit Zwangdurchzug.

Die Anlage ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtfeuerungs-wärmeleistung von 2083 MW_{th}. Demselben Standort ist auch Anlage 139 zuzuordnen. Von der Feuerungswärmeleistung entfallen 805 MW_{th} auf die Anlage 138. Die elektrische Bruttoleistung beträgt 310 MW_{el}. Die thermische Nutzleistung beträgt 130 MW_{th}.

Tabelle 131 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 131: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 138

		Wert für Refe-renzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	2,73E+06	2,94E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	9,67E+05	1,05E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	8,69E+05	9,47E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,28E+05	77281,0
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	5225,0	5138,0
Volllastfaktor in %	%	65	71,0

Die Anlage wurde im Referenzjahr etwa 5200 h betrieben. Der Vollastfaktor lag bei 65 %. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 38,2 %. Zusammen mit dem thermischen Nutzungsgrad von 4,7 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 42,9 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 32,2 %. Zusammen mit dem thermischen Nutzungsgrad von 2,6 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 34,8 %. Die Betriebszeit liegt mit etwa 5100 h im langjährigen Durchschnitt in der Größenordnung des Referenzjahres. Der Volllastfaktor ist mit 71 % allerdings höher.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie die üblichen Mengen fester Rückstände in Form von Schmelzkammergranulat und REA-Gips. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub,

SO_x, NO_x, CO und Hg kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 31 dargestellt.

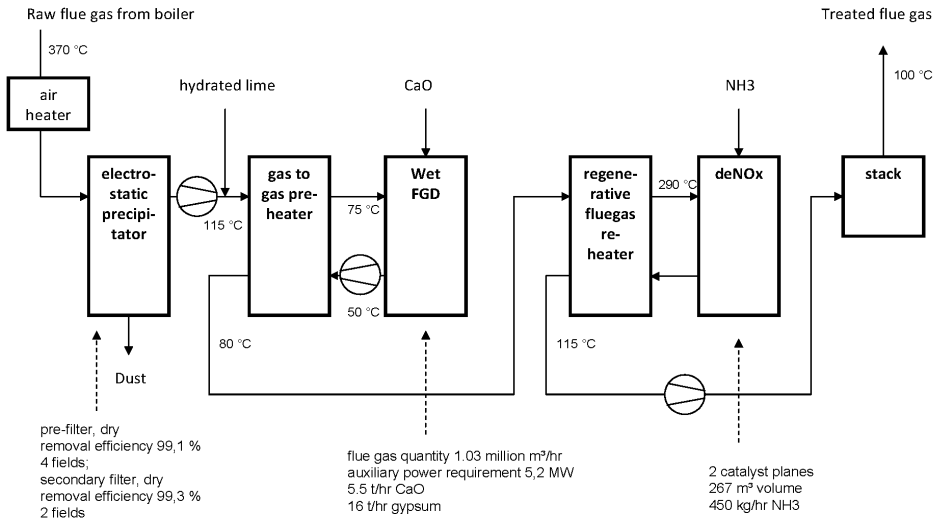

Abbildung 31: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 138

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach der Luftvorwärmung ist ein Elektrofilter. Die Abscheideleistung des Elektrofilters wird durch vorherige Zugabe von SO_3 erhöht. Nach der Zugabe von gelöschtem Kalk wird das Rauchgas abgekühlt. Anschließend wird unter Zugabe von CaO in der nassen Rauchgasentschwefelung SO_x abgetrennt. Nach der Wiederaufwärmung des Rauchgases folgt die katalytische De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Die gereinigten Rauchgase werden abgekühlt und durch einen Schornstein an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 132 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen überwiegend validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 132: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 138

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0	2,61	7,1	8	10	HMW	Kont.	Ja	100	50
	kg/Jahr						8917					
SO_x	mg/Nm³	0	51,3	132,9	225,7	240	342	HMW	Kont.	Ja	800	400
	kg/Jahr						5,2 E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	80,8	88,1	91,98	95,43	95,95	99,47	HMW	Kont.	Nein	85	-
NO_x	mg/Nm³	0,19	58,8	141,6	179,8	182,4	202,4	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						5,9E+05					
CO	mg/Nm³	0	0	2,3	20,9	28,3	49,4	HMW	Kont.	Ja	500	250
	kg/Jahr						7281,93					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,0036	0,0086	0,0092	0,019	HMW	Kont.	Ja	0,05	0,03
	kg/Jahr						-					

In der Anlage fallen zwei verschiedene Abwasserströme an. Das Fließschema der Abwasserbehandlung ist in Abbildung 32 dargestellt. Ein Teil des Kühlwassers wird unbehandelt an einen Fluss abgegeben. Den zweiten Abwasserstrom bildet aufbereitetes Flusswasser, welches sowohl zur REA als auch zur Abwasseraufbereitungsanlage geleitet wird. Das aufbereitete Abwasser wird zusammen mit dem unbehandelten Kühlwasser in einen Fluss gegeben, wobei ein Teil des Kühlwassers rezirkuliert wird. Diese Abwasserströme sind in Tabelle 133 und Tabelle 134 dargestellt.

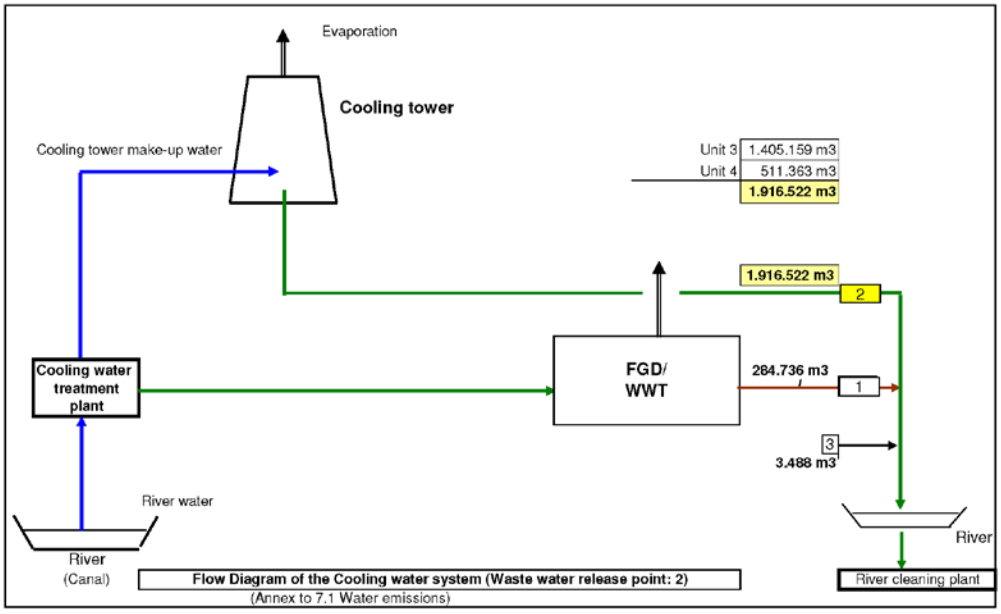

Abbildung 32: Schema zur AWR für Anlage 138

Tabelle 133: Wasseremissionen der Anlage 138 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	29	31	33	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	17,6	23,1	29,7	-	-	-	-	-
pH		6,5	8	8,6	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	2	6	22	HA	Stich-probe	-	16	30
	(kg/Jahr)			610					
F^-	(mg/l)	5	9,6	22	HA	Stich-probe	-	16	30
	(kg/Jahr)			976					
S^{2-}	(mg/l)	-	-	-	-	Stich-probe	-	16	0,2
	(kg/Jahr)			-					

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
SO_3^{2-}	(mg/l)	-	-	-	-	Stich-probe	-	16	20
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1080	1219	1370	HA	Stich-probe	-	16	2000
	(kg/Jahr)			1,2E+05					
Cd	(mg/l)	0,00025	0,0004	0,0021	HA	Stich-probe	-	16	0,05
	(kg/Jahr)			0,04					
Hg	(mg/l)	0,0011	0,0044	0,0095	HA	Stich-probe	-	16	0,03
	(kg/Jahr)			0,45					
Pb	(mg/l)	-	-	-	HA	Stich-probe	-	16	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,0025	0,014	0,028	HA	Stich-probe	-	16	0,5
	(kg/Jahr)			1,42					
Cu	(mg/l)	0,0025	0,003	0,006	HA	Stich-probe	-	16	0,5
	(kg/Jahr)			0,30					
Ni	(mg/l)	0,0025	0,0063	0,015	HA	Stich-probe	-	16	0,5
	(kg/Jahr)			0,64					
Zn	(mg/l)	0,0025	0,02	0,14	HA	Stich-probe	-	16	1
	(kg/Jahr)			2,03					

Tabelle 134: Wasseremissionen der Anlage 138 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	29	31	33	-	-	-	-	225 m^3/ 0,5 h

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Temp.	(°C)	17,6	23,1	29,7	-	-	-	-	30° C; in Ausnahmen: 35° (max.)
pH		6,5	8	8,6	-	-	-	-	6,5 bis 9,5
AOX	(mg/l)	0,012	0,023	0,038	HA	Stich-probe	-	6	0,15 mg/l; nur nach Zudosierung von Mikrobizid
	(kg/Jahr)			12					

Tabelle 135 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Der größte Anteil an Rückständen entfällt auf Kesselschlacke, hier Schmelzkammergranulat. Diese Rückstände werden als Strahlmittel aufbereitet und vermarktet. Die Elektrofilterasche wird wahlweise in die Schmelzkammer zurückgeführt und in das Schmelzkammergranulat eingebunden oder als zertifiziertes Kraftwerksnebenprodukt Elektrofilterasche in der Baustoffindustrie vermarktet. Der REA-Gips wird in der Gipsindustrie vermarktet.

Tabelle 135: Feste Rückstände der Anlage 138

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüs-sel	Aufkommen in t im Refe-renzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	Verbrennungs-prozess	-	335	Verwendung - Sonstige	Baumaterial, Deponierung
Kesselschlacke	Verbrennungs-prozess	-	5,3E+04	Verwendung - Sonstige	Kugelstrahlen
Gips	RGR	-	1,7E+04	Verwendung - Bauindustrie	Gipsindustrie

Besonderheiten

Die Anlage wurde in der Vergangenheit umfassend nachgerüstet. Unter anderem wurde ein neuer Anfahr-Dampferzeuger installiert. Zudem wurde eine UmkehrosmoseAnlage zur Wasseraufbereitung installiert. Der Wärmeübertrager zur Fernwärmeversorgung wurde erneuert.

Vom Betreiber als BVT vorgeschlagen ist unter anderem die Nachrüstung der Turbine mit einem neuen Hochdruckturbinenläufer und Gehäuse, wodurch der Nettowirkungsgrad der Anlage um 0,8 %-Punkte gesteigert werden konnte. Zudem konnten die

Betriebskosten abgesenkt und die Lebensdauer der Turbine verlängert werden. Ebenfalls vom Betreiber als BVT vorgeschlagen wird die erhöhte Staubabscheideleistung im Elektrofilter, welche durch konditionieren des Rauchgases mit SO_3 realisiert wird.

Staubfeuerung, Anlagennummer 124

Bei Anlage 124 handelt es sich um zwei Blöcke unterschiedlicher Größe an einem gemeinsamen Standort mit weiteren Feuerungsanlagen. Die Blöcke B und F sind mit je einer Kohlenstaubfeuerung zur Erzeugung von Strom und, im Falle von Block B, auch von Wärme ausgerüstet. Der Block B wurde 1968 in Betrieb genommen. Der Block F wurde 1985 in Betrieb genommen und 2008 mit einer neuen Speisewasserpumpe ausgerüstet. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle mit einem mäßigen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Zudem werden in geringen Anteilen Schweröl, Pellets aus einem benachbarten Chemiewerk, sowie in sehr geringer Menge auch Petrolkoks sowie Propan (nur zum Zünden der Blöcke) verbrannt. Beide Blöcke bestehen aus jeweils einem Zwangsdurchlaufkessel mit Teillastrezirkulation, welchem jeweils eine Kondensationsturbine zugeordnet ist. In dem Block B wird darüber hinaus Prozessdampf entnommen sowie Heißwasser für eine Fernwärmeversorgung zur Verfügung gestellt. Die Frischdampfparameter des Blockes B sind 212 bar und 537 °C. Die Zwischenüberhitzung des Blockes B stellt Dampf mit den Parametern 60 bar / 535 °C bereit. Die Frischdampfparameter des Blockes F sind 230 bar und 538 °C. Die Zwischenüberhitzung des Blockes F stellt Dampf mit den Parametern 50 bar / 538 °C bereit. Die Kondensatorkühlung geschieht mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus dem Trinkwassersystem, aus einem benachbarten See sowie einer Quelle nachgeführt. Das Schema der Anlage 124 ist in Abbildung 33 dargestellt.

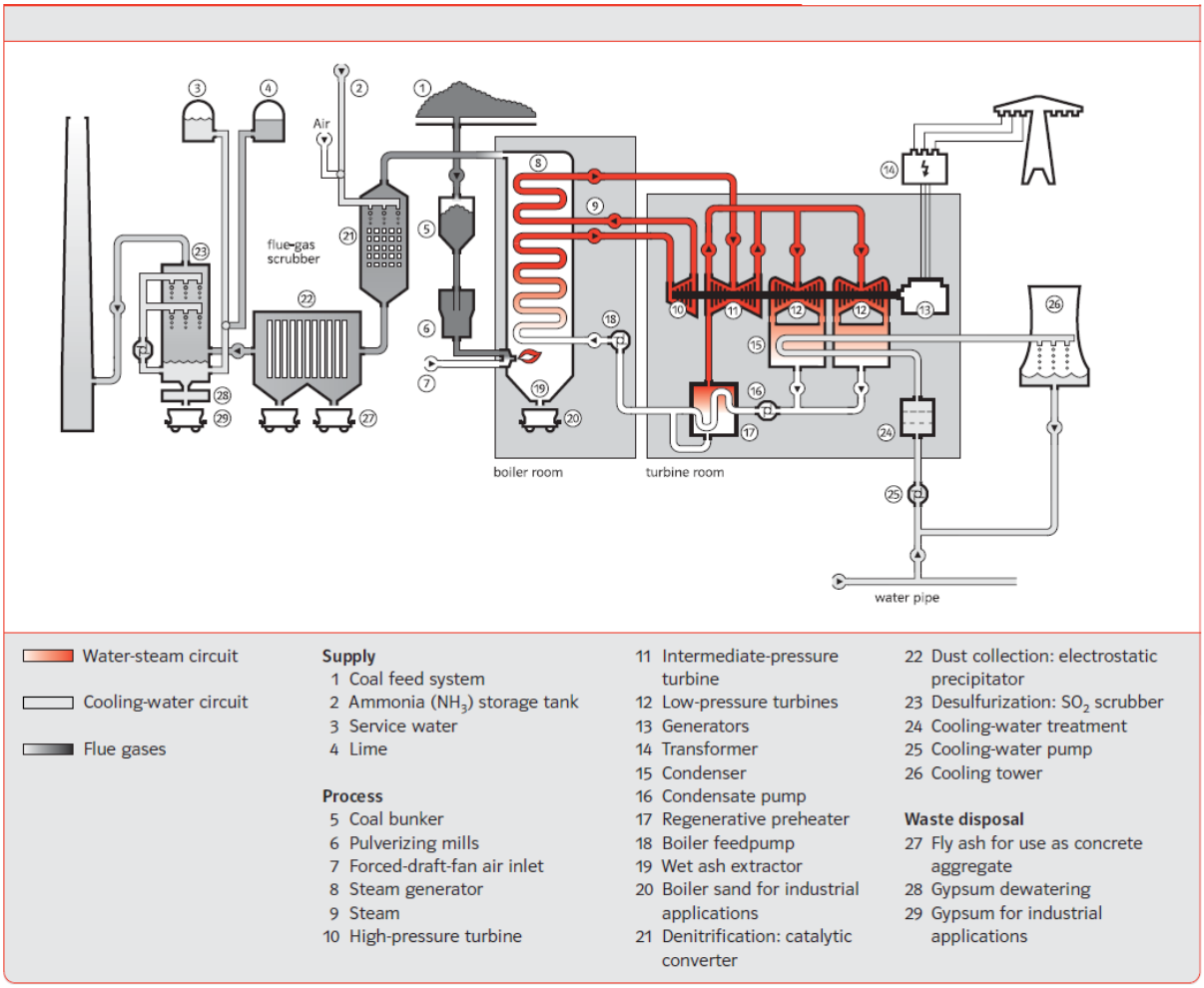

Abbildung 33: Anlagenschema für Anlage 124

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung des Kraftwerksstandorts beträgt 6337 MW_{th}. Davon entfallen 990 MW_{th} auf den Block B und 1860 MW_{th} auf den Block F. Block B weist eine elektrischen Bruttoleistung von 370 MW_{el} und eine nominelle thermische Leistung von 160 MW_{th} auf. Für Block F ergibt sich mit einer elektrischen Bruttoleistung von 740 MW_{el} ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 39,8 %.

Tabelle 136 und Tabelle 137 zeigen die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer beider Blöcke. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010.

Tabelle 136: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 124 – Block B

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,15E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,77E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,67E+06	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,21E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,21E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	4,91E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	4,91E+05	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6463,0	-
Volllastfaktor in %	%	80	-

Tabelle 137: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 124 – Block F

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	6,29E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,39E+06	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,24E+06	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	4346	-
Volllastfaktor in %	%	78	-

Der Block B wurde im Referenzjahr für knapp 6500 h, der Block F für gut 4300 h betrieben. In beiden Fällen lag der Volllastfaktor bei etwa 80 %. Für den Block B ergeben sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 32,4 % sowie ein thermischer Nutzungsgrad von 15,7 % und somit ein Brennstoffausnutzungsgrad von 48,1 %. Für den Block F ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 35,6 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie entsprechende Mengen an festen Rückständen (insbesondere Kraftwerksnebenprodukte wie Flugasche und Gips). Im Rauchgas werden die entsprechend der gesetzlichen Regelungen sowie ergänzender behördlicher Bestimmungen die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Eine Reihe weiterer Schadstoffe wird zudem periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung

werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in beiden Anlagen schematisch gleich aufgebaut und in Abbildung 34 dargestellt.

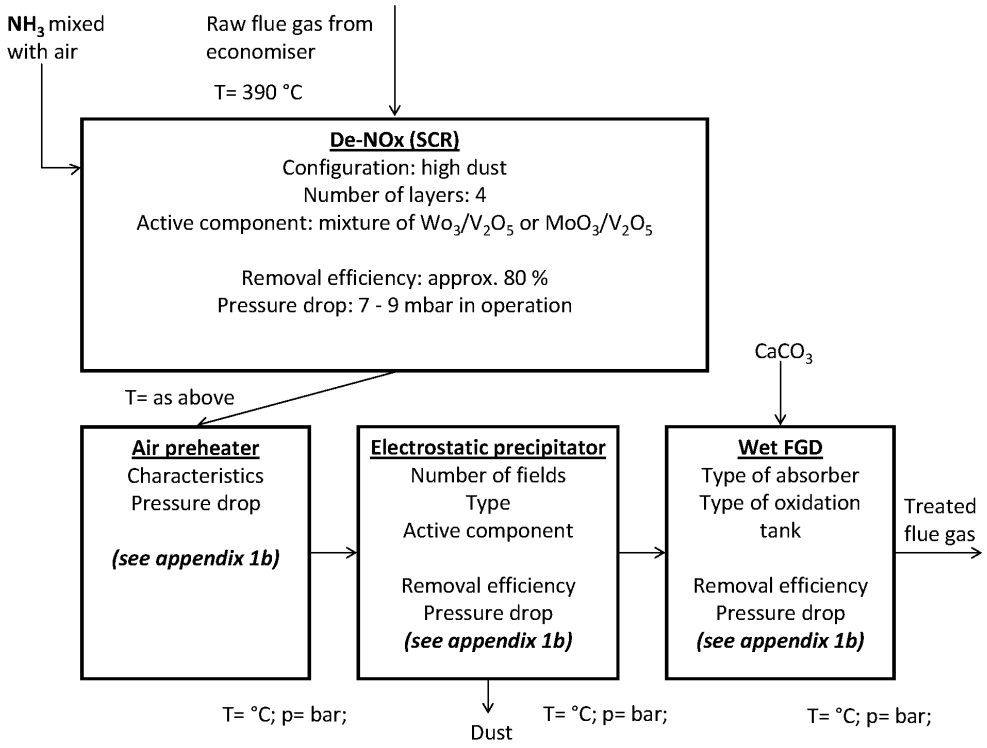

Abbildung 34: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 124

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von Ammoniak (NH_3) NO_x abgeschieden wird. Anschließend folgt nach einer Abkühlung des Rauchgases ein Elektrofilter. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer nassen Kalksteinmehl-REA unter Einsatz von $CaCO_3$ insbesondere SO_x abgeschieden und Gips produziert. Die gereinigten Rauchgase werden durch einen Kamin an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 138 und Tabelle 139 zeigen die im Rauchgas der beiden Blöcke vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 138: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 124 – Block B

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/ 2h	d
Staub	mg/Nm³	0	6,59	8,28	11,1	12,035	26,27	HMW	Kont.	Ja	40	20
	kg/Jahr						6,5E+04					
SO_x	mg/Nm³	0	2,22	36,31	70,03	80,12	1619,8	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						7E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	0	96,36	97,89	99,91	100	100	HMW	Kont.	Ja	85	-
NO_x	mg/Nm³	0	185,18	201,51	205,36	211,89	874,41	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,3E+06					
CO	mg/Nm³	0	0	8,44	19,44	21,76	90,61	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						2,9E+04					
HCl	mg/Nm³	-	-	0,5	-	-	0,7	HA	Perio.	Ja	60	10
	kg/Jahr						-					
HF	mg/Nm³	-	-	0,74	-	-	0,95	HA	Perio.	Ja	4	1
	kg/Jahr						-					
Hg	mg/Nm³	-	-	0,0039	-	-	0,0063	HA	Perio.	Ja	0,3	0,5
	kg/Jahr						-					
Andere*	mg/Nm³	-		0,0047	-	-	0,0072	HA	Perio.	Ja	0,5	-
	kg/Jahr						-					
PCDD/ PCDF	ng/Nm³	-	-	0,0002	-	-	0,0003	HA	Perio.	Ja	0,08	-
	kg/Jahr						-					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

Tabelle 139: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 124 – Block F

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Proben-nahme	Validiert	Emissions-grenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	2,54	4,17	8,26	9,52	64,69	HMW	Kont.	Ja	40	20
	kg/Jahr						1,3E+05					
SO_x	mg/Nm³	0	118,68	286,79	1472,59	1590,95	2656,15	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,3E+06					
SO_x Abscheidegrad	(%)	0	12,86	83,11	93,31	94,14	100	HMW	Kont.	Ja	85	-
NO_x	mg/Nm³	0	170,26	214,37	493,17	649,47	957,74	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,5E+06					
CO	mg/Nm³	0	4,45	9,41	18,5	22,11	148,23	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						8E+04					
HCl	mg/Nm³	-	-	5,9	-	-	9,1	HA	Perio.	Ja	-	-
	kg/Jahr						-					
HF	mg/Nm³	-	-	2,1	-	-	2,46	HA	Perio.	Ja	-	-
	kg/Jahr						-					
Hg	mg/Nm³	-	-	0,0032	-	-	0,0039	HA	Perio.	Ja	0,03	0,05
	kg/Jahr						-					
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	0,0028	-	-	0,0032	HA	Perio.	Ja	0,05	-
	kg/Jahr						-					
Andere*	mg/Nm³	-	-	0,0141	-	-	0,0182	HA	Perio.	Ja	0,5	-
	kg/Jahr						-					
PCDD/PCDF	ng/Nm³	-	-	0,0001	-	-	0,0015	HA	Perio.	Ja	0,08	-
	kg/Jahr						-					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

In der Anlage fallen zwei verschiedene Abwasserströme an. Ein Teil des Abwassers (insbesondere aus der Rückkühlung) wird unter Berücksichtigung der behördlichen Vorgaben an ein Gewässer abgegeben.

In der Abwasseraufbereitungsanlage werden alle am Kraftwerksstandort anfallenden Abwässer der Rauchgasentschwefelungen gemeinsam behandelt. Das Fließschema der Abwasserbehandlung ist in Abbildung 35 dargestellt. Die Abwasseremissionen sind in Tabelle 140 und Tabelle 141 dargestellt.

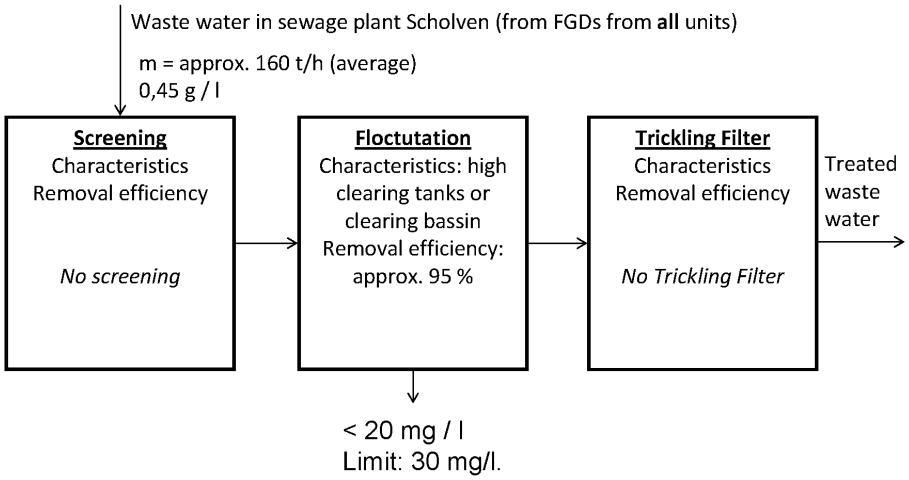

Abbildung 35: Schema zur AWR für Anlage 124

Tabelle 140: Wasseremissionen der Anlage 124 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	2,8E+5	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	11	-	30	-	-	-	-	-
pH		8,6	-	9,1	-	-	-	-	-
TDS	(mg/l)	1	-	27	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)	-							
COD	(mg/l)	26		53	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)	-							
TOC	(mg/l)	12,6	-	24	-	Stich-	-	-	-

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-		probe			
Cl^-	(mg/l)	2700	-	4200	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1500	-	2200	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	6	-	24	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
S^{2-}	(mg/l)	0,05	-	0,05	-	Stich-probe	-	-	0,2
	(kg/Jahr)			-					
NO_2^- /NO_3^-	(mg/l)	39,06	-	75,37	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,005		0,005	-	Stich-probe	-	-	0,05
	(kg/Jahr)								
P (total)	(mg/l)	0,05	-	0,05	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
	(mg/l)	0,02	-	0,02	-	Stich-probe	-	-	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,013	-	0,04	-	Stich-probe	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,01	-	0,017	-	Stich-probe	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,01	-	0,024	-	Stich-probe	-	-	1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,01	-	0,027	-	Stich-probe	-	-	0,5
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	0,001	-	0,002	-	Stich-probe	-	-	0,03
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,07	-	0,64	-	Mischp	-	-	-

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 141: Wasseremissionen der Anlage 124 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1,3E+5	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	14,1	-	22,7	-	-	-	-	< 30
pH		8,1	-	8,5	-	-	-	-	7,5 bis 9
TDS	(mg/l)	1	-	44	-	Stichprobe	-	12	50
	(kg/Jahr)			-					
COD	(mg/l)	15	-	26	-	Stichprobe	-	12	50
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	5,1	-	9,7	-	Stichprobe	-	12	20
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	83	-	229	-	Stichprobe	-	12	600
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	150	-	466	-	Stichprobe	-	12	1000
	(kg/Jahr)			-					
NH_3-N	(mg/l)	1	-	1	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
NO_2^- /NO_3^-	(mg/l)	4,71	-	12,75	-	Stichprobe	-	12	20
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,08	-	0,4	-	Stichprobe	-	12	0,6
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	0,002	-	0,002	-	Stichprobe	-	12	0,002

		Mini-mum	Durch-schnitt	Maxi-mum	Mess wert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	0,001	-	0,001	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
As	(mg/l)	0,002	-	0,003	-	Stichprobe	-	12	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	0,02	-	0,02	-	Stichprobe	-	12	0,04
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	Stichprobe	-	12	0,04
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	0,012	-	0,059	-	Stichprobe	-	12	0,08
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	0,01	-	0,01	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
V	(mg/l)	0,01	-	0,012	-	Stichprobe	-	-	4
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	0,015	-	0,27	-	Stichprobe	-	12	1
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,03	-	0,07	-	Stichprobe	-	12	0,08
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 142 und Tabelle 143 zeigen die angefallenen festen Rückstände. Bedingt durch die unterschiedlichen Schwefelgehalte der eingesetzten Kohlen, die unterschiedliche Blockgröße und weitere blockspezifische Eigenschaften der Rauchgasreinigungsanlagen fallen im Block B größere Gipsmengen aus der REA an, während im Block F der Anteil an Flugasche deutlich höher ist.

Die Ascherückstände werden insbesondere in der Beton- und Straßenbauindustrie verwendet. Der Gips aus der REA wird in einem angrenzenden Gipswerk unter anderem zu Gipskartonplatten verarbeitet.

Tabelle 142: Feste Rückstände der Anlage 124 – Block B

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüs-sel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	-	3,4E+04	-	Betonadditiv, Zementersatz
Kesselasche	Verbren-nungsprozess	-	1,5E+04	-	Straßenbau
Gips	RGR	-	6,3E+04	-	Gipskarton

Tabelle 143: Feste Rückstände der Anlage 124 –Block F

Beschrei-bung	Herkunft	Abfallschlüssel	Aufkommen in t im Re-ferenzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungs-zweck
Flugasche	RGR	-	9,8E+04	-	Betonadditiv, Zementersatz
Kesselasche	Verbrennungspro-zess	-	1,1E+04	-	Straßenbau
Gips	RGR	-	3E+04	-	Gipskarton

Besonderheiten

In beiden Blöcken werden zwei Halblast-Speisewasserpumpen durch eine mechanische Verbindung direkt von der Dampfturbine angetrieben. Insbesondere bei hoher Auslastung führt dies zu einer Effizienzsteigerung der Anlage. Der Block B ist darüber hinaus als KWK-Anlage ausgeführt, was zu einer effizienteren Nutzung des Brenn-stoffenergiegehaltes führt. Diese Anlagenkonfigurationen werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 139

Bei Anlage 139 handelt es sich um eine Staubfeuerungsanlage zur Erzeugung von Strom und Heißwasser zur Fernwärmeversorgung. Die Anlage wurde 1989 in Betrieb genommen und zwischen 2010 und 2013 umfassend nachgerüstet. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle mit einem hohen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Zudem wird in geringem Maße Koksofengas verbrannt. Die Anlage besteht aus einem Zwangdurchlaufkessel mit Teillastrezirkulation, welchem eine Entnahme-Kondensationsturbine zugeordnet ist. Die Frischdampfparameter betragen 264 bar und 535 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 65,4 bar/ 541 °C bereit. Ein Teil des Dampfes wird entnommen und zur Bereitstellung von Fernwärme kondensiert. Das System zur Kondensatorkühlung beruht auf einem Naturzugkühlturm.

Die Anlage ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2083 $MW_{th.}$ Demselben Standort ist auch Anlage 138 zuzuordnen. Von der Feuerungswärmeleistung entfallen 1278 MW_{th} auf die Anlage 139. Die elektrischen Bruttoleistung beträgt 500 MW_{el}. Die thermische Nutzleistung beträgt 550 MW_{th}.

Tabelle 144 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 144: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 139

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,92E+06	5,77E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,83E+06	2,22E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,62E+06	1,97E+06
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	8,25E+05	735602,0
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6189	6537
Volllastfaktor in %	%	62	69,0

Die Anlage wurde im Referenzjahr für knapp 6200 h betrieben. Der Vollastfaktor lag bei 62 %. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 32,9 %. Zusammen mit dem thermischen Nutzungsgrad von 16,7 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzugsgrad von 49,6 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 34,1 %. Zusammen mit dem thermischen Nutzungsgrad von 12,7 % ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 46,8 %. Die Betriebszeit lag mit etwa 6500 h im langjährigen Durchschnitt etwas über der im Referenzjahr. Der Volllastfaktor ist mit 69 % ebenfalls höher.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie die üblichen Mengen fester Rückständen, insbesondere die Kraftwerksnebenprodukte Elektrofilterasche und REA-Gips. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und Hg kontinuierlich erfasst. Zur

Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 36 dargestellt.

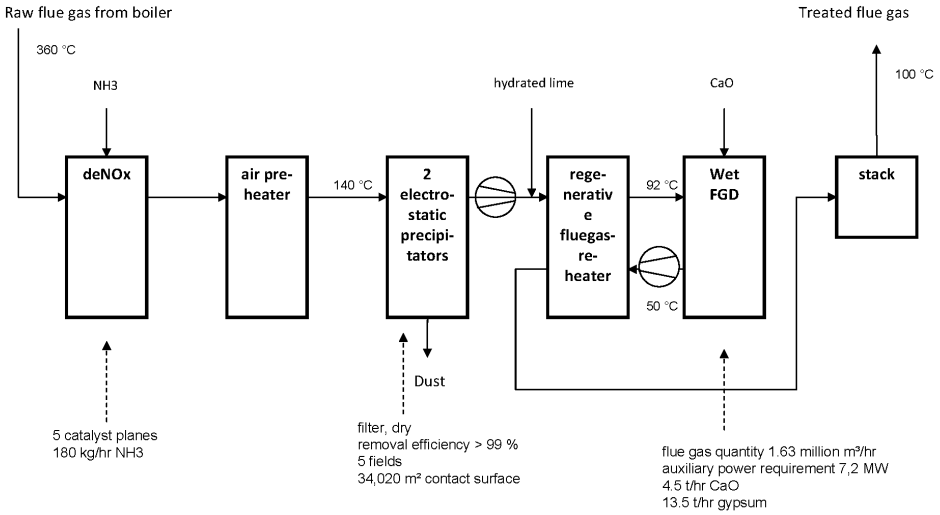

Abbildung 36: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 139

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Nach der Luftvorwärmung folgt ein Elektrofilter. Nach der Zugabe von gelöschtem Kalk wird das Rauchgas abgekühlt. Anschließend wird unter Zugabe von CaO in der nassen Rauchgasentschwefelung SO_x abgetrennt. Nach einem erneuten Aufwärmen werden die gereinigten Rauchgase durch einen Schornstein an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 145 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen überwiegend validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 145: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 139

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0	1,34	4,05	4,45	9,4	HMW	Kont.	Ja	60	20
	kg/Jahr						8475					
SO_x	mg/Nm³	23,2	64,3	122,39	203	215,76	287,7	HMW	Kont.	Ja	600	300
	kg/Jahr						8,3E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	0	89,7	93,27	95,77	95,97	97,91	HMW	Kont.	Nein	85	-
NO_x	mg/Nm³	0	167	183,85	197,86	200,93	244,5	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,2E+06					
CO	mg/Nm³	0	0	0,22	0	0	47,45	HMW	Kont.	Ja	500	250
	kg/Jahr						1281,83					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,0043	0,0088	0,0102	0,036	HMW	Kont.	Ja	0,05	0,03
	kg/Jahr						25					

In der Anlage fallen zwei verschiedene Abwasserströme an. Das Fließschema der Abwasserbehandlung ist in Abbildung 37 dargestellt. Ein Teil des Kühlwassers wird unbehandelt an einen Fluss abgegeben. Den zweiten Abwasserstrom bildet aufbereitetes Flusswasser, welches sowohl zur REA als auch zur Abwasseraufbereitungsanlage geleitet wird. Das aufbereitete Abwasser wird zusammen mit dem unbehandelten Kühlwasser in einen Fluss gegeben, wobei ein Teil des Kühlwassers rezirkuliert wird. Diese Abwasserströme sind in Tabelle 146 und Tabelle 147 dargestellt.

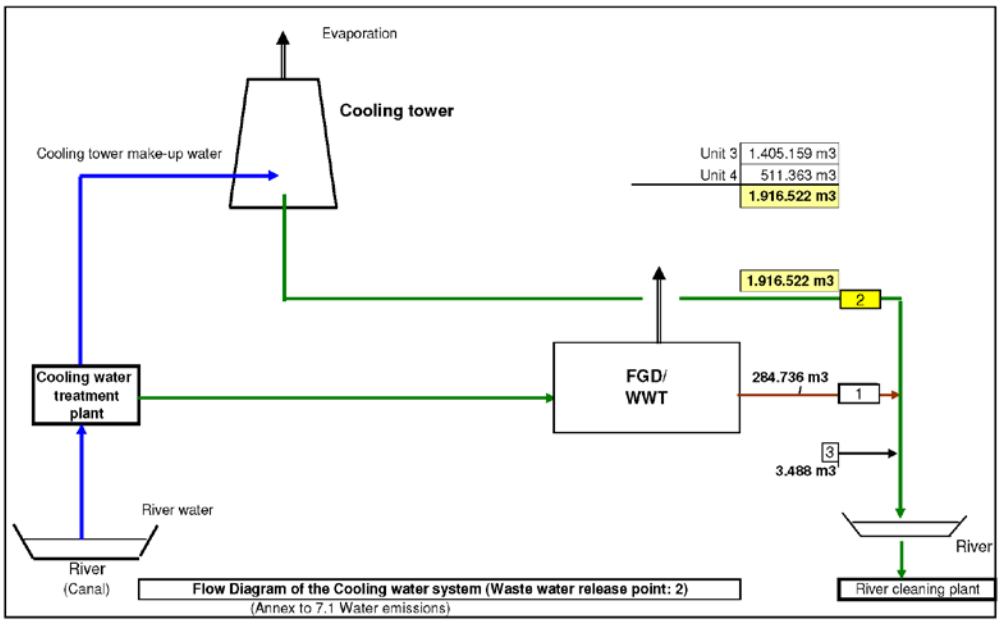

Abbildung 37: Schema zur AWR für Anlage 139

Tabelle 146: Wasseremissionen der Anlage 139 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	51	55	60	-	-	-	-	63,65 m^3/0,5 h
Temp.	(°C)	17,6	23,1	29,7	-	-	-	-	30° C; in Ausnahmen: 35° (max)
pH		6,5	8	8,6	-	-	-	-	6,5 bis 9,5
TSS	(mg/l)	2	6	22	HA	Stich-probe	-	16	30
	(kg/Jahr)			1099					
F^-	(mg/l)	5	9,6	22	HA	Stich-probe	-	16	30
	(kg/Jahr)			1758					
S^{2-}	(mg/l)	-	-	-	-	Stich-probe	-	16	0,2
	(kg/Jahr)			-					
SO_3^{2-}	(mg/l)	-	-	-	-	Stich-	-	16	20

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-		probe			
SO_4^{2-}	(mg/l)	1080	1219	1370	HA	Stich-probe	-	16	2000
	(kg/Jahr)			2,2E+05					
Cd	(mg/l)	0,0003	0,0004	0,0021	HA	Stich-probe	-	16	0,05
	(kg/Jahr)			0,07					
Hg	(mg/l)	0,0011	0,0044	0,0095	HA	Stich-probe	-	16	0,03
	(kg/Jahr)			0,81					
Pb	(mg/l)	-	-	-	HA	Stich-probe	-	16	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	0,0025	0,014	0,028	HA	Stich-probe	-	16	0,5
	(kg/Jahr)			2,56					
Cu	(mg/l)	0,0025	0,003	0,006	HA	Stich-probe	-	16	0,5
	(kg/Jahr)			0,55					
Ni	(mg/l)	0,0025	0,0063	0,015	HA	Stich-probe	-	16	0,5
	(kg/Jahr)			1,15					
Zn	(mg/l)	0,0025	0,02	0,14	HA	Stich-probe	-	16	1
	(kg/Jahr)			3,66					

Tabelle 147: Wasseremissionen der Anlage 139 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	70	143	180	-	-	-	-	100 m3/0,5 h
Temp.	(°C)	25	31	36	-	-	-	-	-
pH		7,6	7,8	8	-	-	-	-	6,5 bis 9,5
TSS	(mg/l)	41	48	58	HA	Stich-probe	-	3	50 mg/l bzgl. Regenerationswasser (Ionentauscher)
	(kg/Jahr)			167					
AOX	(mg/l)	0,057	0,074	0,096	TMW	Stich-probe	-	3	0, 5 mg/l bzgl. Kondensatreinigung 1,0 mg/l bzgl. Demineralisation
	(kg/Jahr)			0,258					

Tabelle 148 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Der größte Anteil an Rückständen entfällt auf die Kraftwerksnebenprodukte Elektrofilterasche und REA-Gips. Die Elektrofilterasche wird als zertifiziertes Produkt als Betonzuschlagstoff in der Bauindustrie vermarktet. Der REA-Gips wird in der Gipsindustrie vermarktet. Zurückbleibende Schlämme aus der Kühlwasseraufbereitung werden in der Landwirtschaft als Dünger genutzt.

Tabelle 148: Feste Rückstände der Anlage 139

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenz-jahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungs-zweck
Flugasche	Verbrennungs-prozess	EN 450	7,4E+04	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterial
Flugasche	Verbrennungs-prozess	EN 450	3521	Kurzzeitige Lagerung	Baumaterial (nach Trocknung)
Flugasche	Verbrennungs-prozess		3047	Verwendung - Sonstige	Baumaterial, Deponierung
Gips	RGR		3,2E+04	Verwendung - Bauindustrie	Gipskartons
Kesselasche	Verbrennungs-prozess		1,5E+04	Verwendung - Sonstige	Baumaterial
Kühlwasserzusatz wasserschlamm	AWR		3494	Verwendung - Sonstige	Dünger
REA AWR Schlamm	AWR		2374		Abfall

Besonderheiten

Die Anlage wird derzeit umfassend nachgerüstet. Unter anderem werden neue Brenner zur Reduzierung der NO_x-Emissionen installiert. Zusätzlich wird die Turbine mit einem neuen Hochdruckturbinenläufer nachgerüstet, wodurch die Effizienz der Gesamtanlage gesteigert wird.

Vom Betreiber als BVT vorgeschlagen wird die erhöhte Staubabscheideleistung im Elektrofilter, welche durch Konditionieren des Rauchgases mit SO_3 realisiert wird.

Staubfeuerung, Anlagennummer 123

Bei Anlage 123 handelt es sich um eine 1992 in Betrieb genommene Kohlenstaubfeuerung zur Erzeugung von Strom. Die Anlage 123 ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtleistung von 5140 MW_{th}. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle mit einem mäßigen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Zudem wird entwässerter Klärschlamm verbrannt. Die Anlage besteht aus einem Zwangdurchlaufkessel mit Teillastrezirkulation. Der Dampf wird einer Entnahme-Kondensationsturbine entspannt. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbine sind 262 bar und 545 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 54 bar / 562 °C bereit. Die Kühlung geschieht mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Flusswasser nachgeführt. Zudem kann Heißwasser für die Fernwärmeversorgung einer Kleinstadt ausgekoppelt werden. Das Anlagenschema ist in Abbildung 38 dargestellt.

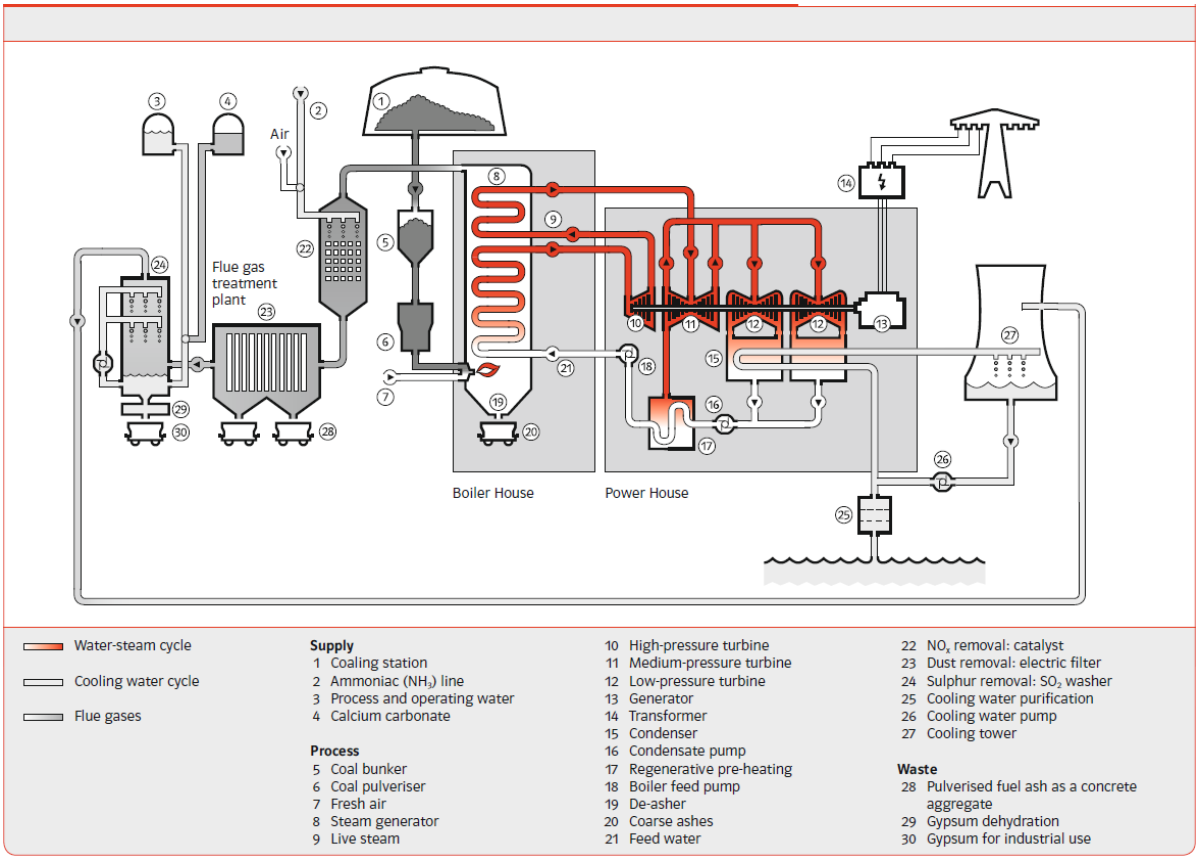

Abbildung 38: Anlagenschema für Anlage 123

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung beträgt 1370 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 550 MW_{el}. Zusätzlich kann maximal eine thermische Leistung von 300 MW_{th} ausgekoppelt werden.

Tabelle 149 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 149: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 123

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	7,08E+06	7,25E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,95E+06	3,07E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,72E+06	2,83E+06
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,66E+05	1,45E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,66E+05	1,45E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7034,2	-
Volllastfaktor in %	%	74	-

Die Anlage wurde im Referenzjahr über 7000 h mit einem Durchschnittlichen Volllastfaktor von 74 % betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 38,4 % sowie ein thermischer Nutzungsgrad von 2,4 %. Somit betrug der Brennstoffausnutzungsgrad im Referenzjahr 40,8 %. Aus den Energiemengen ergeben sich im mehrjährigen Durchschnitt ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 39 % sowie ein thermischer Nutzungsgrad von 2 %. Somit ist der Brennstoffausnutzungsgrad von 41 % im mehrjährigen Durchschnitt nahezu identisch mit dem Brennstoffausnutzungsgrad im Referenzjahr.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden, entsprechend der gesetzlichen und behördlichen Vorschriften, die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO, HCl, NH_3, TOC und Hg kontinuierlich erfasst. Zudem wird eine Reihe weiterer Schadstoffemissionen periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die 2010 nachgerüsteten Low-NOx-Brenner zu nennen. Für die Verbrennung des Klärschlamms werden separate Brenner genutzt. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 39 dargestellt.

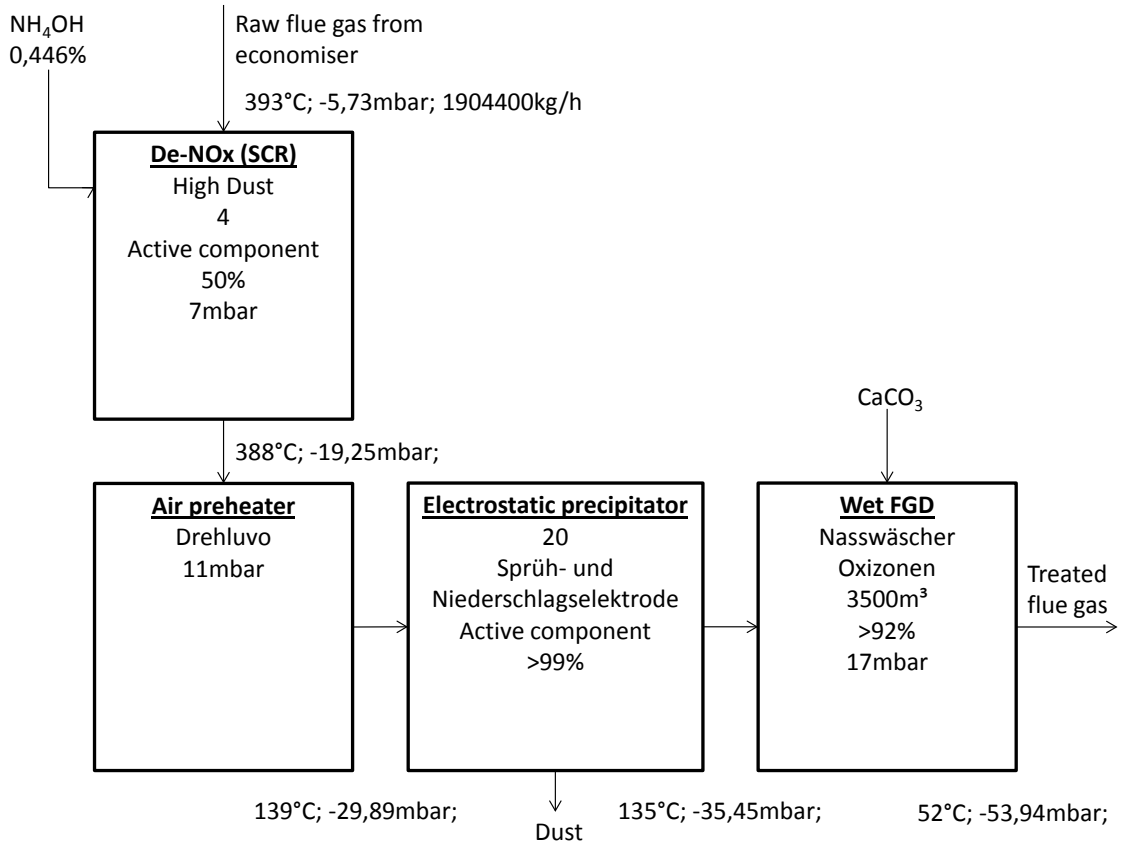

Abbildung 39: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 123

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Anschließend folgt nach einer Abkühlung des Rauchgases die Staubabscheidung in einem Elektrofilter. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer nassen Kalkstein-REA durch Zugabe von $CaCO_3$ SO_x abgeschieden, wobei Gips als Nebenprodukt anfällt. Das gereinigte Rauchgas wird über den Kühlturm abgeführt.

Tabelle 150 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Die Frachten enthalten hingegen OTNOCs. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 150: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 123

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0,0135	0	2,62	10,52	12	21,25	HMW	Kont.	Ja	15	-
	kg/Jahr	2,4E+04										
SOx	mg/Nm³	0,336	10,06	40,36	81,99	88	201,11	HMW	Kont.	Ja	178	-
	kg/Jahr	3,6E+05										
NOx	mg/Nm³	36,2	162,14	175,59	189,3	191,97	405,62	HMW	Kont.	Ja	200	-
	kg/Jahr	1,5E+06										
CO	mg/Nm³	3,17	5,4	10,07	20,51	24,33	173,5	HMW	Kont.	Ja	178	-
	kg/Jahr	8,7E+04										
HCl	mg/Nm³	0,0865	0,18	0,55	0,82	0,86	4,28	HMW	Kont.	Ja	20	-
	kg/Jahr	4501,58										
HF	mg/Nm³	-	-	0,074	-	-	-	-	Perio.	Ja	1	-
	kg/Jahr	617,866										
Hg	mg/Nm³	0,0007	0,0006	0,0027	0,0051	0,0057	0,0331	HMW	Kont.	Ja	0,03	-
	kg/Jahr	22,12										
NH_3	mg/Nm³	0,087	0	0,02	0,14	0,17	0,5	HMW	Kont.	Ja	2	-
	kg/Jahr	197,16										
TOC	mg/Nm³	0,13	0	0,32	0,65	0,68	4,44	HMW	Kont.	Ja	10	-
	kg/Jahr	2562,04										
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	0,0008	-	-	-	-	Perio.	Nein	0,05	-
	kg/Jahr	6,63										
An-dere*	mg/Nm³	-	-	0,0288	-	-	NA	HMW	Perio.	-	0,5	-

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
	kg/Jahr						239,8					
PCDD /PCDF	ng TEQ/Nm³	-	-	0,004	-	-	-	HMW	Perio.	Ja	0,01	-
	kg/Jahr						3,4E-05					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

In der Anlage fallen drei verschiedene Abwasserströme an. Das Fließschema der Abwasserbehandlung ist in Abbildung 40 dargestellt. . Ein Teil des Kühlwassers und die Oberflächenwässer werden unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben unbehandelt an einen Fluss abgegeben. Alle Abwasserströme sind in Tabelle 151, Tabelle 152 und Tabelle 153dargestellt. Zu berücksichtigen ist, dass nur eine Wasseraufbereitungsanlage für den gesamten Kraftwerksstandort existiert und die Abwässer weiterer Feuerungsanlagen auf dem Standortgelände ebenfalls in den Daten enthalten sind.

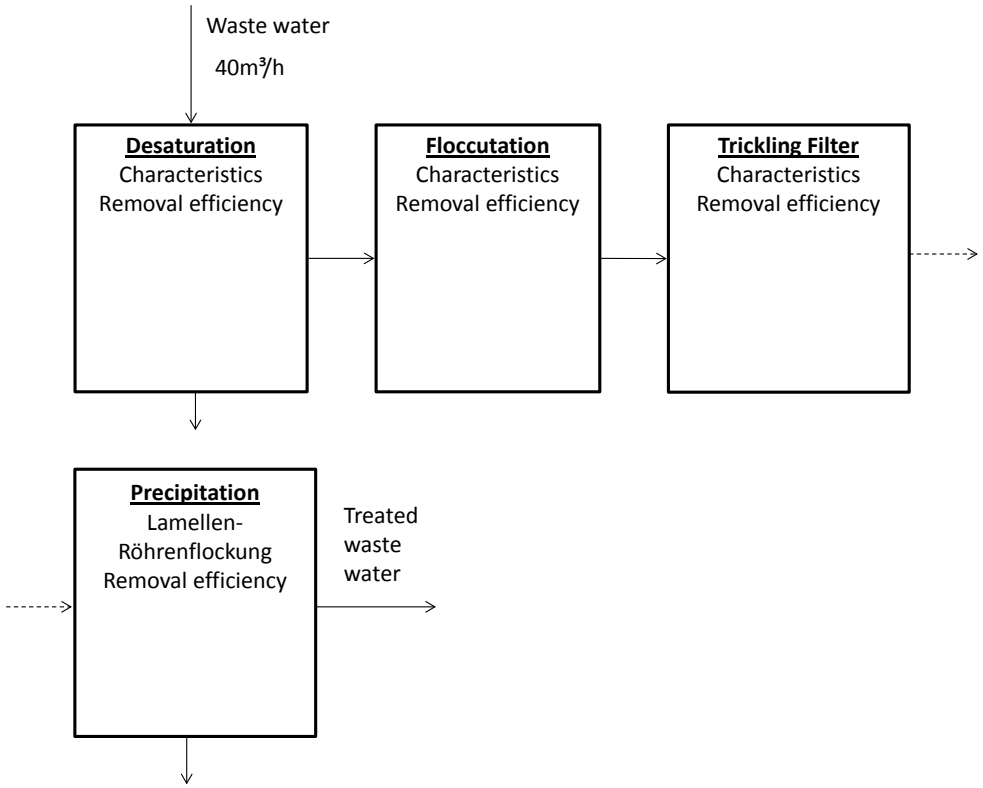

Abbildung 40: Schema zur AWR für Anlage 123

Tabelle 151: Wasseremissionen der Anlage 123 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	1,5E+5	1,7E+5	1,8E+5	-	-	-	-	2,5E+05
Temp.	(°C)	32,7	36,4	40	-	-	-	-	-
pH		8,69	8,9	9,17	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	8	13	20	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			2008					
COD	(mg/l)	32	48	57	-	Stichprobe	Ja	50	80
	(kg/Jahr)			7414					
TOC	(mg/l)	10	16	19	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			2471					
Cl^-	(mg/l)	1400	1680	2190	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			2,6E+05					
F^-	(mg/l)	7,8	9,5	11,8	-	Stichprobe	Ja	50	30
	(kg/Jahr)			1467					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1031	1468	1690	-	Stichprobe	Ja	50	2000
	(kg/Jahr)			2,3E+05					
N (total)	(mg/l)	81,65	109,2	143,9	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			1,7E+04					
NH_3-N	(mg/l)	0,77	2,26	8,94	-	Stichprobe	Ja	50	25
	(kg/Jahr)			349,1					
Cd	(mg/l)	0,001	0,004	0,009	-	Stichprobe	Ja	50	0,03
	(kg/Jahr)			0,618					
Ti	(mg/l)	0,013	0,018	0,03	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			2,78					
Cd+Tl	(mg/l)	0,015	0,022	0,033	-	Stichprobe	Ja	50	

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			3,4					
Hg	(mg/l)	0,001	0,002	0,008	-	Stichprobe		50	0,03
	(kg/Jahr)			0,309			Ja		
As	(mg/l)	0,002	0,004	0,007	-	Stichprobe		50	
	(kg/Jahr)			0,618			Ja		
Pb	(mg/l)	0,005	0,005	0,01	-	Stichprobe		50	0,06
	(kg/Jahr)			0,772			Ja		
Cr	(mg/l)	0,007	0,011	0,02	-	Stichprobe		50	0,3
	(kg/Jahr)			1,7			Ja		
Cu	(mg/l)	0,01	0,011	0,014	-	Stichprobe		50	0,3
	(kg/Jahr)			1,7			Ja		
Ni	(mg/l)	0,01	0,01	0,01	-	Stichprobe		50	0,3
	(kg/Jahr)			1,54			Ja		
Zn	(mg/l)	0,02	0,035	0,065	-	Stichprobe		50	0,06
	(kg/Jahr)			5,41			Ja		
PCDD/ PCDF	(ng TE/l)	0,01	0,014	0,026	-	Stichprobe		4	
	(kg/Jahr)			2,16			Ja		

Tabelle 152: Wasseremissionen der Anlage 123 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	1,2E+5	1,5E+5	1,9E+5	-	-	-	-	1,4E+06
Temp.	(°C)	-	-	-	-	-	-	-	-
pH		-	-	-	-	-	-	-	
COD	(mg/l)	31	39	60	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			0					
TOC	(mg/l)	10	13	20	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			0					
Total Hydrocarbon content	(mg/l)	116	153	262	-	Stichprobe	Ja	250	
	(kg/Jahr)			0					
Cl^-	(mg/l)	256	305	429	-	Stichprobe	Ja	250	
	(kg/Jahr)			7882					
SO_4^{2-}	(mg/l)	438	563	661	-	Stichprobe	Ja	250	
	(kg/Jahr)			1,1E+04					
P (total)	(mg/l)	0,28	0,35	0,46	-	Stichprobe	Ja	50	0,5
	(kg/Jahr)			0					
AOX	(mg/l)	0,04	0,051	0,07	-	Stichprobe	Ja	12	
	(kg/Jahr)			0,00					

Tabelle 153: Wasseremissionen der Anlage 123 - Oberflächenabwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	-	-	-	-	-	-	1,9E+5
Temp.	(°C)	16,6	25,9	33,2	-	-	-	-	-
pH		7,9	8,2	8,4	-	-	-	-	
COD	(mg/l)	15	16	23	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	5	5	8	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			-					
Öl	(mg/l)	0,1	0,1	0,2	-	Stichprobe	Ja	50	
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 154 zeigt die angefallenen festen Rückstände (Kraftwerksnebenprodukte). Den größten Anteil haben hierbei Asche bzw. Schlacke aus dem Kessel und Gips aus der REA. Diese werden u.a. in der Baustoffindustrie genutzt.

Tabelle 154: Feste Rückstände der Anlage 123

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenz-jahr	Endgültiger Bestimmungs-ort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	10 01 02	9,8E+04	Verwendung - Bauindustrie	Betonadditiv, Zementersatz
Kesselasche	Verbrennungs-prozess	10 01 15	2,1E+04	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterial
Gips	RGR	10 01 07	3,8E+04	Verwendung - Bauindustrie	Gipskarton
REA Schlamm	AWR	10 01 05	6596	-	Verfüllung

Besonderheiten

Zu der Anlage 123 gehört ein geschlossenes Kohlelager. Somit können Staub- und Lärmemissionen minimiert werden. Des Weiteren führt die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme zu einer höheren Ausnutzung des Brennstoffenergiegehalts. Beide Technologien werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 122

Bei Anlage 122 handelt es sich um eine 1992 in Betrieb genommene Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom. 2005 wurde eine neue REA mit einem neuen nachgeschalteten nassen Schornstein in Betrieb genommen. 2009 wurden Modifikationen an MahlAnlagen zur Anpassung an Importkohlenbändern durchgeführt. Als Brennstoff wird zu 100 % Steinkohle mit einem hohen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Die Anlage besteht aus zwei baugleichen Zwangdurchlaufkesseln mit Teillastrezirkulation, welchen jeweils eine Kondensationsturbine zugeordnet ist. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbine sind 186 bar und 530 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 38 bar/530 °C bereit. Die Kühlung geschieht mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird sowohl Fluss- als auch Grundwasser nachgeführt.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung von Kessel 1 beträgt 1870 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 761 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 39 %. Diese Werte gelten ebenfalls für den zweiten Kessel

Tabelle 155 und Tabelle 156 zeigen die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 155: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 122 – Kessel 1

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	9,26E+06	9,53E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	3,58E+06	3,71E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	3,37E+06	3,49E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6342,0	6345,0
Volllastfaktor in %	%	78	80

Tabelle 156: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 122 – Kessel 2

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	9,37E+06	8,97E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	3,65E+06	3,49E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	3,43E+06	3,29E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6395,0	6030,0
Volllastfaktor in %	%	78	80

Beide Kessel wurden im Referenzjahr etwa 6400 h bei einer Durchschnittlichen Auslastung von 78 % betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 36,4 % bzw. 36,6 %. Im mehrjährigen Durchschnitt weist der Kessel 2

mit gut 6000 h Betriebsstunden rund 300 h weniger Betriebszeit auf, als der Kessel 1. Die Volllastfaktoren liegen jeweils bei 80 %. Aus den Energiemengen ergeben sich im langjährigen Durchschnitt elektrische Netto-Nutzungsgrade von 36,6 % bzw. 36,7 %.

Die Anlage erfuhr in der Vergangenheit einige Optimierungen und Nachrüstungen. So wurde im Jahr 2005 die Anlage zur Rauchgasentschwefelung ersetzt, zudem wurde ein Nassschornstein installiert und die elektrische Nettoleistung durch verschiedene Maßnahmen erhöht. Im Jahr 2009 wurde die Mühlenkapazität durch optimierte Einstellungen bezüglich der Importkohle erhöht. Diese Optimierungsmaßnahmen sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie die üblichen Mengen an festen Rückständen, im Wesentlichen die Kraftwerksnebenprodukte Elektrofilterasche und REA-Gips. Im Rauchgas werden die typischen Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und Hg kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 41 dargestellt.

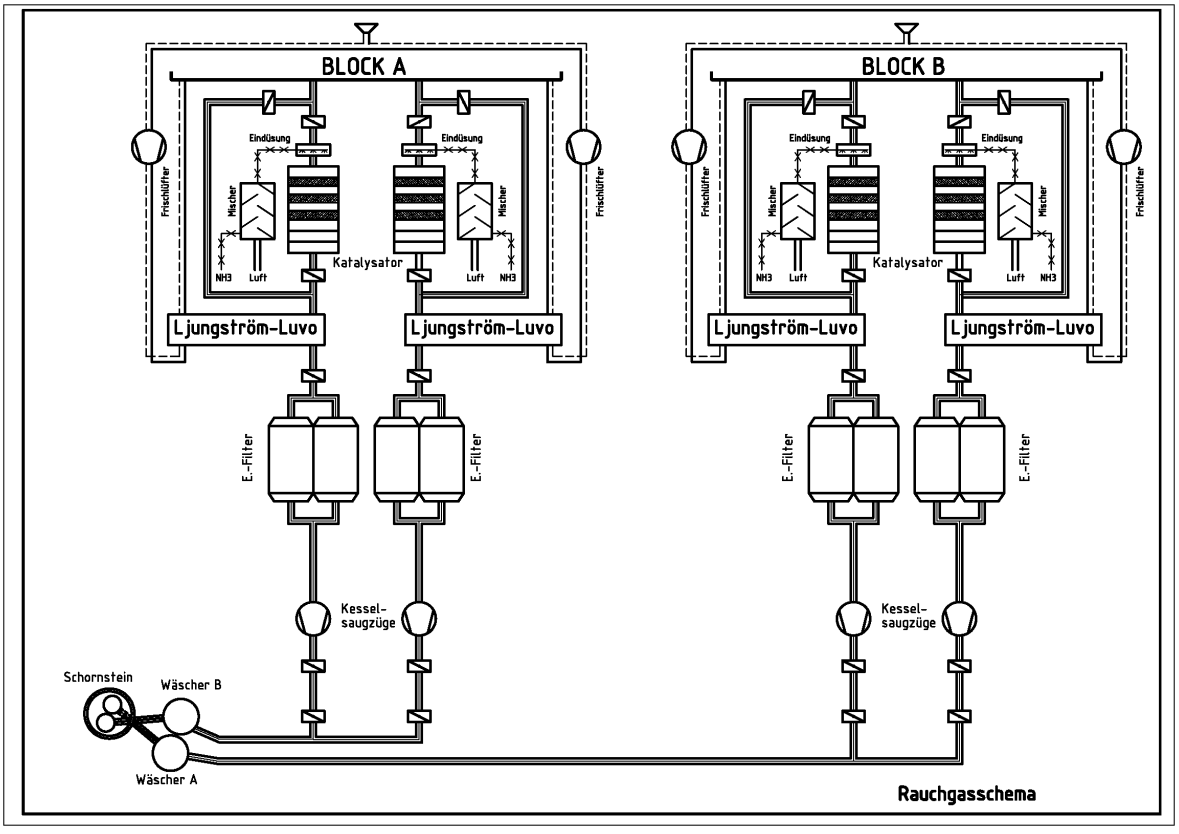

Abbildung 41: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 122

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Anschließend folgt nach einer Abkühlung des Rauchgases ein Elektrofilter. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer nassen Kalkstein-REA mit Gipsproduktion SO_x

abgeschieden. Die nasse Rauchgasentschwefelung sowie die Rauchgasabführung durch einen Nasskamin werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 157 und Tabelle 158 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Die Frachten enthalten hingegen OTNOCs. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 157: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 122 – Kessel 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0	0,6179	2,38	2,77	21,18	HMW	Kont.	Ja	60	20
	kg/Jahr						7235					
SO_x	mg/Nm³	0	56,6	115,31	160,23	162,675	208,38	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,4E+06					
SO_x Abscheidegrad	(%)	41,7	87	91,38	95,4	95,8	98,8	HMW	Kont.	Nein	85	-
NO_x	mg/Nm³	67	177,92	195,23	209,54	215,62	677,05	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						2,3E+06					
CO	mg/Nm³	0,99	1,12	1,8853	2,8975	4,02	112,54	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						2,2E+04					
	kg/Jahr						-					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,0016	0,0054	0,0066	0,047	HMW	Kont.	Ja	-	0,03
	kg/Jahr						-					

Tabelle 158: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 122 – Kessel 2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0,15	2,2214	4,56	4,85	58,18	HMW	Kont.	Ja	60	20
	kg/Jahr	2,6E+04										
SO_x	mg/Nm³	18,14	64,742	123,06	159,5	162,99	309,29	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	1,5E+06										
SO_x re-moval	(%)	33,9	87,1	90,53	90,5	94,7	98,4	HMW	Kont.	Nein	85	-
NO_x	mg/Nm³	60,28	184,69	196,06	204,491	207,668	616,38	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	2,4E+06										
CO	mg/Nm³	0	0,03	3,1305	5,397	6,5964	494,1	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	3,7E+04										
	kg/Jahr	-										
Hg	mg/Nm³	0	0	0,0014	0,0054	0,0064	0,0467	HMW	Kont.	Ja	-	0,03
	kg/Jahr	-										

In der Anlage fallen zwei verschiedene Abwasserströme an. Das Fließschema der Abwasserbehandlung ist in Abbildung 42 dargestellt. Ein Teil des Kühlwassers wird unbehandelt an einen Fluss abgegeben. Den zweiten Abwasserstrom bildet gefiltertes Kühlwasser, welches sowohl zur REA als auch der Abwasseraufbereitungsanlage geleitet wird. Das aufbereitete Abwasser wird zusammen mit dem unbehandelten Kühlwasser in einen Fluss gegeben, wobei ein Teil des Kühlwassers rezirkuliert wird. Diese Abwasserströme sind in Tabelle 159 und Tabelle 160 dargestellt.

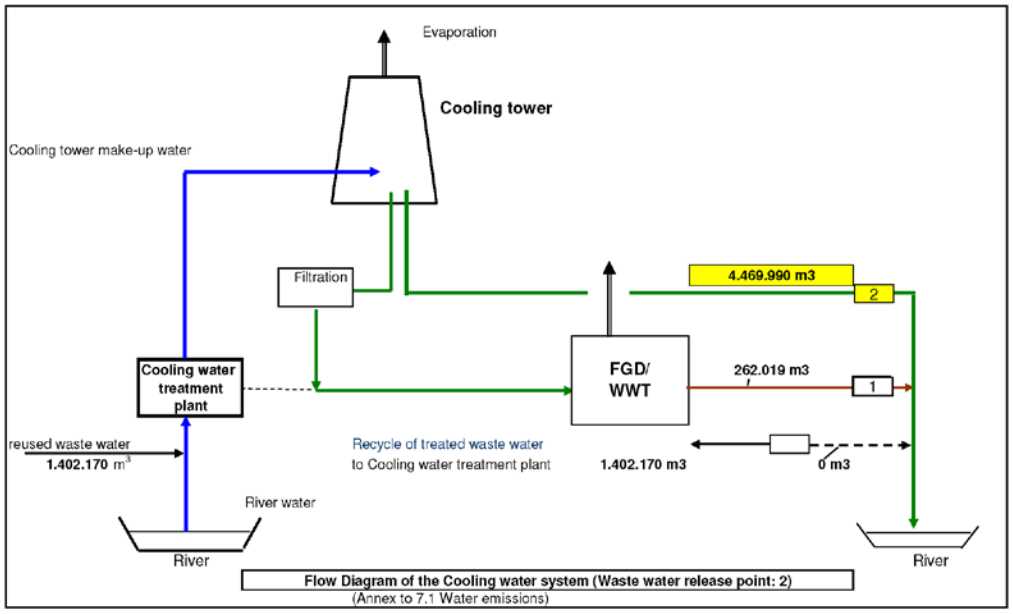

Abbildung 42: Schema zur AWR für Anlage 122

Tabelle 159: Wasseremissionen der Anlage 122 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	8	31,9	53,8	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	35,6	38,6	43,2	-	-	-	-	-
pH		8,2	8,9	9,3	-	-	-	-	6,5 bis 10
TSS	(mg/l)	8	10,5	18	HA	Stich-probe	-	19	30
	(kg/Jahr)			1384					
COD	(mg/l)	35	39,2	75	HA	Stich-	-	19	80 mg/l (für

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			5166		probe			Verwendung von Kalkstein 150 mg/l)
F^-	(mg/l)	10	12,3	17	HA	Stich-probe	-	15	30
	(kg/Jahr)			1621					
S^{2-}	(mg/l)	-	-	-	HA	Stich-probe	-	19	0,2
	(kg/Jahr)			-					
SO_3^{2-}	(mg/l)	-	-	-	HA	Stich-probe	-	19	20
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1040	1175	1220	HA	Stich-probe	-	19	2000
	(kg/Jahr)			1,5E+05					
Cd	(mg/l)	-	-	-	HA	Stich-probe	-	36	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	0,0002	0,0034	0,027	HA	Stich-probe	-	36	0,03
	(kg/Jahr)			0,45					
Pb	(mg/l)	0,005	0,0054	0,014	HA	Stich-probe	-	39	0,1
	(kg/Jahr)			0,7					
Cr	(mg/l)	0,005	0,021	0,056	HA	Stich-probe	-	38	0,5
	(kg/Jahr)			2,8					
Cu	(mg/l)	0,005	0,008	0,016	HA	Mischprobe	-	39	0,5
	(kg/Jahr)			2,096					
Ni	(mg/l)	0,0025	0,0026	0,008	HA	Stich-probe	-	20	0,5
	(kg/Jahr)								
Zn	(mg/l)	0,0025	0,0037	0,012	HA	Stich-probe	-	16	1
	(kg/Jahr)			0,5					

Tabelle 160: Wasseremissionen der Anlage 122 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	95,6	304,8	503	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	16,6	22,7	29	-	-	-	-	-
pH		6,7	8,2	8,7	-	-	-	-	-
COD	(mg/l)	14	19	23	HA	Stichprobe	-	16	45
	(kg/Jahr)			4,3E+04					
P (total)	(mg/l)	0,09	0,13	0,21	HA	Stichprobe	-	16	1,5
	(kg/Jahr)			292					
AOX	(mg/l)	0,011	0,02	0,028	HA	Stichprobe	-	-	0,15
	(kg/Jahr)			45					

Tabelle 161 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Den größten Anteil haben hierbei Asche bzw. Schlacke, hier Elektrofilterasche, und Gips aus der REA. Diese werden in der Baustoffindustrie als zertifizierte Produkte vermarktet. Zurückbleibende Schlämme aus der Kühlwasseraufbereitung werden in der Agrarindustrie als Dünger verwendet.

Tabelle 161: Feste Rückstände der Anlage 122

Beschreibung	Herkunft	Abfallschlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	Verbrennungsprozess	EN 450	1,7E+05	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterial
Flugasche	Verbrennungsprozess	EN 450	2,6E*04	Temporary stockpile	Baumaterial (nach Trocknung)
Kesselasche	Verbrennungsprozess	-	1,2E+04	Verwendung - Sonstige	Baumaterial
Gips	RGR	Gips quality	1E+05	Verwendung - Bauindustrie	Gipsindustrie
Kühlwasserausgleichswasserschlamm	Raw AWR	-	9402	Verwendung - Sonstige	Dünger
REA AWR Schlamm	AWR	-	6676,8	-	Abfall

Besonderheiten

Sowohl die nasse Rauchgasentschwefelungsanlage als auch der Nasskamin zur Rauchgasabführung werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 131

Bei Anlage 131 handelt es sich um eine Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom. Die Anlage wurde 1976 in Betrieb genommen und kontinuierlich zuletzt in 2004 umfassend nachgerüstet. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle eingesetzt. Zudem werden in geringen Anteilen Heizöl und Petrolkoks verbrannt. Die Anlage besteht aus einem Zwangdurchlaufkessel, welchem eine Kondensationsturbine zugeordnet ist. Die Frischdampfparameter betragen 188 bar und 530 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 39 bar/ 530 °C bereit. Die Kondensatorkühlung ist als direkte Durchlaufkühlung mit Meerwasser ausgeführt. Das Funktionsschema der Anlage ist in Abbildung 43 dargestellt.

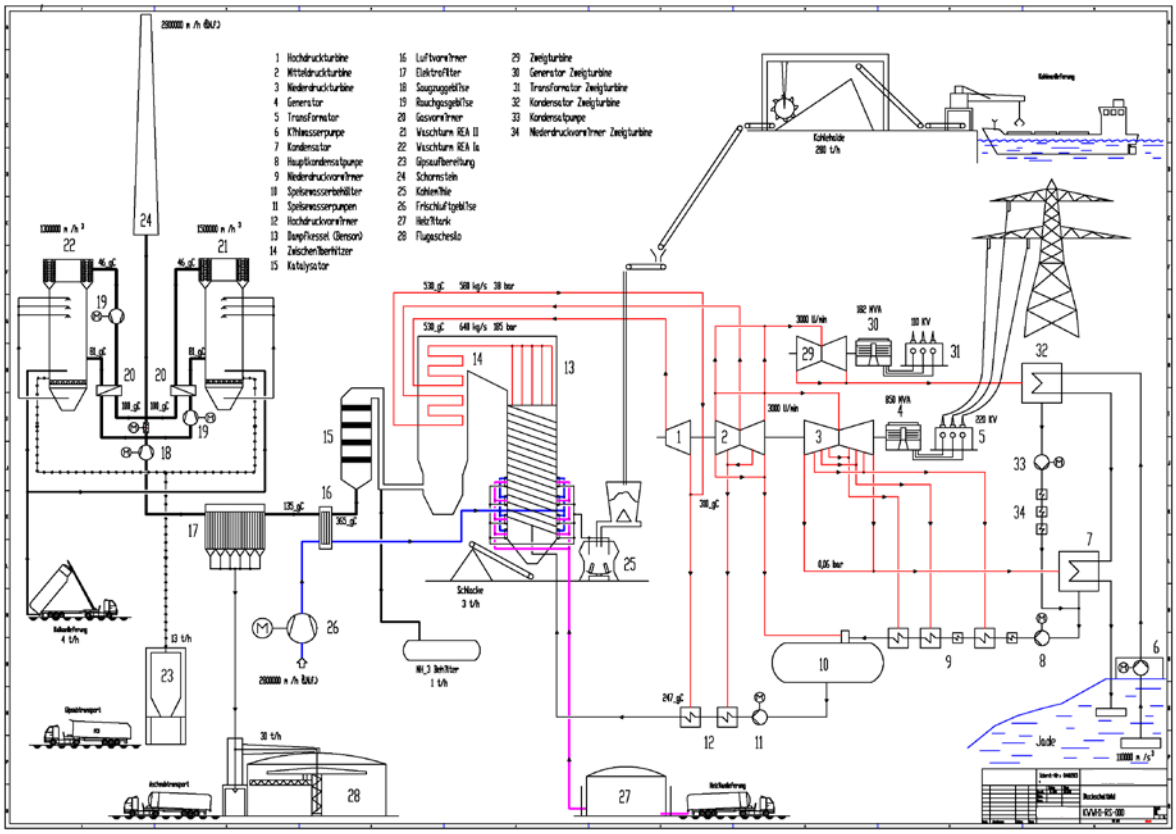

Abbildung 43: Anlagenschema für Anlage 131

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 1870 MW_{th}. Mit einer elektrischen Bruttoleistung von 824 MW_{el} ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 44 %.

Tabelle 162 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 162: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 131

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	8,92E+06	1,02E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	3,68E+06	4,09E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	3,39E+06	3,78E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	5720,9	6277,0
Volllastfaktor in %	%	83	87

Die Anlage wurde im Referenzjahr etwa 5700 h bei einer Durchschnittlichen Auslastung von 83 % betrieben. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 38 %. %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 37 %. Die Betriebszeit liegt mit knapp 6300 h im langjährigen Durchschnitt deutlich über dem Referenzjahr. Der Volllastfaktor ist mit 87 % ebenfalls höher.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden entsprechend gesetzlicher und behördlicher Vorgaben die Luftschadstoffe Staub, SO_x , NO_x, CO, HCl, HF, TOC und Hg kontinuierlich erfasst. Eine Reihe weiterer Schadstoffe wird zudem periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 44 dargestellt.

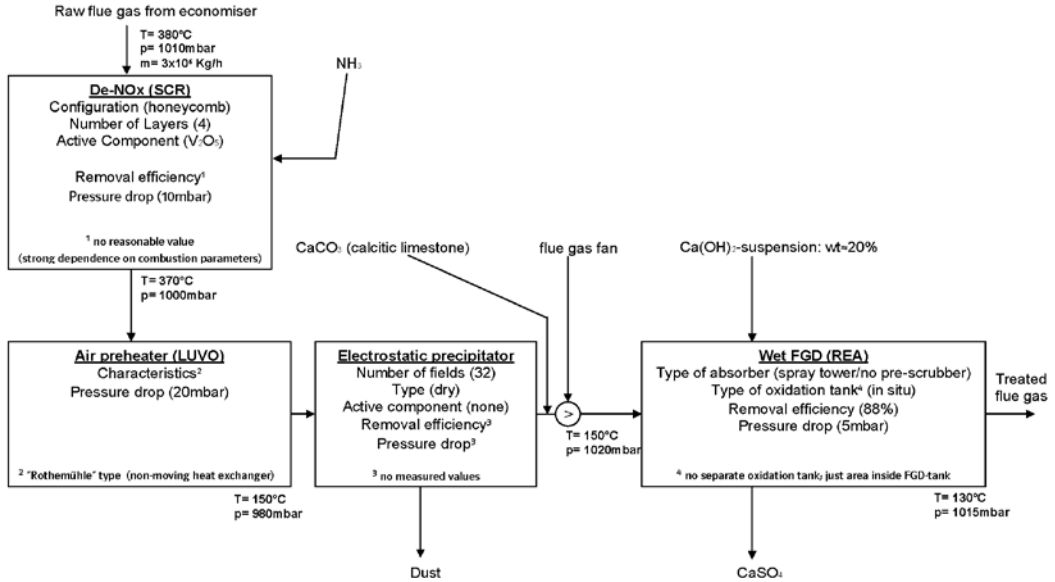

Abbildung 44: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 131

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Anschließend

folgt nach einer Abkühlung des Rauchgases ein Elektrofilter. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer nassen Kalkstein-REA unter Einsatz einer $Ca(OH)_2$-Suspension SO_x abgeschieden und Gips produziert. Die gereinigten Rauchgase werden durch einen Kamin an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 163 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen überwiegend nicht validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 163: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 131

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	1,53	4,4	11,96	24,26	26,44	84,65	HMW	Kont.	Nein	20	60
	kg/Jahr						1,4E+05					
SOx	mg/Nm³	22,74	93,09	124,01	151,05	154,37	250,14	HMW	Kont.	Nein	300	600
	kg/Jahr						1,4E+06					
SOx Abscheidegrad	(%)	70,39	86,13	87,72	89,43	89,92	100	HMW	Kont.	Nein	85	
NOx	mg/Nm³	8,08	151,13	179,39	203,45	211,4	889,56	HMW	Kont.	Nein	200	400
	kg/Jahr						2E+06					
CO	mg/Nm³	0	0,29	2,47	7,96	9,96	107,85	HMW	Kont.	Nein	250	500
	kg/Jahr						2,6E+04					
HCl	mg/Nm³	2,17	2,48	3,05	4,39	4,72	7,45	HMW	Kont.	Nein	100	200
	kg/Jahr						32780					
HF	mg/Nm³	0,01	4,98	7,21	9,74	10,15	16,75	HMW	Kont.	Nein	15	30
	kg/Jahr						7,8E+04					
Hg	mg/Nm³	1E-05	2E-05	0,003	0,006	0,006	0,018	HMW	Kont.	Nein	-	-
	kg/Jahr						29,9					
TOC	mg/Nm³	0	0,01	0,54	1,13	1,31	4,01	HMW	Kont.	Nein	6	3
	kg/Jahr						-					
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	-	-	-	0,0013	HA	Perio.	Ja	0,01	-
	kg/Jahr						-					
Andere*	mg/Nm³	-	-	0,0125	-	-	0,0143	HA	Perio.	Ja	0,1	-
	kg/Jahr						-					
PCDD/ PCDF	ng/Nm³	-	-	0,0007	-	-	0,0007	HA	Perio.	Ja	0,02	-
	kg/Jahr						-					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

In der Anlage fallen verschiedene Abwasserströme an. Das Kühlwasser wird unbehandelt an ein Gewässer abgegeben. In der Abwasseraufbereitungsanlage werden die anfallenden Abwässer der Rauchgasentschweflung behandelt. Das Fließschema der Wasserbehandlung ist in Abbildung 45 dargestellt. Die Abwasseremissionen sind in Tabelle 164 und Tabelle 165 dargestellt.

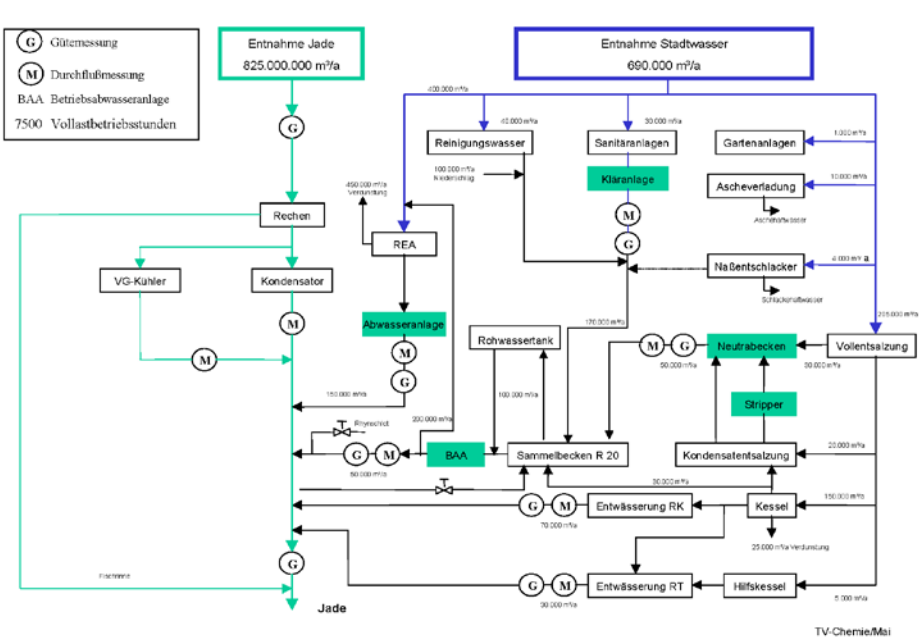

Abbildung 45: Schema zur AWR für Anlage 131

Tabelle 164: Wasseremissionen der Anlage 131 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	56400	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	36,6	-	-	-	-	44	-
pH		-	9,7	-	-	-	-	44	-
TSS	(mg/l)	-	7	-	-	Stich-probe	-	44	30
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	-	17,1	-	-	Stich-probe	-	44	-
	(kg/Jahr)			-					

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Cl^-	(mg/l)	-	3340	-	-	Stich-probe	-	44	-
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	-	14,7	-	-	Stich-probe	-	44	30
	(kg/Jahr)			-					
S^{2-}	(mg/l)	-	0,03	-	-	Stich-probe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
SO_3^{2-}	(mg/l)	-	1,6	-	-	Stich-probe	-	12	20
	(kg/Jahr)								
SO_4^{2-}	(mg/l)	-	1620	-	-	Stich-probe	-	44	2000
	(kg/Jahr)			-					
NO_2^- /NO_3^-	(mg/l)	-	75	-	-	Stich-probe	-	-	-
	(kg/Jahr)			-					
NH_3-N	(mg/l)	-	1,3	-	-	Stich-probe	-	44	10
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	-	0,08	-	-	Stich-probe	-	12	2
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0,0001	-	-	Stich-probe	-	5	0,0125
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0,0003	-	-	Stich-probe	-	44	0,0075
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0,004	-	-	Stich-probe	-	5	0,05
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	-	0,039	-	-	Stich-probe	-	5	-
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,001	-	-	Stich-probe	-	5	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0,003	-	-	Stich-	-	5	0,05

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0,011	-	-	Stich-probe	-	5	1
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,028	-	-	Stich-probe	-	12	1
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 165: Wasseremissionen der Anlage 131 - Unbehandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	8,4E+04	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	14,8	-	-	-	-	-	-
pH		-	7,8	-	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	-	3,5	-	-	Stichprobe	-	46	30
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	-	4,9	-	-	Stichprobe	-	46	-
	(kg/Jahr)			-					
NO_2^-/NO_3^-	(mg/l)		1,75		-	Stichprobe	-	6	-
	(kg/Jahr)								
NH_3-N	(mg/l)	-	0,3	-	-	Stichprobe	-	46	10
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	-	0,046	-	-	Stichprobe	-	6	2
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,052	-	-	Stichprobe	-	46	0,3
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 166 zeigt die angefallenen festen Rückstände (Kraftwerksnebenprodukte). Die größten Anteile an Rückständen entfallen auf Flugasche und Gips. Diese Kraftwerksnebenprodukte werden in der Baustoffindustrie weiterverwendet. Zurückbleibende Schlämme aus der Wasseraufbereitung werden zur Rekultivierung von Tagebauen genutzt.

Tabelle 166: Feste Rückstände der Anlage 131

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenz-jahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Gips	RGR	10 01 05	5,3E+04	Verwendung - Bauindustrie	Zementindustrie
Flugasche	Verbren-nungsprozess	10 01 01 10 01 02	9,8E+04	Verwendung - Bauindustrie	Zementindustrie
Kessel sand	Verbren-nungsprozess	10 01 01	1,5E+04	Verwendung - Bauindustrie	Straßenbau
Schlamm (Kühl-wasseraufberei-tung)	AWR	19 90 03	4530	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials
Sludge (REA AWR)	AWR	10 01 07	1021	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials

Besonderheiten

Die Anlage wurde in der Vergangenheit umfassend nachgerüstet. Unter anderem wurde die Mindestlast abgesenkt sowie eine Optimierung der Lastrampe vorgenommen. Ein zusätzlicher Niederdruckturbinenstrang, welcher nur bei mehr als 50 % Last in Betrieb ist, wurde installiert, was die elektrische Anlagenleistung durch Effizienzsteigerung um 42 MW erhöht. Zudem wurde zeitweise vorgetrockneter Klärschlamm in der Anlage mitverbrannt. Auch das Mitverbrennen von Petrolkoks ist möglich. Hervorzuheben ist auch, dass eine Pilotanlage zur CO_2-Abtrennung installiert ist. Die NH_4-haltigen Abwässer der Anlage werden an ein kommunales Abwassersystem gegeben, anstatt mit hohem Energieaufwand in einer Rektifikationsanlage behandelt zu werden. Diese Techniken sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung in Kombination mit einer Gasturbine, Anlagennummer 142

Bei der Anlage 142 handelt es sich um eine Anlage zur Erzeugung von Strom. Der Dampferzeuger mit Kohlenstaubfeuerung verfügt über eine vorgeschaltete Gasturbine. Deren heiße, sauerstoffhaltige Rauchgase werden in den Dampferzeuger geleitet. Die Anlage wurde 1984 in Betrieb genommen und 1999 ein ND-Turbinen-Retrofit durchgeführt. Als Brennstoff wird überwiegend Steinkohle mit einem mäßigen Anteil an flüchtigen Bestandteilen eingesetzt. Zudem werden in dem Kessel geringe Mengen an Brennstoff aus produktionsspezifischen Gewerbeabfällen (BPG) und an SubstitutBrennstoffen aus Siedlungsabfällen (SBS) verbrannt. Als Anfahr- und StützBrennstoff wird Erdgas genutzt. Die Gasturbine wird mit Erdgas betrieben. Mit Hilfe der Gasturbine kann kurzfristig auf Lastwechsel reagiert werden. Die Anlage besteht aus einem Zwangsumlaufkessel, dessen bereitgestellter Dampf in einer Kondensationsturbine entspannt wird. Die Frischdampfparameter betragen 186 bar und 530 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 40 bar / 530 °C bereit. Die Kondensatorkühlung wird mit einem Naturzugkühlturm realisiert.

Die Anlage ist Teil eines Kraftwerksstandorts mit einer Gesamtfeuerungs-wärmeleistung von 5100 $MW_{th.}$ Davon entfallen 1900 MW_{th} auf die Anlage 142. Die Gasturbine weist mit einer Feuerungswärmeleistung von 372 MW_{th} und einer elektrischen Bruttoleistung von 112 MW_{el} einen nominellen elektrischen Bruttowirkungsgrad von 30,1 % auf. Mit einer Feuerungswärmeleistung von 1528 MW_{th} und einer elektrischen Bruttoleistung von 658 MW_{el} ergibt sich für den Kohlekessel ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 43,0 %.

Tabelle 167 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsstunden der Anlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen (2006-2010).

Tabelle 167: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 142

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	9,80E+06	1,02E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	3,99E+06	4,18E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	3,69E+06	3,86E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6749	6922,0
Volllastfaktor in %	%	76	77

Die Anlage wurde im Referenzjahr für 6750 h betrieben. Der Vollastfaktor liegt bei 76 %. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 37,7 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 37,8 %. Die Betriebszeit liegt mit gut 6900 h im langjährigen Durchschnitt etwas über dem Referenzjahr. Der Volllastfaktor ist mit 77 % nahezu gleich. Zu beachten ist, dass die Gasturbine sowohl im Referenzjahr, als auch im mehrjährigen Durchschnitt eine Betriebszeit von etwa 2400 h erreicht. Sie wird mit einem Volllastfaktor von weniger als 30 % betrieben.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen rauchgas- und abwasserseitigen Emissionen sowie feste Kraftwerksnebenprodukte. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und Hg kontinuierlich erfasst. Zudem werden HCl und HF periodisch gemessen. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 46 dargestellt.

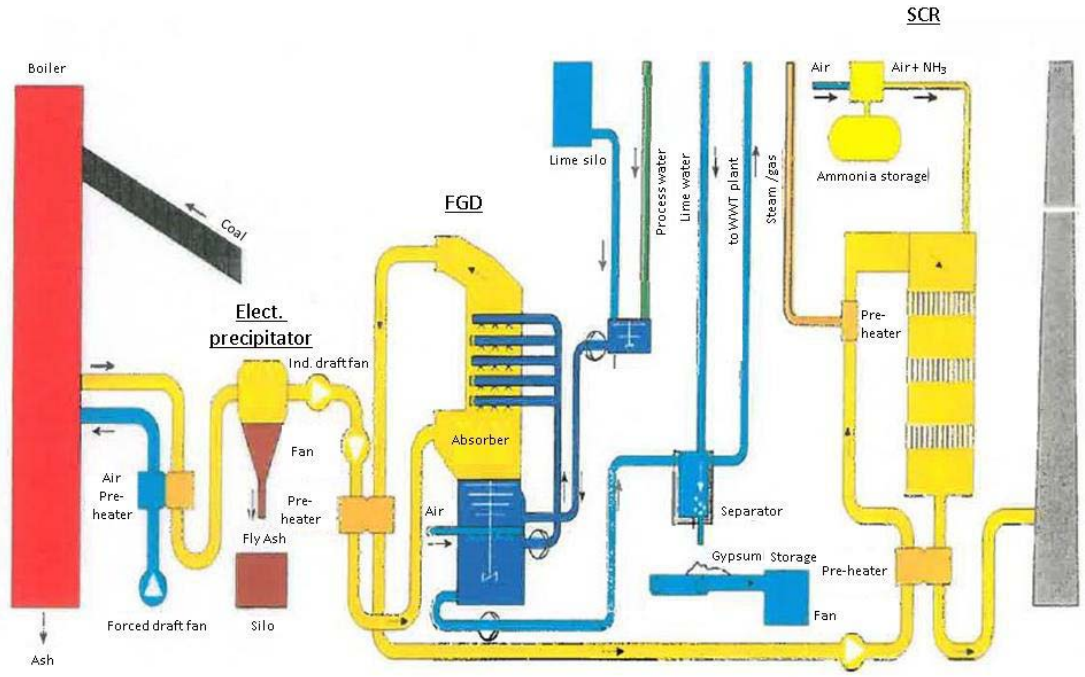

Abbildung 46: Schema zur Rauchgasreinigung für Anlage 142

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach der Luftvorwärmung ist ein Elektrofilter zur Staubabscheidung. Anschließend wird in der nassen Rauchgasentschwefelung SO_x abgetrennt. Der dabei entstehende Gips wird als hochwertiges Kraftwerksnebenprodukt überwiegend der Baustoffindustrie zugeführt. Nach Aufheizung des Rauchgases folgt die katalytische $DeNO_x$ (SCR-Verfahren), wo unter Einsatz von Ammoniak NO_x in Stickstoff und Wasser umgesetzt wird. Die gereinigten Rauchgase werden durch einen Kamin an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 168 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Emissionsdaten der Anlage für das Referenzjahr 2010 charakteristisch vom Anteil der Mitverbrennung an ErsatzBrennstoffen abhängen. Das Emissionsverhalten spiegelt für notwendigerweise zu betrachtende längere Zeiträume nur auszugweise das Gesamtemissionsverhalten der Anlage wider.

Tabelle 168: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 142

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h*	d
Staub	mg/Nm³	0	0	3,45	11,21	13,2	71,84	HMW	Kont.	Ja	-	20
	kg/Jahr						3,8E+04					
SO_x	mg/Nm³	16,1	67	116	167,51	176	290,7	HMW	Kont.	Ja	-	180
	kg/Jahr						1,2E+06					
SO_x re-moval	(%)	85	88	91,68	94,84	95,1	97,44	HMW	Kont.	Ja	-	85
NO_x	mg/Nm³	112	169	182,6	193,59	198	400,3	HMW	Kont.	Ja	-	200
	kg/Jahr						1,9E+06					
CO	mg/Nm³	0	0	0,97	3,45	6	242,1	HMW	Kont.	Ja	-	220
	kg/Jahr						8190					
HCl	mg/Nm³	-	-	4,98	-	-	-	HMW	Perio.	Ja	-	20
	kg/Jahr						5E+04					
HF	mg/Nm³	-	-	0,82	-	-	-	HMW	Perio.	Ja	-	10
	kg/Jahr						8186					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,001	0,0027	0	0,006	HMW	Kont.	Ja	-	0
	kg/Jahr						11,51					

* Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV.

Die in der Anlage anfallenden Abwässer (vier Teilströme REA-Abwasser (RAA), Ascheabwasser, Kühlturmabflutwasser, biologisches Kläranlagenabwasser) werden in entsprechenden Abwasseraufbereitungsanlagen behandelt bevor sie an die Umgebung abgegeben werden. Die verschiedenen Abwasseremissionen sind in Tabelle 169, Tabelle 170, Tabelle 171 und Tabelle 172 dargestellt.

Tabelle 169: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (aus REA)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	2E+05	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	-	9	-	-	-	-	-
TOC	(mg/l)	-	17,325	-	-	Stichpro-be	-	4	20
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	-	11,2	-	-	Stichpro-be	-	4	30
	(kg/Jahr)			1117,7					

Tabelle 170: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (Aschesystem)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Messung	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	5,9E+05	-	-	-	-	-	-
Temp	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	-	9	-	-	-	-	-
TOC	(mg/l)	-	12,3	-	-	Stich-probe	-	4	TMW: 50 mg/l
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 171: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (aus Kühlsystem)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	9E+05	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	-	9	-	-	-	-	-

Tabelle 172: Wasseremissionen der Anlage 142 - Behandeltes Abwasser (aus biological pre-treatment)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	9881	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	-	9	-	-	-	-	-
TOC	mg/l	-	10,35	-		Stichprobe	Nein	4	TMW: 150 mg/l (4 con 5 + 100%)
	kg/Jahr			102,27					
N (total)	mg/l	-	14,6	-		Stichprobe	Nein	4	TMW: 50 mg/l (4 von 5 + 100%)
	kg/Jahr			144,26					

Tabelle 173 zeigt die angefallenen Kraftwerksnebenprodukte. Der größte Anteil entfällt dabei auf die Flugasche. Die Aschen können ebenso wie die Gipsfraktionen als Betonzuschlagstoff in der Bauindustrie verwendet werden. Der Kesselsand wird im

Straßenbau weiterverarbeitet. Zurückbleibende Schlämme aus der Abwasserbehandlung werden entsorgt/recycelt.

Tabelle 173: Feste Rückstände der Anlage 142

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüs-sel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Gips	RGR	10 01 05	5,30E+04	Verwendung - Bauindustrie	Zementindustrie
Flugasche	Verbren-nungsprozess	10 01 01 10 01 02	9,76E+04	Verwendung - Bauindustrie	Zementindustrie
Kesselsand	Verbren-nungsprozess	10 01 01	1,51E+04	Verwendung - Bauindustrie	Straßenbau
Schlamm (Kühl-wasseraufberei-tung)	AWR	19 90 03	4,53E+03	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials
Schlamm (REA AWR)	AWR	10 01 07	1,02E+03	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials

Besonderheiten

Die ErsatzBrennstoffe (BPG/SBS) können durch eine spezielle Anlagentechnik (Metallabscheider, Sichter) von Verschmutzungen und Störstoffen befreit werden. Diese Technologie wird daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Darüber hinaus ist die Anlage mit besonders effizienter Technik zur Rauchgasreinigung ausgerüstet. Die REA besteht aus drei jeweils fünfstufigen Absorbern. Verschiedene Wärmeübertragungseinheiten, welche hinsichtlich ihrer Gasdichtheit optimiert wurden, sorgen für eine optimale Energiebilanz in der Rauchgasreinigungsstrecke. Auch die Abwässer der Rauchgasentschwefelung werden mit speziell angepasster Anlagentechnik verarbeitet, sodass nur geringe Emissionen entstehen. Durch eine Nachverbrennung (Nachrüstung eines Trockenentaschers in 2011) wird die Qualität der Asche optimiert und das Ascheabwasser (inkl. der bisher enthaltenen Emissionen, z. B. CSB) zukünftig vermieden (reduzierte Abwassereinleitung). Die mit dem Trockenentascher verbundenen Prozessoptimierungen werden daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Hierneben erfolgt auch die Verbesserung der Wasserqualität im Kühlwasserkreislauf durch eine Entkarbonisierungsanlage mittels Branntkalk, was einen reduzierten Wasserbedarf ermöglicht. Gleichzeitig wird Abwasser aus dem Kühlkreislauf als Zusatzwasser für die REA wiederverwendet und dadurch der Gesamtwasserbedarf zusätzlich gesenkt. Weiterhin ist die Anlage mit einer elektronischen Prozessgüteoptimierung, um Potential für Optimierungsmaßnahmen zu identifizieren und die Fahrweise zu optimieren, ausgestattet, welche vom Betreiber als BVT vorgeschlagen wird. Zusätzlich wird die Abgaswärmenutzung einer vorgeschalteten Gasturbine in einem Steinkohlekraftwerk mit trockenentaschtem Kessel vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Schmelzkammerfeuerung, Anlagennummer 121

Bei der Anlage 121 handelt es sich um eine 1985 in Betrieb genommene Schmelzkammerfeuerung zur Erzeugung von Strom. Zusätzlich wird Wärme zur Beheizung der kraftwerkseigenen Gebäude genutzt und die benachbarte Zeche versorgt. Die Anlage besteht im Wesentlichen aus einem Kessel, der als Schmelzkammerfeuerung mit 32 kombinierten Öl- und Kohlebrennern ausgeführt ist. Diese Brenner sind an der Decke der beiden Brennkammern angebracht. Die Besonderheit einer Schmelzkammerfeuerung besteht darin, dass die Brennkammertemperatur höher als die Schmelztemperatur der Asche ist und diese somit flüssig abfließt. Als Brennstoff wird überwiegend (2010 über 90 %) Anthrazitkohle aus einer benachbarten Zeche eingesetzt. Diese besondere Art der Steinkohle ist sehr hart und arm an flüchtigen Bestandteilen. Die Schmelzkammerfeuerung stellt eine sehr spezifische und speziell für diesen Brennstoff abgestimmte Technik zur Erreichung der hohen erforderlichen Verbrennungstemperaturen dar. Diese Technologie (inkl. Flugstaubrückführung) wird in diesem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Weiterhin wird angelieferte Steinkohle, Klärschlamm und Tiermehl mitverbrannt. Als Anfahr- und StützBrennstoff wird Schweröl eingesetzt. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbine sind 194 bar und 540 °C, am Eintritt in die MD-Turbine 33,4 bar und 540 °C und am Eintritt in die ND-Turbinen 6 bar und 320 °C. Die Kühlung erfolgt mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus dem Dortmund-Ems-Kanal nachgeführt. Abbildung 47 zeigt ein Schema des Gesamtkraftwerks inklusive Rauchgasreinigung.

An der Anlage wurden in den letzten fünf Jahren eine Vielzahl von Retrofitmaßnahmen umgesetzt. So wurden die Turbinen, der Kondensator, der Kühlwasserkreislauf, der Generator-Kühlkreislauf und die Rauchgasentschwefelung umfassend optimiert bzw. erneuert. Diese Optimierungsmaßnahmen sind daher ebenfalls vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Abbildung 47 zeigt ein Schema des Gesamtkraftwerks inklusive Rauchgasreinigung.

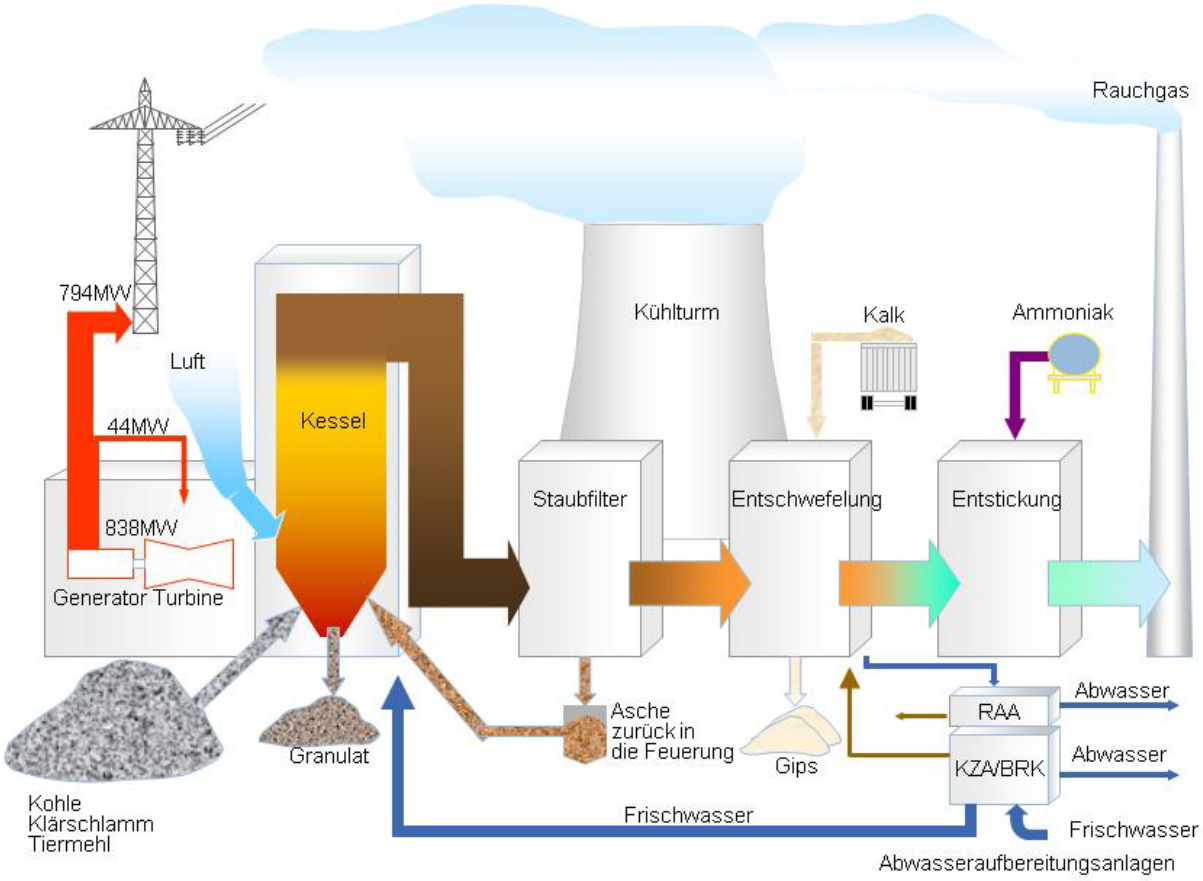

Abbildung 47: Anlagenschema für Anlage 121

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 2100 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 838 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 39,9 %.

Tabelle 174 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsstunden der Anlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre (2006-2010) herangezogen.

Tabelle 174: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 121

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,41E+07	1,23E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	5,65E+06	4,77E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	5,29E+06	4,46E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	1,21E+04	4,08E+04
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	0	2,87E+04
Total operating time under normal operating conditions	h	7958	7383
Volllastfaktor in %	%	84,5	79,6

Die Anlage wurde in 2010 mit einem Volllastfaktor von 84,5 % bzw. im Fünfjahreszeitraum mit einem Volllastfaktor von 79,6 % betrieben. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 37,5 bzw. 36,3 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Steinkohle typischen rauchgas- und abwasserseitigen Emissionen sowie feste Kraftwerksnebenprodukte. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und Hg kontinuierlich erfasst. Periodische Messungen werden für HCl und HF durchgeführt. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach der Luftvorwärmung ist ein Elektrofilter mit Rückführung des Staubs in den Kessel. Anschließend folgt eine nasse Kalkstein-REA zur Abscheidung von SO_x. Der dabei entstehende Gips wird als hochwertiges Kraftwerksnebenprodukt überwiegend der Baustoffindustrie zugeführt. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer katalytischen $DeNO_x$ (SCR-Verfahren) mit vorheriger Wiederaufheizung des Rauchgasstroms unter Einsatz von Ammoniak NO_x in Stickstoff und Wasser umgesetzt. Die gesamte Rauchgasreinigung wurde vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 175 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Die Frachten enthalten hingegen OTNOCs. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Emissionsdaten der Anlage für das Referenzjahr 2010 charakteristisch vom Anteil der Mitverbrennung an ErsatzBrennstoffen abhängen. Das Emissionsverhalten spiegelt für notwendigerweise zu betrachtende längere Zeiträume nur auszugweise das Gesamtemissionsverhalten der Anlage wider.

Tabelle 175: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 121

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h*	d
Staub	mg/Nm³	0	1,7	5,6	13,3	15,6	82,8	HMW	Kont.	Ja	-	20
	kg/Jahr						9,4E+04					
SO_x	mg/Nm³	19,5	45,8	82,7	106,3	111,3	335,8	HMW	Kont.	Ja	-	180
	kg/Jahr						1,4E+06					
SO_x Abscheidegrad	(%)	-	-	96,1	-	-	-	HMW	-	-	-	85
NO_x	mg/Nm³	10,5	182,8	187,4	191,3	193	1353	HMW	Kont.	Ja	-	200
	kg/Jahr						3,1E+06					
CO	mg/Nm³	0	0	7,6	31,2	39,8	371,4	HMW	Kont.	Ja	-	220
	kg/Jahr						1,2E+05					
HCl	mg/Nm³	-	-	0,97	-	-	-	HMW	Perio.	Ja	-	20
	kg/Jahr						1,8E+04					
HF	mg/Nm³	-	-	1,35	-	-	-	HMW	Perio.	Ja	-	10
	kg/Jahr						2,5E+04					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,0008	0,002	0,002	0,052	HMW	Kont.	Ja	-	0,03
	kg/Jahr						12,97					

* Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV.

In der Anlage fallen vier verschiedene Abwasserströme an, die in der eigenen Abwasseraufbereitungsanlage gereinigt werden und anschließend in Gewässer eingeleitet werden. Die vier Abwasserströme gliedern sich in gereinigtes REA-Abwasser (RAA), sonstige Abwässer (gereinigtes Betriebsabwasser aus der Betriebs- und Regenwasserkläranlage (BRK) mit Kühlturmabflutung sowie Wasser aus dem Kühl- und Granulierkreislauf, Spülwasser und sonstige Betriebsabwasser sowie Regenwasser),

neutralisiertes Abwasser aus der Vollentsalzungs-/Kondensatreinigungsanlage (Neutrabecken) und Sanitärabwasser (gereinigtes häusliches Abwasser aus der biologischen Kläranlage). Diese Abwasserströme weisen je nach Quelle unterschiedliche Charakteristika auf und sind in Tabelle 176, Tabelle 177 , Tabelle 178 und Tabelle 179 dargestellt. Die Reinigung des REA-Abwassers und die Rückführung des Abwassers aus dem Kondensatreinigungssystem wurden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Zusätzlich wurde die Einsparung von Rohwasser durch Verbesserung der Kühlwasserqualität im Kühlwasserkreislauf (Dekarbonisierung) und die Rückführung von Abwasser aus dem Kühlkreislauf in die REA und den Granulierkreislauf sowie die kraftwerksinterne KZA-Schlammverwertung vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 176: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (REA)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	2,6E+05	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	-	9	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	2,4	9,9	38,5	TMW	Stichprobe	-	12	30 mg/l für 95% aller Messwerte. Bis zu 45 mg/l für 5% der übrigen Messwerte
	(kg/Jahr)			2577					
F^-	(mg/l)	7,7	15,2	23	-	Stichprobe	-	4	30
	(kg/Jahr)			3966					
SO_3^{2-}	(mg/l)	0,4	4,8	13	-	Stichprobe	-	4	20
	(kg/Jahr)			1249					
SO_4^{2-}	(mg/l)	1051	1290	1480	-	Stichprobe	-	4	2000
	(kg/Jahr)			3,4E+05					

Tabelle 177: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (Sonstige)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-.	5,4E+05	-.	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-.	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	8	9	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	3,3	6,6	12,5	-	Stichpro-be	-	4	30
	(kg/Jahr)			3536					

Tabelle 178: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (Neutralisiertes Abwasser)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1,8E+04	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	7,3	9	-	-	-	-	-

Tabelle 179: Wasseremissionen der Anlage 121 - Behandeltes Abwasser (Sanitärabwässer)

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	6484	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	-	30	-	-	-	-	-
pH		6,5	-	9	-	-	-	-	-
BOD5	(mg/l)	1,1	3,7	9	-	Stichprobe	Nein	4	20
	(kg/Jahr)			24					

Tabelle 180 zeigt die angefallenen Kraftwerksnebenprodukte. Den größten Anteil haben hierbei Schmelzkammergranulat aus dem Kessel und Gips aus der REA. Diese können in der Baustoffindustrie genutzt werden. Die Optimierung der Gipsqualität durch eine REA-Vorwäsche und eine Entwässerungszentrifuge sowie die Nutzung des Schmelzkammergranulats aus dem Kessel sind in diesem Bereich vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 180: Feste Rückstände der Anlage 121

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkom-men in t im Refe-renzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungs-zweck
Asche	Verbrennungs-prozess	100101	1,56E+05	Verwendung - Sonstige	Straßenbau
Gips	RGR	100105	7,23E+04	Verwendung - Sonstige	Zementindustrie
Schlacke	Verbrennungs-prozess	100114	1,49E+02	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials
Staub	RGR	100116	1,77E+02	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials
Schlamm (Kühlwasserauf-bereitung)	AWR	199003	1,19E+02	Verwendung - Sonstige	Landwirtschaft
REA-Schlamm	AWR	100107	7,70E+03	Renaturierung	Recycling des Rohmaterials

Besonderheiten

Aufgrund der speziellen Brennstoffe ist ein spezielles Förder- und Luftrezirkulationssystem in die Brennstoffaufbereitung und -zuführung integriert. Zusätzlich wird eine magnetische Metallabscheidung eingesetzt. Dies wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Weiterhin ist die Anlage mit einer elektronischen Prozessgüteoptimierung, um Potential für Optimierungsmaßnahmen zu identifizieren und die Fahrweise zu optimieren, ausgestattet. Diese Technologie wird ebenfalls als BVT angesehen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 132

Bei Anlage 132 handelt es sich um eine Staubfeuerungsanlage zur Erzeugung von Strom (ohne Wärmeauskopplung). Die Anlage wurde 1987 in Betrieb genommen und 1998 umfassend nachgerüstet. Als Brennstoff wird Steinkohle und im geringem Umfang Petrolkoks (max. 10 % Zufeuerung) eingesetzt. Zudem werden beim Anfahrvorgang Heizöl und ErsatzBrennstoffe für Heizöl verbrannt.

Die Anlage besteht aus einem Zwangdurchlaufkessel mit Teillastrezirkulation, welchem eine Kondensationsturbine zugeordnet ist. Die Frischdampfparameter betragen 210 bar und 544 °C. Die Zwischenüberhitzung stellt Dampf mit den Parametern 45 bar / 544 °C bereit.

Die Kondensatorkühlung ist als kombinierte Um- und Ablaufkühlung mit einem Kühlturm ausgeführt. Das Funktionsschema der Anlage ist in Abbildung 48 dargestellt.

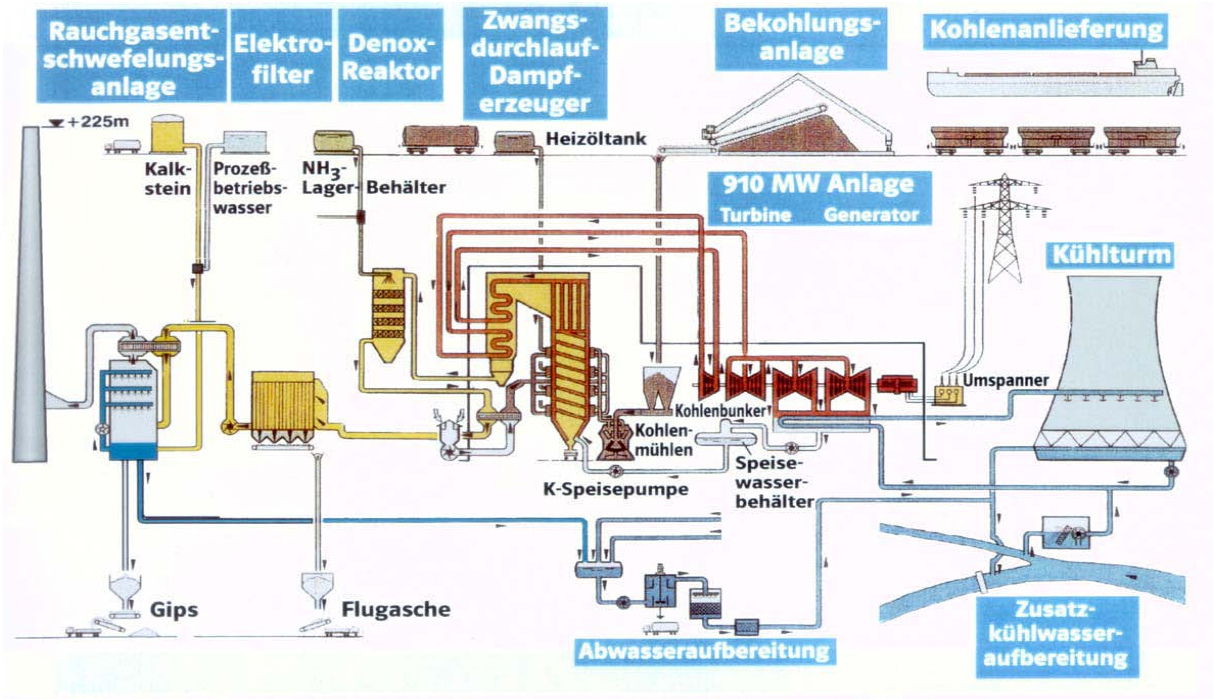

Abbildung 48: Anlagenschema für Anlage 132

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 2.150 MW_{th}. Mit einer elektrischen Bruttoleistung von 920 MWel ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 42,8 %.

Tabelle 181 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 181: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 132

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriger Mittelwert
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,15E+07	1,07E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	4,78E+06	4,39E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	4,54E+06	4,16E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6836	6163,6
Volllastfaktor in %	%	78	81

Die Anlage wurde im Referenzjahr für etwa 6800 h mit einem äquivalenten Volllastfaktor von 78 % betrieben. Aus den Energiemengen ergibt sich im Referenzjahr ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 39,5 %. Für den mehrjährigen Durchschnitt ergibt sich aus den Energiemengen ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 38,9 %. Die Betriebszeit liegt mit 6100 h im langjährigen Durchschnitt etwas unter der im Referenzjahr. Der Volllastfaktor ist mit 81 % höher.

Umweltaspekte

Beim Kraftwerksbetrieb fallen die bei Verwendung des Brennstoffs Steinkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie Kraftwerksnebenprodukte (feste Rückstände) an.

Im Rauchgas werden entsprechend der gesetzlichen und ergänzender genehmigungsrechtlicher Vorgaben die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO, HCl, HF und NH_3 kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind in Abbildung 49 dargestellt.

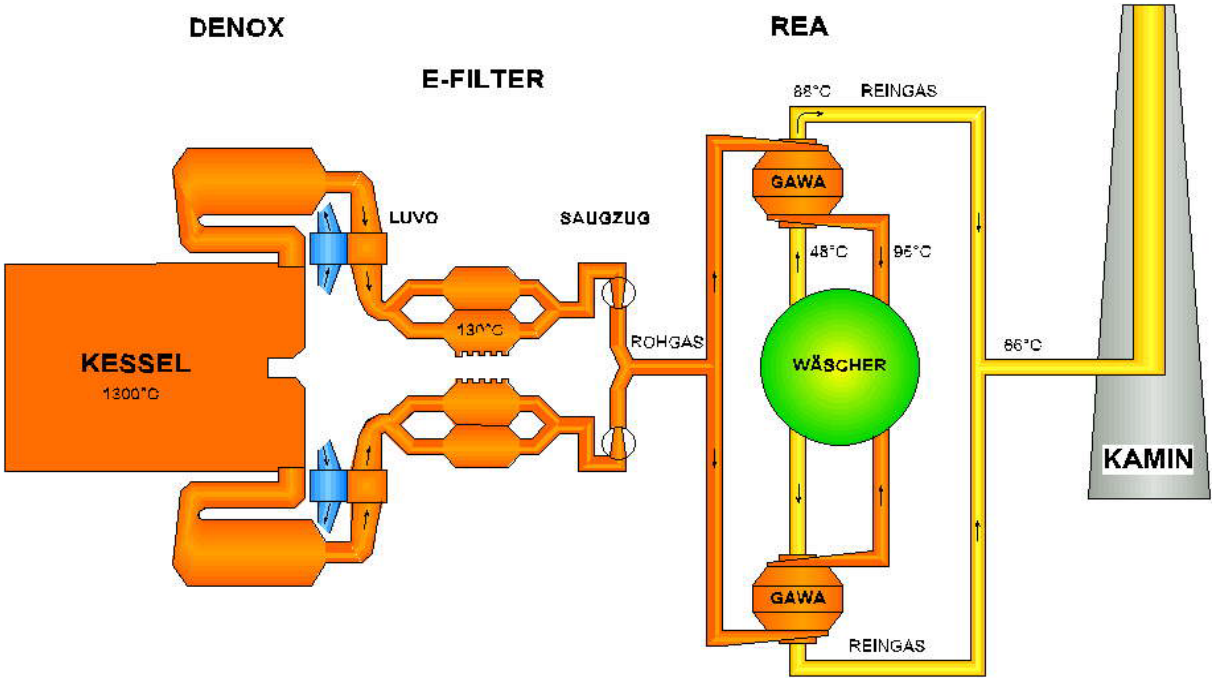

Abbildung 49: Schema zur Rauchgasreinigung für Anlage 132

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist die katalytischen De-NO_x, wo unter Einsatz von NH_3 NO_x abgeschieden wird. Anschließend folgt nach einer Abkühlung des Rauchgases ein Elektrofilter. Am Ende der Rauchgasreinigungsstrecke wird in einer nassen Kalkstein-REA mit Gipsproduktion SO_x abgeschieden. Nach der Wiederaufwärmung werden die gereinigten Rauchgase werden durch den Kamin an die Umgebung abgegeben.

Tabelle 182 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 182: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 132

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	3,2	-	4,7	-	-	7,3	HMW	Kont.	Ja	40	20
	kg/Jahr						8,7E+04					
SO_x	mg/Nm³	33,4	-	81,2	-	-	106,2	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,4E+05					
SOx Abscheidegrad	(%)	-	-	91	-	-	-	HMW	Kont.	Ja	-	88
NO_x	mg/Nm³	168,8	-	182,6	-	-	191,2	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						2,9E+05					
CO	mg/Nm³	1,7	-	2,8	-	-	3,6	HMW	Kont.	Ja	76	38
	kg/Jahr						5,2E+04					
HCl	mg/Nm³	-	-	2,17	-	-	-	HMW	Kont.	Ja	-	-
	kg/Jahr						3,9E+04					
HF	mg/Nm³	2,64	-	3,24	-	-	3,86	HMW	Kont.	Ja	20	10
	kg/Jahr						5,6E+04					
Hg	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	kg/Jahr						-					
NH_3	mg/Nm³	0	-	0,1	-	-	0,4	HMW	Kont.	Ja	4	2
	kg/Jahr						1326					

In der Anlage fallen verschiedene Abwasserströme an. Zum einen fallen Emissionen in der Abwasseraufbereitungsanlage an. Zum anderen wird ein Teil des Abwassers in einem Neutralisationsbecken behandelt. Die Abwasseremissionen sind in Tabelle 183 und Tabelle 184 dargestellt.

Tabelle 183: Wasseremissionen der Anlage 132 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1,2 E+05	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	50	-	-	-	-	-	50
pH		-	7,5	-	-	-	-	-	-
TDS	(mg/l)	-	2	-	-	Stichprobe	-	6	20
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	-	3,61	-	-	Stichprobe	-	6	13
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	-	2,8	-	-	Stichprobe	-	6	10
	(kg/Jahr)			-					
SO_3^{2-}	(mg/l)	-	0,22	-	-	Stichprobe	-	-	20
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	-	37,3	-	-	Stichprobe	-	6	45
	(kg/Jahr)			-					
NH_3-N	(mg/l)	-	0,95	-	-	Stichprobe	-	6	10
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0,01	-	-	Stichprobe	-	6	0,015
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0,0005	-	-	Stichprobe	-	6	0,015
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0,015	-	-	Stichprobe	-	6	0,03
	(kg/Jahr)			-					
Cr	(mg/l)	-	0,01	-	-	Stichprobe	-	6	0,1
	(kg/Jahr)			-					

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Cu	(mg/l)	-	0,01	-	-	Stichprobe	-	6	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Ni	(mg/l)	-	0,01	-	-	Stichprobe	-	6	0,1
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0,02	-	-	Stichprobe	-	6	0,3
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 184: Wasseremissionen der Anlage 132 - Neutralisationsbecken

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1,2E+04	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	20	-	-	-	-	-	20
pH		-	7,4	-	-	-	-	-	-
TDS	(mg/l)	-	25,4	-	-	Stichprobe	-	6	50
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	-	190,7	-	-	Stichprobe	-	6	150
	(kg/Jahr)			-					
As	(mg/l)	-	0,03	-	-	Stichprobe	-	6	0,1
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	-	0,357	-	-	Stichprobe	-	6	1
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 185 zeigt die angefallenen festen Rückstände (Kraftwerksnebenprodukte) aus dem Kraftwerksbetrieb. Der weitaus größte Anteil an festen Rückständen entfällt auf die Flugasche. Die Kraftwerksnebenprodukte können in der Baustoffindustrie und im Straßenbau weiterverwendet werden.

Tabelle 185: Feste Rückstände der Anlage 132

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	-	1,6E+05	-	Betonadditiv
Kesselasche	Verbrennungs-prozess	-	2,2E+04	-	Baumaterial
Gips	RGR	-	3,4E+04	-	Gipskarton
REA Schlamm	AWR	-	1685	-	Deponierung, Verfüllung

Besonderheiten

Die Anlage wurde in der Vergangenheit umfassend nachgerüstet. Unter anderem wurde die Mindestlast abgesenkt sowie eine Optimierung der Lastrampe vorgenommen. Zudem wurde eine neue Rauchgasentschwefelungsanlage installiert. In 2005 konnten durch weitere Nachrüstungen höhere Dampfparameter im Frischdampf und in der Zwischenüberhitzung realisiert werden.

Die Hauptspeisewasserpumpe der Anlage 132 wird von einer separaten Dampfturbine angetrieben.

Je nach Betriebsbedingungen und Wetterphasen (z.B. heiße Sommertage oder kalte Wintertage) werden aufgrund entsprechender Genehmigungsauflagen im Kühlkreislauf die Mengenverhältnisse der Kühlwassermengen, die über den Kühlturm geleitet werden (Kreislaufmenge und Verdunstungsverluste) zu den entnommenen Mengen an Zusatzkühlwasser verschoben. Diese Techniken sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

3.4.2 Braunkohlebefeuerte Kessel

3.4.2.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen

Die installierte Anlagentechnik und die Emissionsminderungsmaßnahmen haben sich im Vergleich zum Vorgängerbericht von 2002 nicht grundsätzlich verändert. Für eine detaillierte Beschreibung wird daher auf diesen verwiesen[7]. Danach wurden bis etwa 2010 in Deutschland keine neu gebauten Braunkohle-Großkraftwerke mehr in Betrieb genommen, ausgenommen davon sind Anlagen in der Industrie. Das modernste erfasste Braunkohle-Großkraftwerk ist demzufolge im Jahr 2003 in den kommerziellen Regelbetrieb übergegangen. Aktuell sind einige Anlagen im Bau, in der Inbetriebnahme oder wurden kürzlich in Betrieb genommen, die dann weiter erhöhte Frischdampfparameter von rund 300 bar und 600 °C zur Wirkungsgradsteigerung nutzen werden. Diese Anlagen weisen noch keine ausreichenden Betriebszeiten auf, sodass sie nicht in diesem Erhebungsprozess berücksichtigt werden konnten.

Hinsichtlich der novellierten 13. BImSchV und der Quecksilberemissionen verhält es sich bei Braunkohle-GFA wie bereits im Kapitel zu den Steinkohle-GFA ausgeführt.

Braunkohle ist in Deutschland ein einheimischer Brennstoff und wird im Normalfall, aufgrund des verhältnismäßig geringen Heizwertes, in einer Feuerungsanlage in der Nähe des Abbaugebietes verbrannt. Die vier deutschen Braunkohlereviere sind Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz und Helmstedt. Die Braunkohlen aus den verschiedenen Revieren unterscheiden sich teilweise erheblich hinsichtlich ihrer Zusammensetzung. Wichtige Parameter sind dabei u. a. der Wassergehalt, der Heizwert und der Schwefelgehalt. Besonders der Schwefelgehalt hat einen wesentlichen Einfluss auf die SO_x-Emissionen. In Tabelle 188 ist zu erkennen, dass der Schwefelgehalt der in den deutschen Referenzanlagen verbrannten Rohbraunkohlen je nach Revier um etwa den Faktor drei schwankt. Grundsätzlich kann man sagen, dass rheinländische Braunkohle schwefelarm und Braunkohle aus den ostdeutschen Revieren oft schwefelreich ist. Für einen Teil der dargestellten braunkohlebefeuerten Kessel greift die in der 13. BImSchV enthaltene Ausnahmeregelung für schwefelreiche heimische Brennstoffe; diese Ausnahmen erlauben im Vergleich zum Regelgrenzwert erhöhte SO_x-Grenzwerte und verknüpfen diese mit besonders hohen Anforderungen an den Mindestschwefel Abscheidegrad. So lässt die 13. BImSchV für Anlagen mit mehr als 300 MW_{th} FWL, die schwefelreiche heimische Brennstoffe einsetzen, einen SO_x-Emissionsgrenzwert von 400 mg/Nm^3 zu (Regelgrenzwert 200mg/Nm^3, Altanlagen 300 mg/Nm^3), verknüpft diesen aber mit einem Mindestschwefel Abscheidegrad von 95 % (im Gegensatz zu 85 % im Regelfall). Aus diesem Grunde weisen viele der dargestellten braunkohlebefeuerten Anlagen höhere SO_x-Konzentrationen im Rauchgas aus als die steinkohlebefeuerten Kessel.

NO_x-Emissionen werden bei Braunkohlekesseln, anders als bei Steinkohlekesseln, im Allgemeinen ausschließlich durch Primärmaßnahmen begrenzt. Durch Maßnahmen wie Low-NO_x-Brenner und Luftstufung emittieren diese Anlagen im Allgemeinen weniger als 200 mg/Nm^3. Hierbei ist zwischen neu gebauten und mit diesen Maßnahmen

[7] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht

nachgerüsteten Anlagen zu unterscheiden. Die Neubauten erreichen in der Regel ein etwas geringeres Emissionsniveau.

3.4.2.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV)

Insgesamt wurden acht braunkohlebefeuerte GFA gemeldet, die jedoch aus mehreren „Combustion Plants“ bestehen. Die Anzahl der eingereichten Questionnaires in dieser Anlagengruppe beläuft sich daher auf 15. An einem Standort sind sechs Blöcke installiert, die jeweils aus zwei gleichen Kesseln bestehen. Nur in vier dieser sechs Blöcke (128-1 – 128-4) wird Abfall mitverbrannt. Die zwei Blöcke ohne Abfallmitverbrennung wurden daher mit einer eigenen Anlagennummer (129-1 & 129-2) versehen. Daher existieren neun Anlagennummern bei acht Anlagen.

Die wichtigsten Anlagenmerkmale der untersuchten Braunkohlekessel sind in der III. Ebene in Tabelle 186 dargestellt. Hierbei ist eine differenzierte Einteilung der Anlagen in die zusätzlichen Feuerungswärmeleistungsklassen 300 – 1000 MW_{th}, 1000 – 2000 MW_{th} und > 2000 MW_{th}. erfolgt. Sollte unter „Besonderheiten“ nichts anderes angegeben sein, handelt es sich bei der Feuerungstechnik aller Anlagen um trocken entaschte Staubfeuerungen. Die Anlagen werden nach den Vorgaben des Sevilla-Büros alle in Grundlast betrieben. Mit Ausnahme von Anlage 109 erreichen alle Anlagen Jahresnutzungsstunden von deutlich über 6000 Stunden mit sehr hohen Vollastfaktoren von über 75 %. Anlage 109 weist einige Besonderheiten auf. Sie hat nur drei Betriebsphasen im Jahr, in denen sie 4872 Stunden bei einem Volllastfaktor von 81,7 % gefahren wird. Dieser saisonale Einsatz (Kampagnenbetrieb) ist typisch für Anlagen der Zuckerindustrie. Den Rest des Jahres steht die Anlage still. Im Gegensatz zu den anderen Anlagen, die als Braunkohlestaubfeuerungen für den Einsatz von Rohbraunkohle ausgelegt sind, werden in der Anlage 109 Braunkohlebriketts mittels Rostfeuerung verfeuert.

Tabelle 186: Auswertungsebene III: Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebsweise (nach EIPPCB)	Jahresnutzungsstunden	Volllastfaktor in %	KWK	Abfallmitverbrennung	Besonderheiten
> 100 - 300	109	115	2004 (2011)	Grundlast	4872	81,7	Ja	Nein	IndustrieAnlage mit Rostfeuerung; 3 Betriebsphasen pro Jahr, sonst Stillstand
> 300 - 1000	137	855	1972 (2007)	Grundlast	6720	76,7	Nein	Nein	-
> 1000 - 2000	128-1	Je 1524	1981 (1991)	Grundlast	6561	83,5	Ja	Ja	Je 2 gleiche Kessel; 96,6 % BK
	128-2		1982 (1993)		7736	82,5			Je 2 gleiche Kessel; 96,6 % BK
	128-3		1983 (1992)		8587	84,3			Je 2 gleiche Kessel; 97,8 % BK
	128-4		1985 (1993)		8404	85,4			Je 2 gleiche Kessel; 97,8 % BK
	129-1		1987 (1994)		7700	85,4		Nein	Je 2 gleiche Kessel
	129-2		1988 (1994)		7346	85,0			
	130	1702	1975 (2011)	Grundlast	7345	83,4	Nein	Nein	-
> 2000	127-1	Je 2100	1998 ()	Grundlast	8145	91,2	Ja	Ja	2 gleiche Kessel; 98,1 % BK
	127-2				6312	90,8			2 gleiche Kessel; 98,4 % BK
	116	2306	2003 (2007)	Grundlast	6973	97,5	Nein	Nein	-
	117-1	Je 2465	2001 ()	Grundlast	8306	80,8	Ja	Ja	2 gleiche Kessel; 98,5 % BK
	117-2		2002 ()		7921	80,7			
	133	2512	1995/96 ()	Grundlast	6634	79,9	Ja	Nein	1 von 2 gleichen Kesseln, Bahnstrom

Zu beachten ist, dass acht der 15 „Combustion Plants“ zusätzlich zur Braunkohle Abfall mitverbrennen und bis auf drei alle Anlagen KWK nutzen. Die Wärmeauskopplung ist aufgrund fehlender Wärmesenken gegenüber der Stromerzeugung bei allen Anlagen bis auf Anlage 109 bezogen auf die installierte Feuerungswärmeleistung gering. Die Anlagen mit Feuerungswärmeleistung über 2000 MW_{th} sind im Durchschnitt etwas neuer als die mit Feuerungswärmeleistung zwischen 1000 und 2000 MW_{th}, was sich auch in der Betrachtung der Wirkungs- und Nutzungsgrade widerspiegelt, die in Tabelle 187 dargestellt sind. Es ist zu erkennen, dass die größeren, neueren Anlagen gegenüber den Anlagen der 1000 bis 2000 MW_{th}-Klasse höhere Wirkungs- und Nutzungsgrade aufweisen können. Die im Questionnaire nach der kalorischen Methode ermittelten elektrischen Wirkungsgrade weichen umso stärker von den nominellen ab, falls diese für den Kondensationsbetrieb ermittelt wurden, umso größer die Wärmeauskopplung ist.

Tabelle 187: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(netto) in %
> 100 - 300	109	22,6	19,4	18,1	67,8	85,9
> 300 - 1000	137	36,0	35,6	33,2	-	33,2
> 1000 - 2000	128-1	35,4	37,9	34,8	1,0	35,9
	128-2	35,4	38,1	35,1	1,4	36,5
	128-3	35,4	37,5	34,7	1,1	35,8
	128-4	35,4	37,9	35,2	0,6	35,8
	129-1	35,4	37,0	34,2	0,5	34,7
	129-2	35,4	36,9	34,0	0,8	34,9
	130	37,7	36,4	33,7	-	33,7
> 2000	127-1	38,1	40,1	37,5	8,6	46,2
	127-2	38,1	40,1	37,6	6,4	44,1
	116	43,1	44,2	41,6	-	41,6
	117-1	37,3	43,5	41,1	3,2	44,3
	117-2	37,3	43,1	40,8	3,1	43,9
	133	39,8	38,5	34,4	7,6	42,0

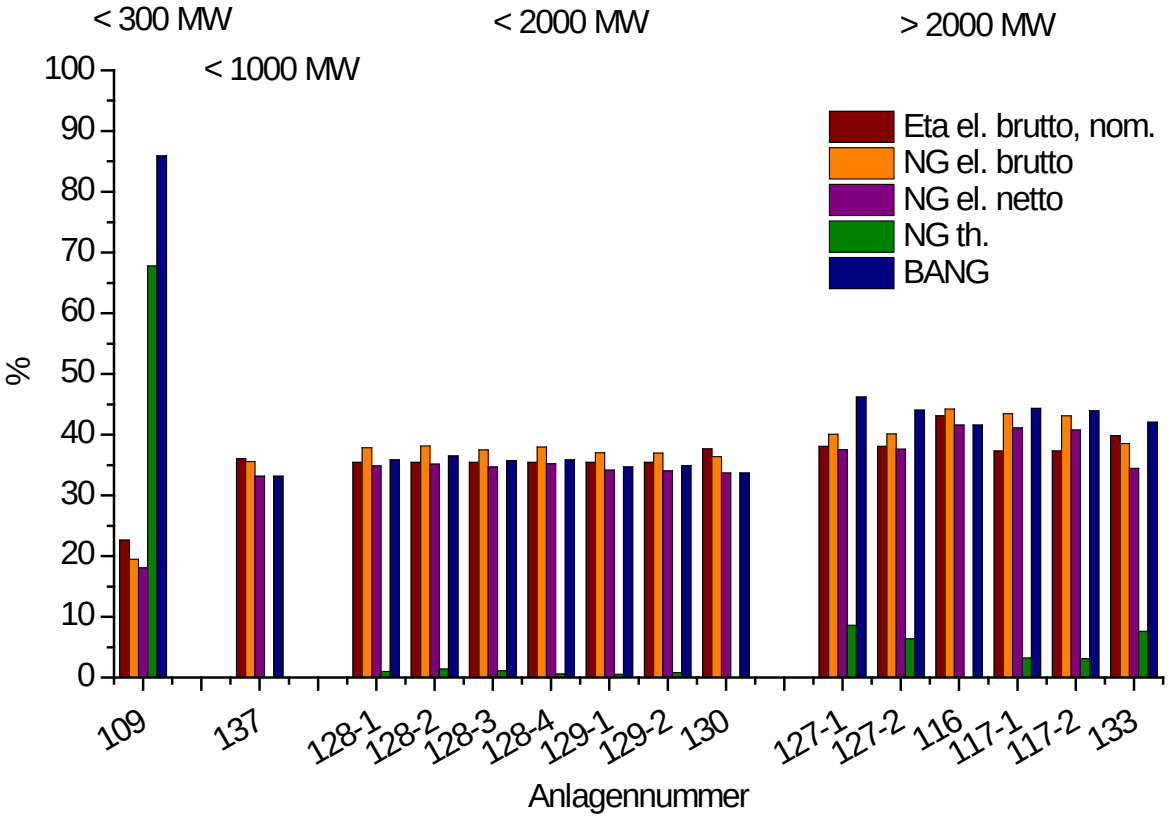

Abbildung 50: **Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel**

Die Emissionen mit dem Rauchgas der Braunkohlekessel, die Schwefelgehalte der Rohbraunkohlen und die Sekundärmaßnahmen sind in Tabelle 188 dargestellt. Zusätzlich sind beim Schwefelgehalt die Braunkohlereviere kenntlich gemacht (BK = Braunkohlebriketts, L = Lausitz, MD = Mitteldeutschland, RH = Rheinland). Hier ist am Beispiel der Lausitz zu erkennen, dass Braunkohlen aus dem gleichen Revier trotzdem einen unterschiedlichen Schwefelgehalt haben können. Auffällig ist, dass Anlage 109 als einzige Anlage eine DeNOx-Anlage installiert hat und Staubemissionen mittels Zyklon und Gewebefiltern statt Elektrofiltern reduziert. Grund hierfür ist die eingesetzte Rostfeuerungstechnik, bei der Primärmaßnahmen zur NOx-Emissionsminderung nicht eingesetzt werden können. Zudem ist die REA im Gegensatz zu den anderen Anlagen als Trockensorption ausgeführt. Zu Quecksilber und Kohlenmonoxid sei angemerkt, dass hier nie spezielle Sekundärmaßnahmen angewendet werden. Für Quecksilber wurde stattdessen die Art der Messwerte mit aufgenommen.

Tabelle 188: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
		Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm^3	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø S-Gehalt der Kohle in %	Ø in mg/Nm^3	Sekundärmaßnahmen	Ø SO_x- Abscheidegrad in %	Ø in mg/Nm^3	Art der Messung
> 100 - 300	109	169,1	SNCR	95,1	5,7	Zyklon, Gewebefilter	0,35 (BK)	79,7	Trockenadsorption	85,0	-	-
> 300 - 1000	137	195,6	-	148,1	11,5	E-Filter	0,9 (RH)	14,9	REA	98,7	0,003	Schätzwert
> 1000 - 2000	128-1	194,2	-	96,2	7,3	E-Filter	1,1 (L)	191,6	REA	96,1	0,009	Perio. (9x)
	128-2	195,0	-	115,0	6,5	E-Filter	1,1 (L)	210,0	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	128-3	194,0	-	150,1	7,6	E-Filter	1,1 (L)	222,2	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	128-4	190,7	-	151,4	6,1	E-Filter	1,1 (L)	229,6	REA	95,6	0,009	Perio. (9x)
	129-1	189,3	-	179,0	6,6	E-Filter	1,1 (L)	235,1	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	129-2	192,7	-	168,0	7,1	E-Filter	1,1 (L)	236,1	REA	95,7	0,009	Perio. (9x)
	130	193,1	-	75,0	2,7	E-Filter	0,9 (RH)	64,0	REA	97,0	0,003	Schätzwert
> 2000	127-1	120,3	-	53,4	1,6	E-Filter	0,71 (L)	220,0	REA	95,4	0,007	Perio. (9x)
	127-2	120,9	-	26,8	1,3	E-Filter	0,71 (L)	199,7	REA	95,5	0,007	Perio. (9x)
	116	168,2	-	0,8	0,8	E-Filter	0,9 (RH)	76,6	REA	94,4	0,005	Schätzwert
	117-1	171,4	-	11,8	3,1	E-Filter	1,6 (MD)	296,7	REA	95,6	0,015	Kont.
	117-2	162,2	-	23,2	2,8	E-Filter	1,6 (MD)	302,0	REA	95,4	0,018	Kont.

FWL in	Anla-ge	NO_x		CO	Staub		SO_x				Hg	
	133	168,4	-	19,4	4,6	E-Filter	1,77 (MD)	215,1	REA	97,6	0,014	Kont.

Die NO_x-Emissionen aller Anlagen sind in Abbildung 51 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Anlagen mit Feuerungswärmeleistungen zwischen 300 und 2000 MW_{th} NO_x-Emissionen von knapp unter 200 mg/Nm^3 verursachen, da an diesen Anlagen NO_x-mindernden Primärmaßnahmen nachgerüstet wurden. Die neueren Anlagen wurden bei Entwicklung bereits auf diese Primärmaßnahmen ausgelegt, so dass sie NO_x-Konzentrationen von 120 - 171 mg/Nm^3 erreichen. Der weite Konzentrationsbereich ist dadurch bedingt, dass das Potential der Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung bei schwefelreichen Brennstoffen aufgrund der Feuerraumkorrosion nicht in vollem Umfang ausgeschöpft werden kann.

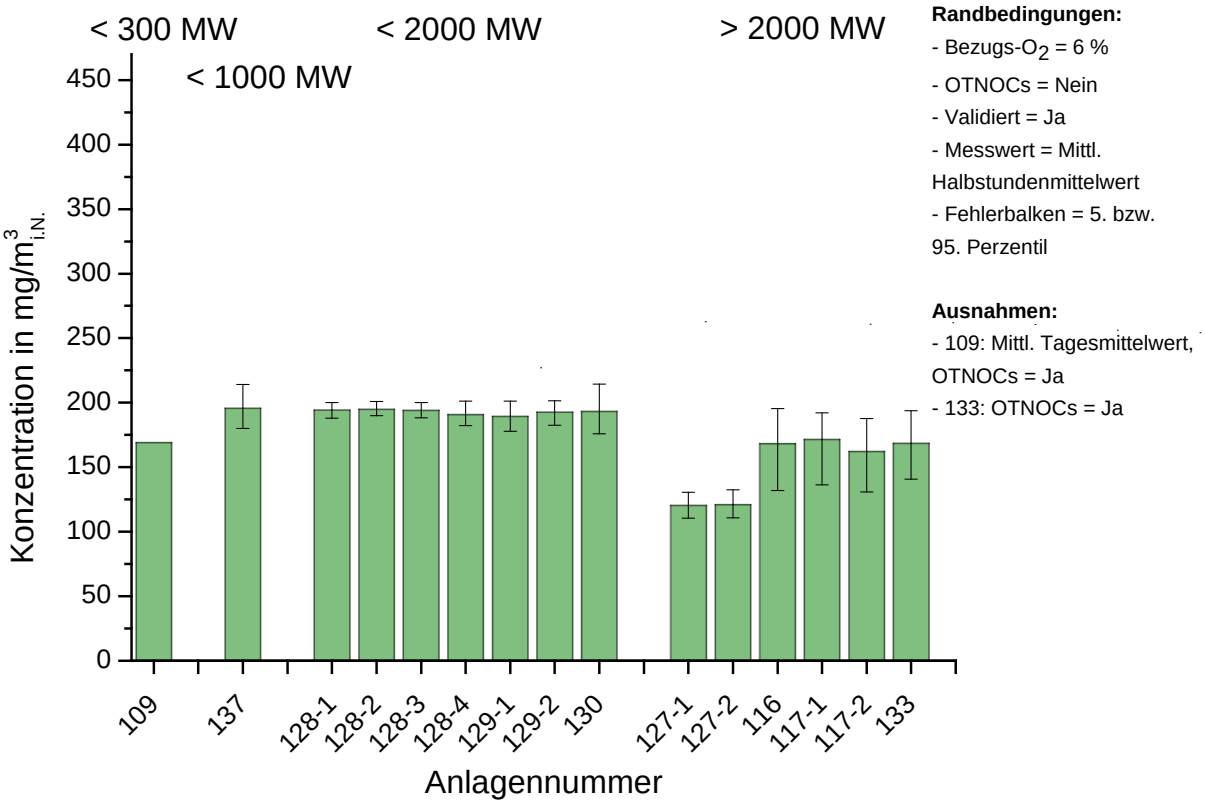

Abbildung 51: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

Ein ähnliches Bild zeichnet sich bei den CO-Emissionen ab, die in Abbildung 52 dargestellt sind. Die Emissionen der größeren, neueren Anlagen liegen deutlich unter denen der kleineren Anlagen, weil deren Feuerraum auf die Primärmaßnahmen ausgelegt wurde, während die nachgerüsteten Anlagen nur über einen vergleichsweise kleinen spezifischen Feuerraumquerschnitt verfügen, was den Ausbrand behindert. Besonders zu erwähnen ist Anlage 116, die CO-Emissionen von 0,8 mg/Nm^3 aufweisen kann.

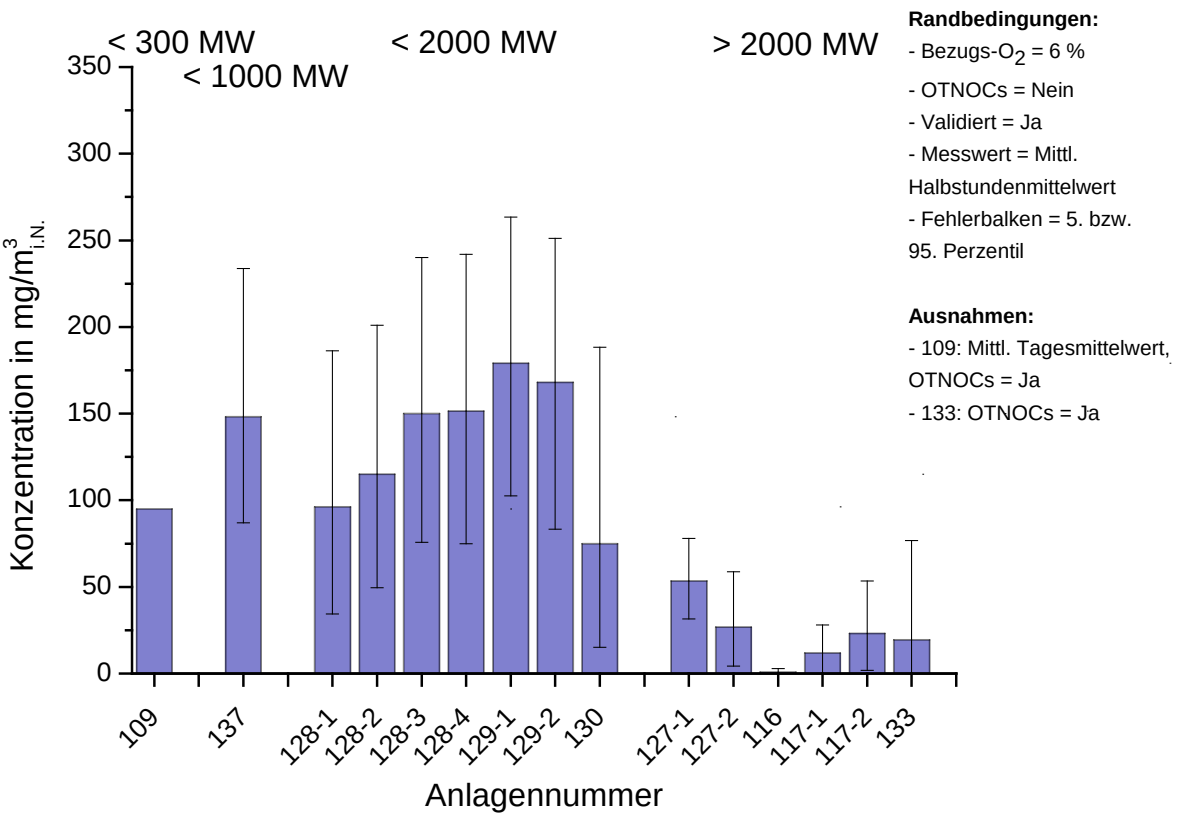

Abbildung 52: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

Wie Abbildung 53 zu entnehmen ist, weisen die größeren, neueren Anlagen auch bei den Staubemissionen geringe Emissionen auf als die übrigen Anlagen. Insgesamt ist das Emissionsniveau aller Anlagen relativ niedrig. Mit Ausnahme von Anlage 137 liegen alle Werte deutlich unter 10 mg/Nm^3 Anlage 137 emittiert als älteste, allerdings nachgerüstete Anlage im Jahresmittel 11,5 mg/Nm^3.

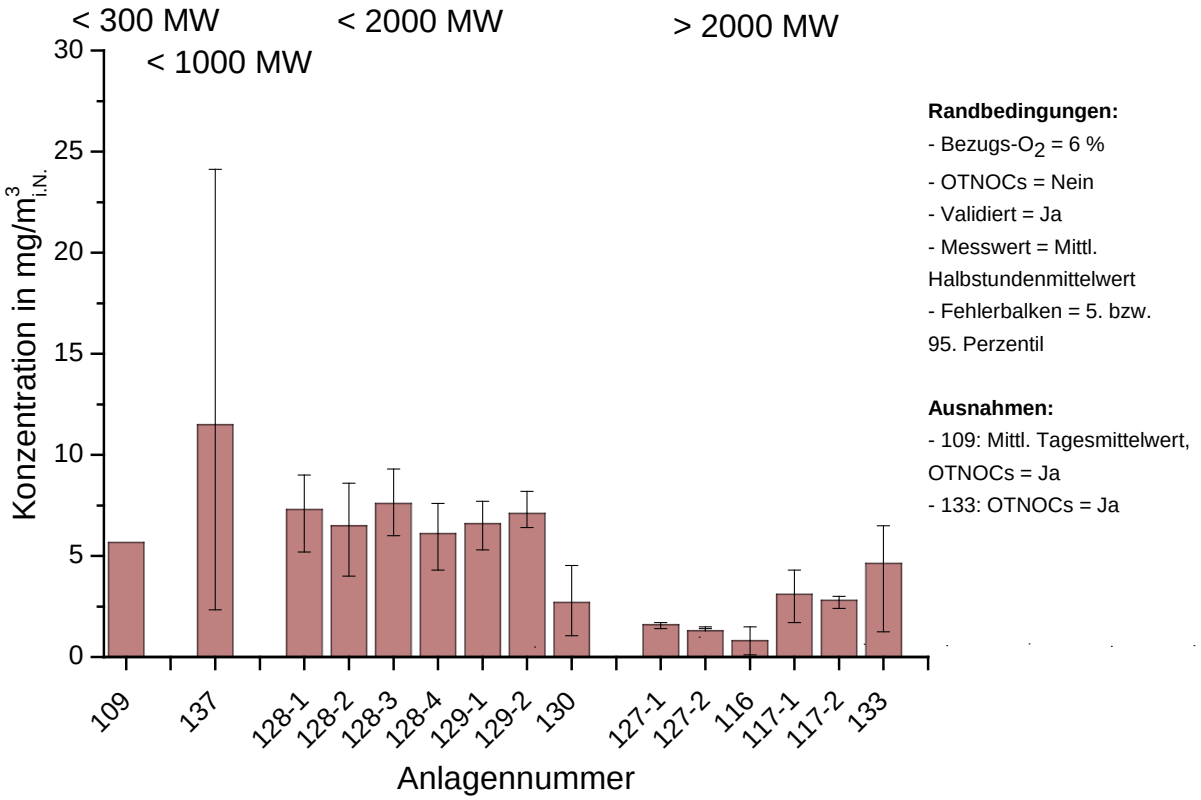

Abbildung 53: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staub Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

Der Trend, dass die größeren und neueren Anlagen weniger Schadstoffe emittieren lässt sich bei den SO_x-Emissionen nicht bestätigen. Hier ist der Einfluss des Braunkohlerevieres und damit des Schwefelgehaltes wesentlich größer. Wie in Abbildung 54 ersichtlich, emittieren die Mehrzahl der Anlagen über 200 mg/Nm^3 im Jahresmittel. Die Anlagen 109, 116, 127, 128/129, 130 und 137 verfeuern Braunkohlen mit einem Durchschnittlichen Schwefelgehalt. Das schlägt sich mit Ausnahme der Anlage 127 und 128/129 auch in den geringen SO_x-Emissionen nieder. In Abbildung 55 wird deutlich, dass die Schwefel Abscheidegrade der Anlagen 130, 133 und 137 knapp über den 95 % der anderen rohbraunkohlebefeuerten Anlagen liegen.

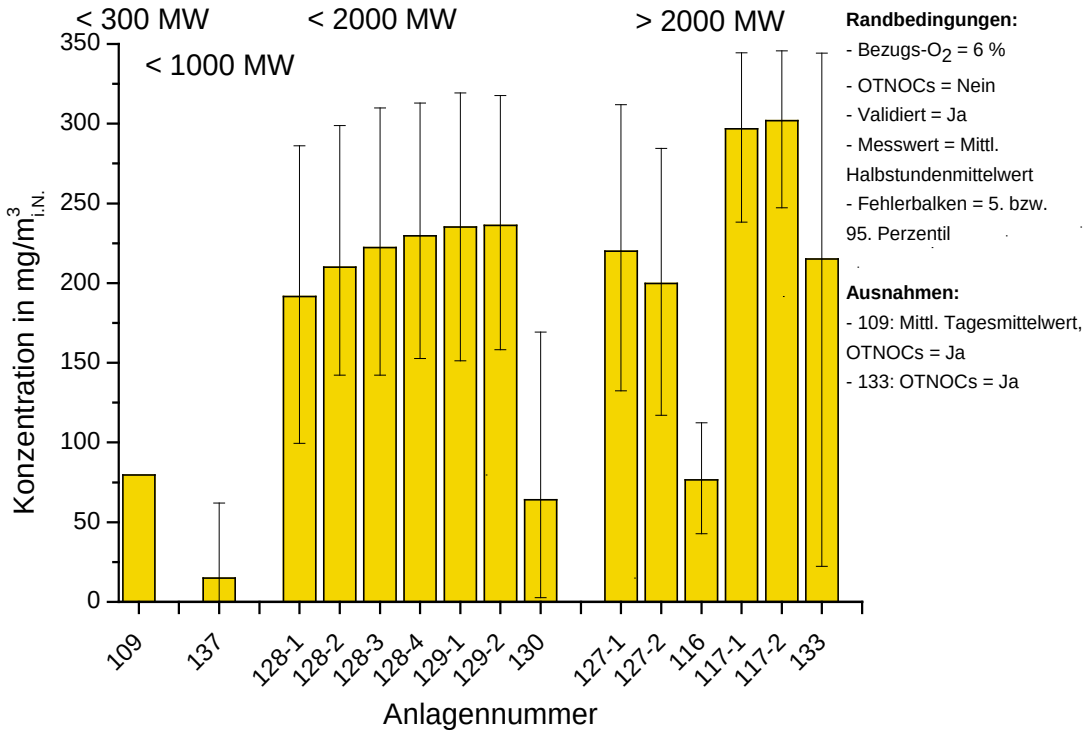

Abbildung 54: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel**

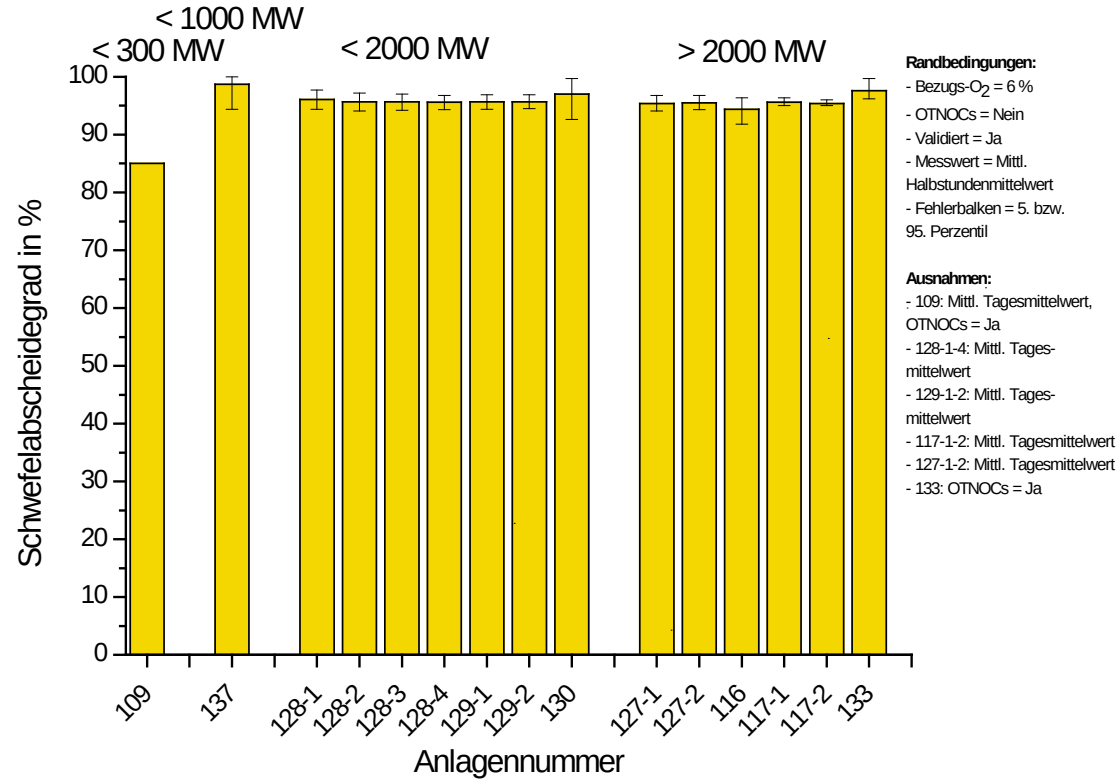

Abbildung 55: **Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Abscheidegrade der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel**

Der Genehmigungswert für die SO_x-Emissionen liegt bei den Anlagen, die Braunkohle aus den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland einsetzen, zwischen 300 und 400 mg/Nm^3 im Tagesmittel. Oft wird für braunkohlebefeuerte Großfeuerungsanlagen in Deutschland, die

schwefelreiche Brennstoffe einsetzen, zusätzlich ein Schwefel Abscheidegrad von mindestens 95 % im Tagesmittel gefordert. Dies gilt bei allen erfassten Anlagen außer den Anlagen 109 und 116. Die Schwefel Abscheidegradregelung wird nach Prüfung der Verhältnismäßigkeit im Einzelfall angewendet.

Die Quecksilberemissionen der BraunkohleAnlagen sind in Abbildung 56 dargestellt. Die Emissionen aller untersuchten Anlagen liegen im Durchschnitt bei ca. 10 µg/Nm^3 und somit etwa um den Faktor drei höher als bei den untersuchten SteinkohleAnlagen.

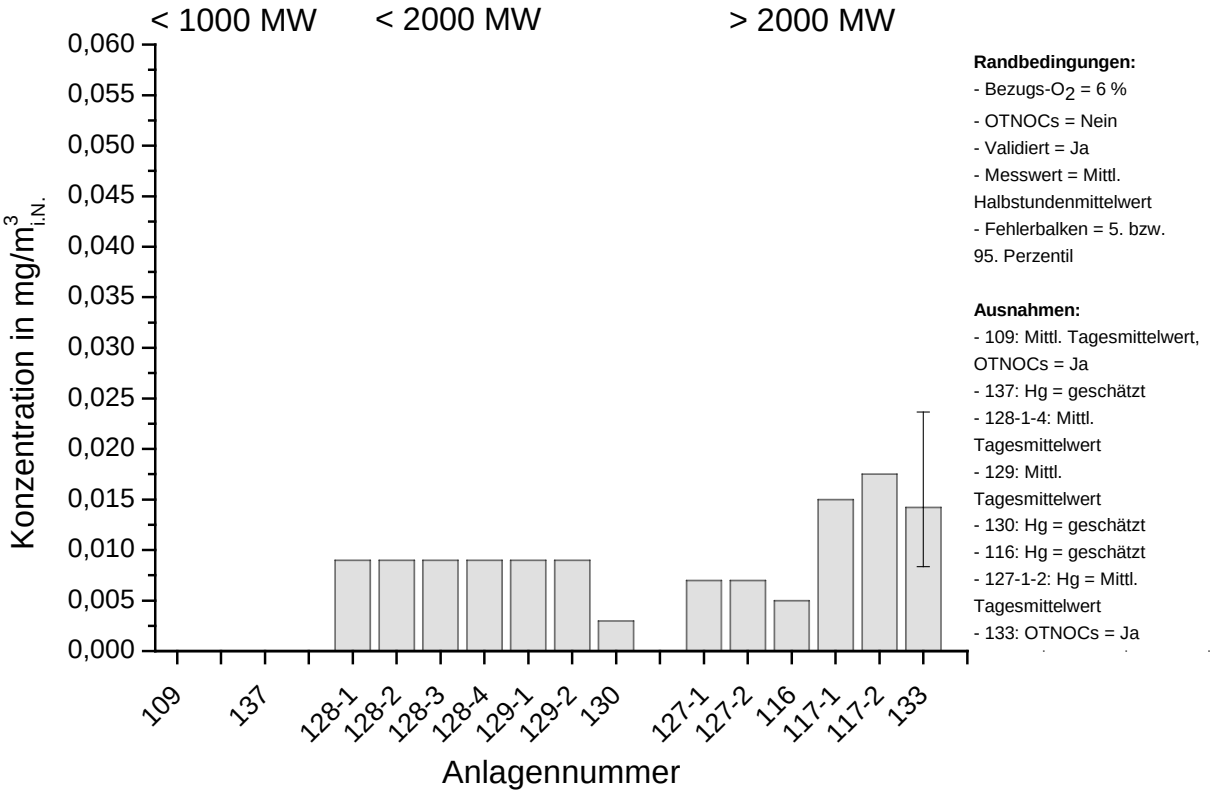

Abbildung 56: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Hg Emissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

In Tabelle 189 sind die Randbedingung und Ausnahmen für die Auswertung der Braunkohlekessel zusammengefasst.

Tabelle 189: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Messwert	Brennstoff	Besonderheiten
Referenz	6	Nein	Ja	HMW	Braunkohle	-
109	-	Ja	-	TMW	96 % Kohle, Abfallmitverbrennung	IndustrieAnlage, drei Betriebsphasen pro Jahr, Zyklon, Gewebefilter, trockene Entschwefelung
117	-	-	-	-	1,5 % Abfallmitverbrennung	-
127	-	-	-	-	2 % Abfallmitverbrennung	-
128	-	-	-	-	3 % Abfallmitverbrennung	-
133	-	Ja	-	-	-	Bahnstrom

In Tabelle 190 sind die Wasseremissionen der Braunkohle-Kraftwerke dargestellt. Beim Vergleich der Werte ist wie auch bei den anderen Anlagengruppen darauf zu achten, dass die Art der Abwässer zum Einen stark variiert, zum anderen auch die Rohwasserqualität an einigen Standorten eine wichtige Rolle spielt. Als einzige braunkohlebefeuerte Referenzanlage leitet Anlage 133 REA-Abwasser ab. In allen anderen Referenzanlagen wird das REA-Abwasser zusammen mit der Asche als sogenanntes Stabilisat in den Tagebau zurückgeführt. Wie in den abwasserrechtlichen Vorschriften gefordert wird bei Anlage 133 direkt am Ausfluss der Abwasserreinigung der REA die Konzentrationen gewisser in Anhang 47 Buchstabe D der Abwasserverordnung definierter Stoffe (in der Tabelle Fluorid, Cu, Cd, Hg und Pb) gemessen. Diese Messwerte wurden jedoch vom Betreiber aus Gründen der Vereinfachung nicht angeben. Die angegebenen Konzentrationen beziehen sich auf die Einleitstelle, an der alle Abwasserströme gemeinsam abgeleitet werden. Die REA-spezifischen Messwerte sind demzufolge im Vergleich zu den Messwerten direkt am Ausfluss der Abwasserreinigung der REA sehr niedrig und nicht mit denen der steinkohlebefeuerten Kessel vergleichbar.

Tabelle 190: Auswertungsebene IV, Tabelle c: Wasseremissionen der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	TOC in mg/l	COD in mg/l	N (total) in mg/l	P (total) in mg/l	Sulfat in mg/l	Fluorid in mg/l	Cu in mg/l	Cd in mg/l	Hg in mg/l	Pb in mg/l	Einleit-stelle	Art des Abwassers
> 100 - 300	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
> 300 - 1000	137	2,9	9,0	1,9	0,03	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Aschebehandlung
> 1000 - 2000	128-1a, 128-2a, 128-3a, 128-4a, 129-1a, 129-2a	6,5	-	-	0,21	-	-	-	-	-	-	Fluss (U)	Kühlsystem
	128-1b, 128-2b, 128-3b, 128-4b, 129-1b, 129-2b	7,7	-	1,1	0,06	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Dampfsystem, Oberflächenabwasser, Sonstiges
	130	3,1	9,0	2,4	0,05	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Aschebehandlung
> 2000	127-1a, 127-2a	8,1	-	2,7	0,18	1397,0	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Kühlsystem, Wasseraufbereitung, Equipment Reinigung, Oberflächenabwasser
	127-1b, 127-2b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Off-site AWR (NT)	Wasseraufbereitung, Dampfsystem, Sonstiges
	116	3,7	-	1,1	0,18	242,0	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Aschebehandlung
	117-1a, 117-2a	12,2	31,1	14,2	0,20	-	-	-	-	-	-	Fluss (B)	Wasseraufbereitung, Kühlsystem, Equipment Reinigung

FWL in MW_{th}	Anlage	TOC in mg/l	COD in mg/l	N (total) in mg/l	P (total) in mg/l	Sulfat in mg/l	Fluorid in mg/l	Cu in mg/l	Cd in mg/l	Hg in mg/l	Pb in mg/l	Einleit-stelle	Art des Abwassers
	117-1b, 117-2b	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Kanalisation (NT)	Wasseraufbereitung, Sonstiges
	133	10,0	45,0	-	-	1290,0	5,0	0,020	0,005	0,0002	0,10	Fluss (B)	REA, Dampfsystem, Kühlsystem

Insgesamt wurden 40 Templates für BVT in der Anlagengruppe Braunkohlekessel eingereicht. Die Templates stammen aus den verschiedensten Bereichen und variieren stark in der Detailtiefe der Beschreibung. Eine Zusammenstellung der eingereichten Templates ist in Tabelle 191 dargestellt. Auf einzelne Templates wird in der jeweiligen Anlagenbeschreibung detaillierter eingegangen.

Tabelle 191: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe braunkohlebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl Templates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
> 100 - 300	109	1	Trockene Rauchgasreinigung	Emissionen mit dem RG	Gering
> 300 - 1000	137	11	Kohlezerkleinerung	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Aussortierung von Unreinheiten	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Nasse REA	Emissionen mit dem RG	Mittel
			Abgasableitung durch Kühlturm	Emissionen mit dem RG	Mittel
			Prozesswasser-Reinigungsanlage	Wasser	Mittel
			Recycling von Abwasser	Wasser	Mittel
			Gipsaufbereitung	Feste Reststoffe	Gering
			Nutzung von Faserholz	Feste Reststoffe	Gering
			Dekarbonisierung	Wasser	Gering
			NO_x-Reduktion (Luftstufung)	Verbrennung	Mittel
			NO_x-arme Brenner	Verbrennung	Mittel
> 1000 - 2000	128-1, 128-2, 128-3, 128-4, 129-1, 129-2	3	E-Filter	Emissionen mit dem Rauchgas	Gering
			Nasse REA	Emissionen mit dem RG	Hoch
			NO_x-arme Verbrennung	Feuerung	Mittel
	130	10	Kohlezerkleinerung	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Aussortierung von Unreinheiten	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Nasse REA	Emissionen mit dem RG	Mittel
			Abgasableitung durch Kühlturm	Emissionen mit dem RG	Mittel
			Prozesswasser-Reinigungsanlage	Wasser	Mittel
			Recycling von Abwasser	Wasser	Mittel
			Gipsaufbereitung	Feste Reststoffe	Gering
			Nutzung von Faserholz	Feste Reststoffe	Gering

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl Temp-lates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detail-tiefe
			Dekarbonisierung	Wasser	Gering
			NO_x-Reduktion (Luftstufung)	Verbrennung	Mittel
> 2000	127-1, 127-2	3	E-Filter	Emissionen mit dem RG	Gering
			Nasse REA	Emissionen mit dem RG	Hoch
			NO_x-arme Verbrennung	Feuerung	Mittel
	116	7	Kohlezerkleinerung	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Aussortierung von Unreinheiten	Brennstoffaufbereitung	Mittel
			Nasse REA	Emissionen mit dem RG	Mittel
			Abgasableitung durch Kühlturm	Emissionen mit dem RG	Mittel
			Gipsaufbereitung	Feste Reststoffe	Gering
			Dekarbonisierung	Wasser	Gering
			NO_x-Reduktion (Luftstufung)	Verbrennung	Mittel
	117-1, 117-2	3	E-Filter	Emissionen mit dem RG	Gering
			Nasse REA	Emissionen mit dem RG	Hoch
			NO_x-arme Verbrennung	Feuerung	Mittel
	133	2	Bahnstromturbine	Turbine	Mittel
			KWK-Betrieb	Gesamtanlage	Mittel

3.4.2.3 Anlagenbeispiele

Rostfeuerung, Anlagennummer 109

Bei Anlage 109 handelt es sich um eine 2004 in Betrieb genommene, trocken entaschte Rostfeuerung zur Erzeugung von Strom und Prozesswärme für eine Zuckerfabrik. Die Anlage besteht aus einem Naturumlaufdampferzeuger (Wasserrohrkessel) mit Wanderrostfeuerung. Als Brennstoff werden rheinische 3“ Braunkohlebriketts verfeuert. Zusätzlich kommt als AnfahrBrennstoff Erdgas zum Einsatz, im Schwachlastbetrieb wird als StützBrennstoff Heizöl EL genutzt. Die Dampfparameter am Eintritt in die Turbine sind 85 bar und 520 °C. Es ist eine Gegendruckturbine mit Generator und 26 MW_{el} Bruttoleistung installiert. Die Anlage verfügt über kein Kühlsystem, da die Anlage wärmegeführt betrieben wird. Der Dampf am Austritt der Turbine wird vollständig als Prozessdampf an einen industriellen Prozess übergeben und das Kondensat anschließend dem Kraftwerksprozess erneut zugeführt.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung des Kessels beträgt 115 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 26 MW_{el}. Zusätzlich werden bis zu 130 t/h Dampf bei 3,5 bar zur Versorgung einer Zuckerfabrik erzeugt. Das entspricht einer maximalen thermischen Prozesswärmeleistung von etwa 75,8 MW_{th}.

Tabelle 192 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer für die Gesamtanlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2009. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 192: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 109

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,58E+05	3,40E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	8,90E+04	6,49E+04
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	8,27E+04	6,03E+04
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,10E+05	2,38E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,10E+05	2,38E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	4872	3666
Volllastfaktor in %	%	81,7	80,7

Die Anlage weist in der Vergangenheit eine für BraunkohleAnlagen verhältnismäßig geringe Anzahl an Jahresbetriebsstunden auf, weil die Anlage entsprechend des Wärmebedarfs der Zuckerfabrik betrieben wird, welche nur an etwa 160 Tagen im Jahr in Betrieb ist. Der Volllastfaktor lag in der Vergangenheit bei etwa 81 %. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 18,1 % bzw. 17,7 %. Der thermische Nutzungsgrad ergibt sich zu 67,8 % bzw. 70,0 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad lag demzufolge bei 85,9 % bzw. 87,7 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, und CO kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. Als Primärmaßnahme ist insbesondere die Luftstufung zu nennen. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist eine SNCR Anlage zur Reduzierung von NO_x. Hierzu wird dem Rauchgas durch insgesamt 8 Düsen wahlweise in 2 Ebenen eine 45 mol-% Harnstofflösung zugeführt. Anschließend erfolgt die Abscheidung von grobem Staub in zwei Gaszyklonen. Nach Verlassen der Gaszyklone wird dem Rauchgas zur chemisorptiven Trockenentschwefelung $Ca(OH)_2$ zugegeben. Nach ca. 11 Sekunden Verweilzeit im Rauchgas werden die Reaktionsprodukte, das nicht abreagierte $Ca(OH)_2$ sowie Staub in einem Gewebefilter abgeschieden.

Tabelle 193 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 193: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 109

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0,16	-	5,67	-	-	306	TMW	Kont.	Ja	40	20
	kg/Jahr						1633,51					
SO_x	mg/Nm³	18,02	-	79,72	-	-	117,2	TMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						3,7E+04					
SO_x Abscheidegrad	(%)	-	-	85	-	-	-	TMW	Kont.	Ja	-	-
NO_x	mg/Nm³	99,61		169,1			206,5	TMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						8,1E+04					
CO	mg/Nm³	41,7	-	95,06	-	-	164,3	TMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						4,7E+04					

In der Anlage fällt kein Abwasser an, alle intern auftretenden Abwasserströme werden in einer Demineralisierungsanlage aufbereitet und im Prozess erneut verwendet.

Tabelle 194 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Es ist ersichtlich, dass Flugstaub und Kesselasche anfallen. Auf Grund der Trockenentschwefelung fällt kein nutzbarer Gips an.

Tabelle 194: Feste Rückstände der Anlage 109

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Rostasche	RGR	100101	4,18E+03	Renaturierung	-
Flugasche	Verbrennungs-prozess	100102	2,71E+03	Renaturierung	-

Besonderheiten

Die Anlage wird im Wesentlichen anhand des Bedarfs an Prozessdampf betrieben. Da der Prozessdampf in einer Zuckerfabrik genutzt wird, die an nur 160 Tagen im Jahr in Betrieb ist, wird auch die Anlage nur in dieser Zeit betrieben.

Die Rauchgasreinigung mittels trockener Chemisorption und anschließender Entfernung der festen Bestandteile des Rauchgases in einem Gewebefilter ist vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 137

Bei der Anlage 137 handelt es sich um eine 1972 in Betrieb genommene, trockenentaschte Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz. Die Anlage besteht u.a. aus einem Zwangsdurchlauferhitzer, diversen Rauchgasreinigungseinrichtungen und einem Kühlturm, über den die gereinigten Rauchgase abgeleitet werden. Als Brennstoff wird Rheinische Braunkohle eingesetzt. Als Anfahr- und StützBrennstoff wird Heizöl EL verwendet. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbine sind 175 bar und 530 °C und am Eintritt in die MD-Turbine nach einer Zwischenüberhitzung 33 bar und 530 °C. Es ist eine Entnahme-Kondensations-Turbine mit Generator und 308 MW_{el} Bruttoleistung installiert. Die Kühlung geschieht mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus einem Fluss sowie das abgepumpte Grundwasser aus dem angrenzenden Tagebau nachgeführt. Abbildung 57 zeigt ein Schema des Gesamtkraftwerks inklusive Rauchgasreinigung.

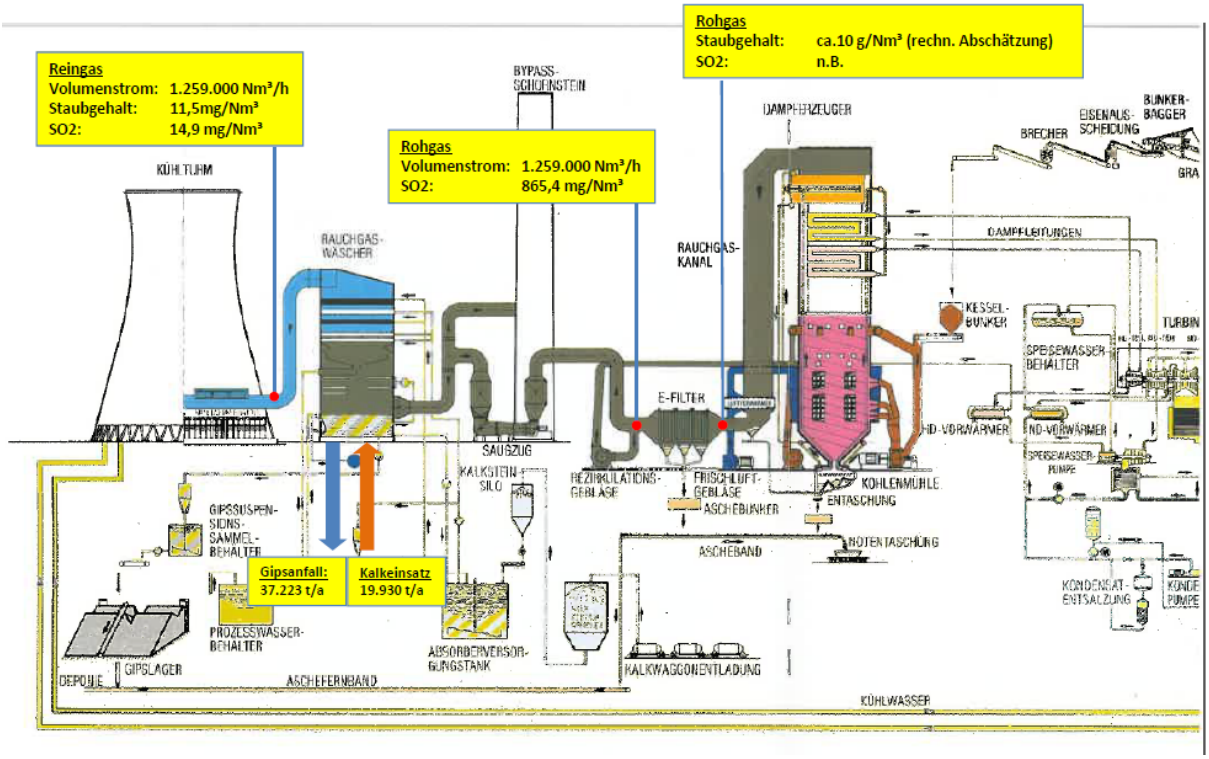

Abbildung 57: Anlagenschema für Anlage 137

Die Anlage ist Teil eines Standortes mit insgesamt fünf Kesseln und einer installierten Feuerungswärmeleistung von 5974 MW_{th}. Anlage 130 gehört ebenfalls zu diesem Standort. Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage 137 beträgt 855 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 308 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 36,0 %.

Tabelle 195 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsstunden für die Gesamtanlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre (2006 - 2010) herangezogen.

Tabelle 195: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 137

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,82E+06	6,15E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	2,07E+06	2,16E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,93E+06	2,01E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6720	6942
Volllastfaktor in %	%	76,7	79,2

Die Anlage weist in der Vergangenheit knapp 7000 Jahresbetriebsstunden auf. Die Anlage wurde in 2010 mit einem Volllastfaktor von 76,7 % bzw. im Fünfjahreszeitraum mit einem Volllastfaktor von 79,2 % betrieben. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von rund 33,0 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen rauchgas- und abwasserseitigen Emissionen sowie Kraftwerksnebenprodukte wie Gips und Aschen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Daher sind für die Einhaltung des NO_x-Emissionsgrenzwertes keine Sekundärmaßnahmen notwendig. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach der Luftvorwärmung ist ein Elektrofilter zur Staubabscheidung. Nachgeschaltet ist eine nasse REA zur Abscheidung von SO_x. Der dabei entstehende Gips wird als hochwertiges Kraftwerksnebenprodukt überwiegend der Baustoffindustrie zugeführt.

Tabelle 196 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 196: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 137

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	2,34	11,5	24,12	25,92	51,66	HMW	Kont.	Ja	160	80
	kg/Jahr						9,7E+04					
SO_x	mg/Nm³	0	0	14,9	62,11	84,13	417,8	HMW	Kont.	Ja	800	400
	kg/Jahr						1,3E+05					
SO_x Abscheidegrad	(%)	100	100	98,7	94,41	93,06	83,03	HMW	Kont.	Ja	-	85
NO_x	mg/Nm³	103,4	180	195,6	214,2	219,5	483,8	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,6E+06					
CO	mg/Nm³	44,6	86,95	148,1	233,8	251,7	482,4	HMW	Kont.	Ja	500	250
	kg/Jahr						1,2E+06					
Hg	mg/Nm³	-	-	0,003	-	-	-	-	Schätzwert	-	-	-
	kg/Jahr						25,2					

* Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV.

In der Anlage fällt ein Abwasserstrom an, der in der Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlage gereinigt wird und anschließend in ein Gewässer eingeleitet wird. Das Abwasser stammt zum größten Teil aus dem Kühlsystem. Weitere Teilströme stammen aus der REA und dem Dampfsystem. Die Eigenschaften des Abwasserstroms sind in Tabelle 197 dargestellt.

Tabelle 197: Wasseremissionen der Anlage 137 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	9,4E+05	-	-	-	-	-	2000 m^3/0,5h
Temp.	(°C)	12,5	22,2	32,1	-	-	-	-	-
pH		8	8,3	8,6	-	-	-	-	6 - 9,3
TSS	(mg/l)	2	5,6	14,4	-	Stich-probe	Nein	12	30
	(kg/Jahr)			5223					
P (total)	(mg/l)	0,03	0,05	0,09	-	Stich-probe	Nein	12	0,1
	(kg/Jahr)			46					
AOX	(mg/l)	0,01	0,015	0,026	-	Stich-probe	Nein	12	100 ↔g/l
	(kg/Jahr)			14					
TOC	(mg/l)	1,74	3,06	4,29	-	Stich-probe	Nein	12	30
	(kg/Jahr)			2859					
COD	(mg/l)	5	9	16	-	Stich-probe	Nein	12	20
	(kg/Jahr)			8598					
Cl^-	(mg/l)	63	109	179	-	Stich-probe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			1E+05					
SO_4^{2-}	(mg/l)	114	163	239	-	Stich-probe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			1,5E+05					
N (total)	(mg/l)	0,96	2,37	5,3	-	Stich-probe	Nein	12	6
	(kg/Jahr)			2214					
NO_2^- /NO_3^-	(mg/l)	0,001	0,004	0,009	-	Stich-probe	Nein	11	-
	(kg/Jahr)			4					
NH_3-N	(mg/l)	0,4	0,4	0,4	-	Stich-probe	Nein	-	-
	(kg/Jahr)			374					

Tabelle 198 zeigt die angefallenen festen Kraftwerksnebenprodukte (Gips, Flugstaub, Kesselasche), welche in der Baustoffindustrie und im Tagebau genutzt werden. Das im Prozess abgeschiedene Braunkohlenfaserholz wird in der Regel thermisch genutzt. Dies wird in diesem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 198: Feste Rückstände der Anlage 137

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Gips	RGR	10 01 05	3,70E+04	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterialin-dustrie
Gips	RGR	10 01 05	2,13E+02	Renaturierung	Tagebau
Kessel und Flugasche	Verbrennungs-prozess	10 01 01	9,84E+04	Renaturierung	Tagebau
Faserholz	Brennstoff Aufbereitung	-	1,30E+03	Verwendung - Sonstige	Thermische Verwertung

Besonderheiten

Zur Absenkung der NO_x-Emissionen kommt die Technologie der Luftstufung sowie Low-NO_x-Brenner zum Einsatz. Durch reduzierende Reaktionsbedingungen auf Höhe der Brenner und die Zugabe von Ausbrandluft oberhalb der Brenner können die NO_x-Grenzwerte ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Als Sekundärmaßnahme zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für SO_x kommt eine nasse REA zum Einsatz. Dabei wird Kalksteinmehl in wässriger Suspension mit den Rauchgasen in Kontakt gebracht. Der Kalkstein bindet das SO_2 aus den Rauchgasen, es entsteht Gips. Die nasse REA wird für Anlagen mit FestBrennstoffen vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Zudem werden die gereinigten Rauchgase nach Verlassen der REA über den Kühlturm an die Umgebung abgeführt. Dadurch kann energieintensives Wiederaufheizen der Rauchgase vermieden werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Die Anlage ist mit einer KohlemahlAnlage ausgestattet, der die angelieferte Kohle in Korngrößen von 0 – 80 mm zerkleinert und den entsprechenden Kohlebunkern zuführt. Vor dem Mahlprozess erfolgt eine vollautomatische Metall- und Störstoffabscheidung. Beide Technologien sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Der in der REA abgeschiedene Gips wird durch ein Waschverfahren gereinigt. Dadurch kann der Anteil, welcher die Qualitätskriterien der Baustoffindustrie erfüllt deutlich vergrößert werden, es muss weniger verunreinigter Gips deponiert werden. Diese Technologie wird ebenfalls vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Im Rahmen der Entkarbonisierung bei der Wasseraufbereitung wird dem Wasser $CaCO_3$ entzogen. Dieses $CaCO_3$ wird der REA zugeführt, es muss somit weniger Kalkstein eingesetzt werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Im Rahmen der Wasseraufbereitung gereinigtes Wasser wird im Prozess wiederverwendet. Teilströme finden beispielsweise in der REA oder im Dampfsystem Anwendung, dadurch kann der Verbrauch von Frischwasser reduziert werden. Diese Technologie wird ebenfalls vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 128/129

Bei Anlage 128/129 handelt es sich um eine in den Jahren 1982 bis 1988 in Betrieb genommene Anlage zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz und Fernwärme. Die Anlage besteht aus drei Bausteinen mit je zwei baugleichen Blöcken (A-F), bei denen jeweils zwei baugleiche, kohlestaubbefeuerten Zwangdurchlaufdampferzeuger mit trockener Entaschung eine Turbine mit Dampf versorgen. Jeder Dampferzeuger ist mit eigenen Rauchgasbehandlungseinrichtungen ausgestattet. Jeder Baustein verfügt über ein Kühlsystem mit drei Kühltürmen, wobei jeweils ein Block die gereinigten Rauchgase über einen Kühlturm ableitet. Als Brennstoff wird hauptsächlich Braunkohle aus in unmittelbarer Nähe liegenden Tagebauen verfeuert. Zusätzlich kommt in den Kesseln A-D (Anlagennummer 128) ein hochkalorischer ErsatzBrennstoff aus Hausmüll als Brennstoff zum Einsatz. Der Anteil des Abfalls an der insgesamt zugeführten thermischen Leistung liegt in allen Blöcken unter 3 %. Die EinzelAnlagen E und F (Anlagennummer 129) werden ausschließlich mit Braunkohle befeuert. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbinen sind bei allen Blöcken 172 bar und 535 °C und am Eintritt in die MD-Turbinen nach einer Zwischenüberhitzung 42 bar und 540 °C. Es ist pro Block jeweils eine komplette Entnahme-Kondensations-Turbine mit Generator und 500 MW_{el} Bruttoleistung installiert. Zum Ausgleich des Wasserverlustes in den Naturzugkühltürmen wird aufbereitetes Grundwasser aus der Entwässerung der naheliegenden Tagebaue aufbereitet und nachgespeist.

Die genehmigte Gesamtfeuerungswärmeleistung aller zwölf Kessel zusammen beträgt 9144 MW_{th}. Die nominelle elektrische Bruttoleistung beträgt 3000 MW_{el} und die maximale Bruttoleistung etwa 3240 MW_{el}. Der maximale elektrische Bruttowirkungsgrad für die Stromerzeugung ohne Fernwärmeauskopplung beträgt im Mittel der Blöcke 35,4 %. Zusätzlich kann bei allen Anlagen Dampf mit 5 bar und 125 °C zur Versorgung eines Fernwärmenetzes aus den Turbinen ausgekoppelt werden. Das entspricht insgesamt einer maximalen thermischen Prozesswärmeleistung von 348 MW_{th} bzw. einer thermischen Prozesswärmeleistung pro Block von 29 MW_{th}.

Tabelle 199 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer für Block A. Die Daten der Anlagen B-F sind mit den hier dargestellten Werten vergleichbar. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 199: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 128/129 – Block A

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	8,35E+06	9,62E+06
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	3,16E+06	3,57E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	2,91E+06	3,30E+06
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	8,87E+04	7,87E+04
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	8,55E+04	7,52E+04
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6561	7566
Volllastfaktor in %	%	83,5	83,4

Block A weist in der Vergangenheit 6500 bzw. 7500 Jahresbetriebsstunden auf. Der Volllastfaktor lag bei 83,5 % bzw. 83,4 %. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 34,8 bzw. 34,3 %. Durch die Auskopplung von Fernwärme erhöht sich je nach dem Wärmebedarf der thermische Nutzungsgrad um 1,1 bzw. 0,8 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad lag also bei 35,9 bzw. 35,1 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie feste Rückstände. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und an den Dampferzeugern A1 und C1 auch Hg kontinuierlich erfasst. Zusätzlich werden in den Blöcken A-D (Anlagennummer 128), bedingt durch die Mitverbrennung des hochkalorischen ErsatzBrennstoffs, die Luftschadstoffen HCl, HF, TOC, Hg, Cd+TI, Sb+As+Pb+Co+Cr+Cu+Mn+Ni+V+Sn sowie PCDD und PCDF periodisch erfasst. In den EinzelAnlagen E und F wird zusätzlich zu den kontinuierlich erfassten Messwerten Hg periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Low-NO_x-Brenner sowie die Luftstufung zu nennen, die nachgerüstet wurden. Auf diese Weise sind keine Sekundärmaßnahmen zur Einhaltung des behördlich vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerts notwendig. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel sind Elektrofilter zur Abscheidung des Flugstaubs. Anschließend folgt eine nachgerüstete, nasse Kalkstein-REA mit Gipsproduktion zur Abscheidung von SO_x.

Tabelle 200 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen für Block A. Die Luftemissionen der weiteren Blöcke sind vergleichbar, da kein wesentlicher Unterschied zwischen den Anlagen mit einer Kohlefeuerung und denen mit Mitverbrennung bestehen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und die Werte in mg/Nm^3 keine OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 200: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 128/129 – Block A

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	3,3	5,2	7,3	9	9,3	20,2	HMW	Kont.	Ja	30	10
	kg/Jahr	9,6E+04										
SO_x	mg/Nm³	18,8	99,4	191,6	286,2	301,5	448,6	HMW	Kont.	Ja	738	369
	kg/Jahr	2,5E+06										
SO_x Abscheidegrad	(%)	90,9	94,4	96,1	97,7	97,9	99,5	TMW	Kont.	Ja	-	95
NO_x	mg/Nm³	140,6	187,9	194,2	200	201,6	309,1	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	2,6E+06										
CO	mg/Nm³	10	34,4	96,2	186,3	202,8	369,1	HMW	Kont.	Ja	466	233
	kg/Jahr	1,3E+06										
HCl	mg/Nm³	0,8	-	1	-	-	1,7	TMW	Perio.	Nein	-	20
	kg/Jahr	-										
HF	mg/Nm³	-	-	-	-	-	0,2	TMW	Perio.	Nein	-	1
	kg/Jahr	-										
Hg	mg/Nm³	0,009	-	0,009	-	-	0,011	TMW	Perio.	Nein	0,05	0,03
	kg/Jahr	-										
Cd+Tl	mg/Nm³	-	-	-	-	-	2E-04	TMW	Perio.	Nein	-	0,01
	kg/Jahr	-										
Sb+As+Pb+Cr+	mg/Nm³	0,03	-	0,038	-	-	0,048	TMW	Perio.	Nein	-	0,5

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
Co+Cu+Mn+Ni+V	kg/Jahr						-					
PCDD/PCDF	ng/Nm³	0,001	-	0,001	-	-	0,001	TMW	Perio.	Nein	-	0,05 ng I-TEQ/Nm³ TMW
	kg/Jahr						-					

In der Anlage fallen neben dem Abflutwasser aus den Kühlkreisläufen weitere Abwasserströme an, die in den Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlagen gereinigt und anschließend in einen Fluss eingeleitet werden. Es existiert eine gemeinsame Abwasseraufbereitungsanlage für alle Blöcke. Das Fließschema der mehrstufigen Abwasserbehandlung, die u. a. ein Sedimentationsbecken und eine Neutralisation beinhaltet, ist dem Questionnaire beigefügt. Die Eigenschaften des Abwasserstroms sind in Tabelle 202. Das in der Anlage anfallende Abflutwasser aus den Kühlsystemen wird unbehandelt an die Umgebung abgegeben. Die Eigenschaften dieses Abwasserstroms sind in Tabelle 201 dargestellt.

Tabelle 201: Wasseremissionen der Anlage 128/129 – Unbehandeltes Abwasser für Blöcke A bis F

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m³/Jahr)	-	3,9E+06	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	19,8	-	-	-	-	-	-
pH		7,7	8,3	8,6	-	-	-	-	6 - 9
TSS	(mg/l)	1	2,63	14,6	-	Mischprobe	-	12	15
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	3,4	6,5	9,3	-	Mischprobe	-	12	30
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,09	0,21	0,31	-	Mischprobe	-	12	0,5

Tabelle 202: Wasseremissionen der Anlage 128/129 –treated waste water für Blocks A to F

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)		4,2E+06		-	-	-	-	-
Temp.	(°C)				-	-	-	-	-
pH		7,7	8,7	9,2	-	-	-	-	6 - 9,5
TSS	(mg/l)	1,2	5,4	16,8	-	Mischprobe	-	12	20
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	5,6	7,7	10,1	-	Mischprobe	-	12	40
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,02	0,06	0,088	-	Mischprobe	-	12	0,2
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	0,26	1,1	2,5	-	Stichprobe	-	12	5
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,03	0,1	0,1	-	Stichprobe	-	12	0,1
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 203 zeigt die angefallenen festen Rückstände für Block A. Die festen Rückstände der weiteren Blöcke sind vergleichbar. Es ist ersichtlich, dass große Mengen an Gips, Flugstaub und Kesselasche anfallen. Diese werden in der Baustoffindustrie, zur Herstellung eines Stabilisats mit REA-Abwasser oder die Aschen teilweise auch zur Wiederauffüllung von Tagebauen genutzt.

Tabelle 203: Feste Rückstände der Anlage 128/129 – Block A

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Refe-renzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	-	3,35E+05	Verwendung - sonstige	Deponierung
Kesselasche	Verbrennungs-prozess	-	1,22E+05	Verwendung - sonstige	Deponierung
Gips	RGR	-	1,93E+05	Verwendung - Baustoffindustrie	-

Besonderheiten

Als erste Sekundärmaßnahme zur Emissionsminderung ist ein Elektrofilter mit 99,92 % Abscheideeffizienz installiert. Somit können die gesetzlich geforderten Emissionsgrenzwerte deutlich unterschritten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Des Weiteren kommt eine nachgerüstete, nasse Kalkstein-REA zum Einsatz. Dabei wird Kalksteinmehl in wässriger Suspension mit den Rauchgasen in Kontakt gebracht. Der Kalkstein bindet das SO_2 aus den Rauchgasen und es wird ein industriell verwertbarer Gips erzeugt. Die Anlage erreicht eine Entschwefelungsrate von über 95 % und scheidet zudem die Luftschadstoffe HCl und HF zu über 90 % ab. Die nachgerüstete, nasse REA wird für Anlagen mit FestBrennstoffen vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Zur Absenkung der NO_x-Emissionen wurden die Technologie der Luftstufung sowie Low-NO_x-Brenner nachgerüstet. Durch stöchiometrische Zündbedingungen auf Höhe der Brenner und die Zugabe von Ausbrandluft oberhalb der Brenner können die NO_x-Grenzwerte ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 130

Bei der Anlage 130 handelt es sich um eine 1975 in Betrieb genommene, trockenentaschte Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz. Die Anlage besteht u.a. aus einem Zwangsdurchlauferhitzer, diversen Rauchgasreinigungseinrichtungen und einem Kühlturm, über den die gereinigten Rauchgase abgeleitet werden. Als Brennstoff wird Rheinische Braunkohle eingesetzt. Als Anfahr- und StützBrennstoff wird Heizöl EL genutzt. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbine sind 175 bar und 530 °C und am Eintritt in die MD-Turbine nach einer Zwischenüberhitzung 34 bar und 530 °C. Es ist eine komplette Entnahme-Kondensations-Turbine mit Generator und 641 MW_{el} Bruttoleistung installiert. Die Kühlung geschieht mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus einem Fluss sowie das abgepumpte Grundwasser aus dem angrenzenden Tagebau nachgeführt Abbildung 58 zeigt ein Schema des Gesamtkraftwerks inklusive Rauchgasreinigung.

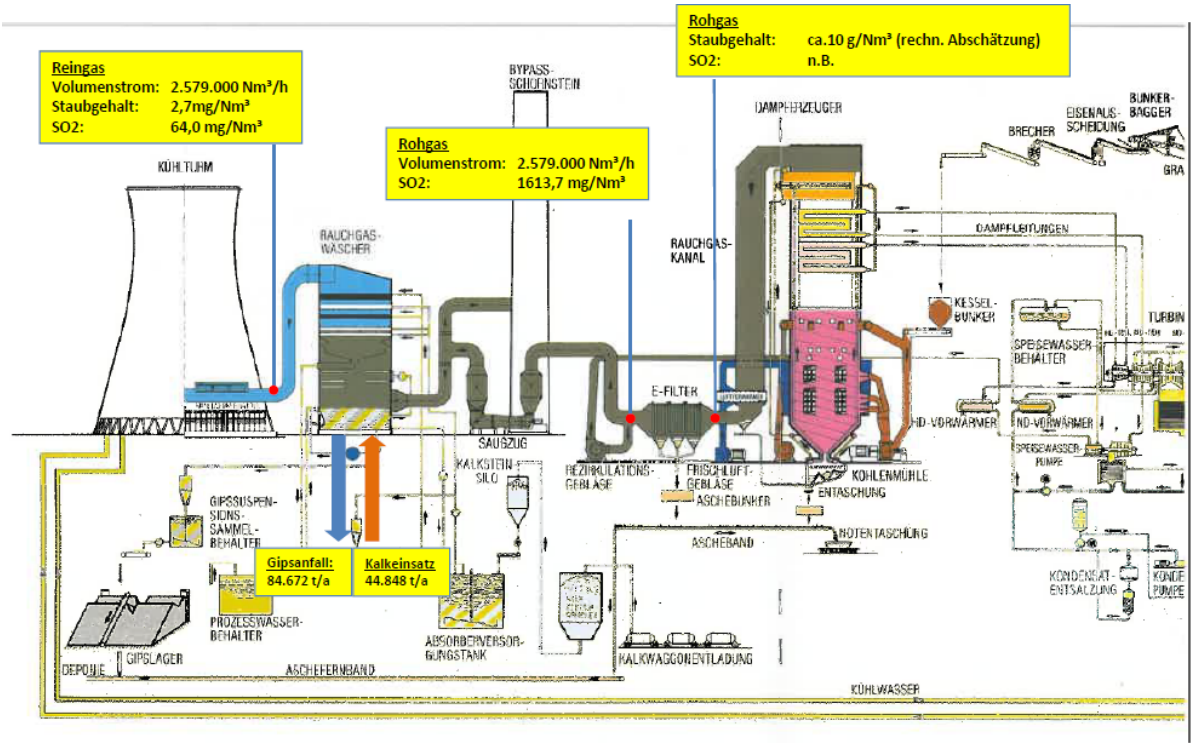

Abbildung 58: Anlagenschema für Anlage 130

Die Anlage ist Teil eines Standortes mit insgesamt fünf Kesseln und einer installierten Feuerungswärmeleistung von 5974 MW_{th}. Anlage 137 gehört ebenfalls zu diesem Standort. Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage 130 beträgt 1702 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung etwa 641 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 37,7 %.

Tabelle 204 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer für die Gesamtanlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre (2006 - 2010) herangezogen.

Tabelle 204: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 130

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,29E+07	1,24E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	4,71E+06	4,48E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	4,36E+06	4,14E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7345	7003
Volllastfaktor in %	%	83,8	79,9

Die Anlage weist in der Vergangenheit rund 7000 Jahresbetriebsstunden auf. Die Anlage wurde in 2010 mit einem Volllastfaktor von 83,8 % bzw. im Fünfjahreszeitraum mit einem Volllastfaktor von 79,9 % betrieben. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von etwa 33,5 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen rauchgas- und abwasserseitigen Emissionen sowie Kraftwerksnebenprodukte wie Gips und Aschen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Daher sind für die Einhaltung des NO_x-Emissionsgrenzwertes keine Sekundärmaßnahmen notwendig. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach der Luftvorwärmung ist ein Elektrofilter zur Staubabscheidung. Anschließend folgt eine nasse REA zur Abscheidung von SO_x. Der dabei entstehende Gips wird als hochwertiges Kraftwerksnebenprodukt überwiegend der Baustoffindustrie zugeführt.

Tabelle 205 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 205: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 130

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0,24	1,06	2,7	4,52	4,82	15,32	HMW	Kont.	Ja	160	80
	kg/Jahr	5E+04										
SO_x	mg/Nm³	0	2,67	64	169,2	197,5	409,2	HMW	Kont.	Ja	800	400
	kg/Jahr	1,2E+06										
SO_x Abscheidegrad	(%)	100	99,71	97	92,61	91,67	83,79	HMW	Kont.	Ja	-	85
NO_x	mg/Nm³	133,73	175,8	193,1	214,3	221,1	370	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	3,6E+06										
CO	mg/Nm³	0	15,1	75	188,2	210,7	436,7	HMW	Kont.	Ja	500	250
	kg/Jahr	1,4E+06										
Hg	mg/Nm³	-	-	0,003	-	-	-	-	Schätzwert	-	-	-
	kg/Jahr	55,98										

* Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV.

In der Anlage fällt ein Abwasserstrom an, der in der Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlage gereinigt wird und anschließend in ein Gewässer eingeleitet wird. Das Abwasser stammt zum größten Teil aus dem Kühlsystem. Weitere Teilströme stammen aus der REA und dem Dampfsystem. Die Eigenschaften des Abwasserstroms sind in Tabelle 206 dargestellt.

Tabelle 206: Wasseremissionen der Anlage 130 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	2,1E+06	-	-	-	-	-	2000 m^3/0,5h
Temp.	(°C)	12,5	22,2	32,1	-	-	-	-	-
pH		8	8,3	8,6	-	-	-	-	6 - 9,3
TSS	(mg/l)	2	5,6	14,4	-	Stichprobe	Nein	12	30
	(kg/Jahr)			1,2E+04					
P (total)	(mg/l)	0,03	0,05	0,09	-	Stichprobe	Nein	12	0,1
	(kg/Jahr)			104					
AOX	(mg/l)	0,01	0,015	0,026	-	Stichprobe	Nein	12	100 ↔g/l
	(kg/Jahr)			31					
TOC	(mg/l)	1,74	3,06	4,29	-	Stichprobe	Nein	12	5
	(kg/Jahr)			6504					
COD	(mg/l)	5	9	16	-	Stichprobe	Nein	12	20
	(kg/Jahr)			2E+04					
Cl^-	(mg/l)	63	109	179	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			2,3E+05					
SO_4^{2-}	(mg/l)	114	163	239	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			3,5E+05					
N (total)	(mg/l)	0,96	2,37	5,3	-	Stichprobe	Nein	12	6
	(kg/Jahr)			5036					
NO_2^-/NO_3^-	(mg/l)	0,001	0,004	0,009	-	Stichprobe	Nein	11	-
	(kg/Jahr)			8					
NH_3-N	(mg/l)	0,4	0,4	0,4	-	Stichprobe	Nein	-	-
	(kg/Jahr)			852					

Tabelle 207 zeigt die angefallenen festen Kraftwerksnebenprodukte (Gips, Flugstaub, Kesselasche), welche in der Baustoffindustrie und im Tagebau genutzt werden. Das im Prozess abgeschiedene Braunkohlenfaserholz wird in der Regel thermisch genutzt. Dies wird in diesem Zusammenhang vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 207: Feste Rückstände der Anlage 130

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Gips	RGR	10 01 05	8,42E+04	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterialin-dustrie
Gips	RGR	10 01 05	4,84E+02	Renaturierung	Tagebau
Kessel und Flugasche	Verbren-nungspro-zess	10 01 01	2,24E+05	Renaturierung	Tagebau
Xylit	Brennstoff Vorbehandlu ng	-	2,89E+03	Verwendung - Sonstige	Thermische Verwertung

Besonderheiten

Zur Absenkung der NO_x-Emissionen kommt die Technologie der Luftstufung sowie Low-NO_x-Brenner zum Einsatz. Durch reduzierende Reaktionsbedingungen auf Höhe der Brenner und die Zugabe von Ausbrandluft oberhalb der Brenner können die NO_x-Grenzwerte ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Als Sekundärmaßnahme zur Einhaltung der Grenzwerte für SO_x-Emissionen kommt eine nasse REA zum Einsatz. Dabei wird Kalksteinmehl in wässriger Suspension mit den Rauchgasen in Kontakt gebracht. Der Kalkstein bindet das SO_2 aus den Rauchgasen, dabei entsteht Gips. Die nasse REA wird für Anlagen mit FestBrennstoffen vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Zudem werden die gereinigten Rauchgase nach Verlassen der REA über den Kühlturm an die Umgebung abgeführt. Dadurch kann energieintensives Wiederaufheizen der Rauchgase vermieden werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Die Anlage ist mit einer KohlemahlAnlage ausgestattet, der die angelieferte Kohle in Korngrößen von 0 – 80 mm zerkleinert und den entsprechenden Kohlebunkern zuführt. Vor dem Mahlprozess erfolgt eine vollautomatische Metall- und Störstoffabscheidung. Beide Technologien sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Der in der REA abgeschiedene Gips wird durch ein Waschverfahren gereinigt. Dadurch kann der Anteil, welcher die Qualitätskriterien der Baustoffindustrie erfüllt deutlich vergrößert werden, es muss weniger verunreinigter Gips deponiert werden. Diese Technologie wird ebenfalls vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Im Rahmen der Wasseraufbereitung gereinigtes Wasser wird im Prozess wiederverwendet. Teilströme finden beispielsweise in der REA oder im Dampfsystem Anwendung, dadurch kann der Verbrauch von Frischwasser reduziert werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 127

Bei Anlage 127 handelt es sich um eine, 1998 in Betrieb genommene, trocken entaschte Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz und Fern- bzw. Prozesswärme. Die Anlage besteht aus zwei baugleichen Zwangdurchlaufdampferzeugern mit überkritischen Dampfparametern. Als Brennstoff wird hauptsächlich Braunkohle aus Tagebauen in der direkten Umgebung verfeuert. Zusätzlich kommen drei verschiedene Abfallfraktionen als Brennstoff zum Einsatz, dabei handelt es sich um Abfallstoffe aus der Papierherstellung, hochkalorischen ErsatzBrennstoff aus Hausmüll sowie ein aus Reststoffen der Kohleveredlung hergestellter ErsatzBrennstoff. Alle drei Abfallarten liefern zusammen weniger als 2 % der insgesamt zugeführten thermischen Leistung. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbinen sind 268 bar und 547 °C und am Eintritt in die MD-Turbinen nach einer Zwischenüberhitzung 55 bar und 565 °C. Es ist pro Kessel jeweils eine komplette Entnahme-Kondensations-Turbine mit Generator und 800 MW_{el} Bruttoleistung installiert. Jeder Block verfügt über eigene Rauchgasreinigungseinrichtungen sowie jeweils über einen Kühlturm über den auch die gereinigten Rauchgase an die Umgebung abgegeben werden. Die Kühlung erfolgt mittels blockbezogener Kühlwasserkreisläufe, die mit je einem Naturzugkühlturm gekoppelt sind. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird aufbereitetes Grundwasser aus der Vorfeldentwässerung eines nahe gelegenen Tagebaus nachgeführt.

Die genehmigte Gesamtfeuerungswärmeleistung beider Kessel zusammen beträgt 4200 MW_{th}. Für die elektrische Bruttoleistung von 1600 MW_{el} wird ohne Fernwärmeauskopplung eine Feuerungswärmeleistung von 3990 MW_{th} benötigt. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 40,1 %. Die zusätzliche Auskopplung von großen Mengen Dampf mit 36 bar und 155 °C und Dampf bei 14 bar und 130 °C zur Versorgung von Fernwärmenetzen mit Dampf und Wasser entspricht einer maximalen thermischen Prozesswärmeleistung von etwa 361 MW_{th} pro Turbine. Damit erhöht sich der Brennstoffausnutzungsgrad ggü. der reinen Stromerzeugung auf 46,2%.

Tabelle 208 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer für Block A der Anlage. Die Betriebsparameter von Block B sind den Daten von Block A sehr ähnlich. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 208: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 127 – Block A

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,56E+07	1,46E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	6,25E+06	5,92E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	5,86E+06	5,36E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	1,12E+06	8,05E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	1,12E+06	8,05E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	2,58E+05	2,16E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	2,27E+05	1,90E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	8145	7783
Volllastfaktor in %	%	91,2	89,2

Die Anlage wurde in der Vergangenheit nahezu durchgängig unter Volllast betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 37,5 bzw. 36,7 % für den langjährigen Durchschnitt. Der thermische Nutzungsgrad ergibt sich zu 8,6 bzw. 5,6 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad lag entsprechend bei 46,1 bzw. 42,3 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie feste Rückstände. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO kontinuierlich erfasst. Zusätzlich werden, bedingt durch die Mitverbrennung verschiedener Abfallfraktionen, die Luftschadstoffen HCl, HF, TOC, Hg, Cd+TI, Sb+As+Pb+Co+Cr+Cu+Mn+Ni+V+Sn sowie PCDD und PCDF periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Low-NO_x-Brenner sowie die Luftstufung zu nennen. Auf diese Weise sind keine Sekundärmaßnahmen zur Einhaltung des behördlich vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerts notwendig. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel sind Elektrofilter zur Abscheidung des Flugstaubs. Anschließend folgt eine nasse Kalkstein-REA mit Gipsproduktion zur Abscheidung von SO_x.

Tabelle 209 zeigt die im emittierten Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der überwachten Schadstoffe für einen der beiden Kessel. Die Emissionen des zweiten Kessels sind vergleichbar. Zusätzlich sind Angaben über die Ermittlung der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Sauerstoffgehalt an der Messstelle beträgt ca. 3,5 %, sodass gemäß nationalem Recht die gemessenen Konzentrationen nicht auf den Referenzsauerstoffgehalt von 6 % umgerechnet wurden.

Tabelle 209: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 127 – Block A

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	1,1	1,4	1,6	1,7	1,7	3	HMW	Kont.	Ja	30	10
	kg/Jahr	2,8E+04										
SO_x	mg/Nm³	50	132,4	220	311,9	328,6	673,4	HMW	Kont.	Ja	720	360
	kg/Jahr	4E+06										
SO_x Abscheidegrad	(%)	73,2	94,1	95,4	96,8	97,1	99,9	TMW	Kont.	Ja	-	95
NO_x	mg/Nm³	50,8	110,4	120,3	130,5	132,1	144,4	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	2,5E+06										
CO	mg/Nm³	1,3	31,6	53,4	78	85,1	440,5	HMW	Kont.	Ja	458	229
	kg/Jahr	1,2E+06										
HCl	mg/Nm³	0,7	-	1	-	-	1,7	TMW	Perio.	Nein	-	9
	kg/Jahr	-										
HF	mg/Nm³	-	-	-	-	-	0,7	TMW	Perio.	Nein	-	3
	kg/Jahr	-										
Hg	mg/Nm³	0,0042	-	0,007	-	-	0,009	TMW	Perio.	Nein	0,05	0,03
	kg/Jahr	-										
TOC	mg/Nm³	2	-	2,7	-	-	3,6	TMW	Perio.	Nein	-	10
	kg/Jahr	-										
Cd+Tl	mg/Nm³	0,0001	-	0,001	-	-	0,002	TMW	Perio.	Nein	-	0,01
	kg/Jahr	-										
Andere*	mg/Nm³	0,0083	-	0,024	-	-	0,039	TMW	Perio.	Nein	-	0,2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
	kg/Jahr						-					
PCDD/ PCDF	ng/Nm³	0,0053	-	0,006	-	-	0,007	TMW	Perio.	Nein	-	0,02 ng TEQ/ Nm³ TMW
	kg/Jahr						-					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V+Sn

In der Anlage fallen Abwasserströme an, die in der Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlagen aufbereitet werden. Das Abwasser aus dem Kühlsystem (überwiegender Anteil) wird direkt und die weiteren Teilströme aus der Wasseraufbereitung und der Anlagenreinigung nach Behandlung in den Vorfluter abgeleitet. Die Eigenschaften dieses Abwasserstroms sind in Tabelle 210 dargestellt.

Tabelle 210: Wasseremissionen der Anlage 127 – Block A

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom Block A + B	(m^3/Jahr)	-	5,2E+06	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	19,3	23,1	28,7	-	-	-	-	-
pH		8,25	8,48	8,63	-	-	-	-	-
TSS	(mg/l)	1,3	3,8	7,8	HA	Stich-probe	Nein	12	30
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,14	0,18	0,26	HA	Stich-probe	Nein	12	0,3
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,03	0,04	0,07	HA	Stich-probe	Nein	12	0,1
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	5,96	8,11	11,7	HA	Stich-probe	Nein	12	5
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	45,7	62,84	79,4	HA	Stich-probe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	896	1397	1820	HA	Stich-probe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	1,6	2,74	3,74	HA	Stich-probe	Nein	12	5
	(kg/Jahr)			-					
COD	(mg/l)	12	18,1	28	HA	Stich-probe	Nein	-	30
	(kg/Jahr)			-					

Die anderen Abwasserströme werden, z. T. nach der Vorbehandlung im Kraftwerk, einer externen Abwasserreinigungsanlage zugeführt.

Tabelle 211 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Es ist ersichtlich, dass große Mengen an Gips, Flugstaub und Kesselasche anfallen. Der Gips wird in der Baustoffindustrie verwertet bzw. entsprechend den Vereinbarungen mit der Baustoffindustrie in einem Depot für eine spätere Nutzung vorgehalten. Aus dem

Abwasser der REA und den Aschen wird ein Stabilisat hergestellt, das für die Errichtung des Gipsdepots genutzt wird.

Tabelle 211: Feste Rückstände der Anlage 127 – Block A

Beschreibung	Herkunft	Abfallschlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungszweck
Flugasche	RGR	-	3,32E+05	Verwendung - sonstige	Hangbefestigung
Kesselasche	Verbrennungsprozess	-	3,78E+04	Verwendung - sonstige	Hangbefestigung
Gips	RGR	-	2,27E+05	Verwedung - Baustoffindustrie	-

Besonderheiten

Als erste Sekundärmaßnahme zur Emissionsminderung ist ein vierstufiger Elektrofilter mit 99,95 % Abscheideeffizienz installiert. Die Staubkonzentration wird von ca. 30 g/m^3 vor dem Filter auf im Mittel 15 mg/m^3 nach dem Filter reduziert. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Des Weiteren kommt eine nasse Kalkstein-REA zum Einsatz. Dabei wird Kalksteinmehl in wässriger Suspension mit den Rauchgasen in Kontakt gebracht. In der REA bindet der Kalkstein das SO_2 aus den Rauchgasen. Aus dem abgeschiedenen SO_2 wird in der REA industriell verwertbaren Gips erzeugt. Die Anlage erreicht eine Entschwefelungsrate von über 95 % und wird für Anlagen mit FestBrennstoffen vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Zur Absenkung der NO_x-Emissionen kommt die Technologie der Low-NO_x-Verbrennung zum Einsatz. Durch die stöchiometrischen Zündbedingungen und die Zugabe von Ausbrandluft oberhalb der Brenner (Luftstufung) können die NO_x-Grenzwerte ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 116

Bei der Anlage 116 handelt es sich um eine 2003 in Betrieb genommene, trockenentaschte Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz. Die Anlage besteht aus einem Zwangsdurchlauferhitzer, diversen Rauchgasreinigungseinrichtungen und einem Kühlturm, über den die gereinigten Rauchgase abgeleitet werden. Als Brennstoff wird Rheinische Braunkohle eingesetzt. Als AnfahrBrennstoff werden Braunkohlestaub und Heizöl EL verwendet. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbine sind 275 bar und 580 °C und am Eintritt in die MD-Turbine nach einer Zwischenüberhitzung 60 bar und 600 °C. Es ist eine Kondensations-Turbine mit Generator und 994 MW_{el} Bruttoleistung vorhanden. Die Kühlung erfolgt mit einem Kühlwasserkreislauf, der mit einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus den Pumpstationen des naheliegenden Tagebaus sowie Oberflächen- und Regenwasser genutzt. Abbildung 59 zeigt ein Schema des Gesamtkraftwerks inklusive Rauchgasreinigung.

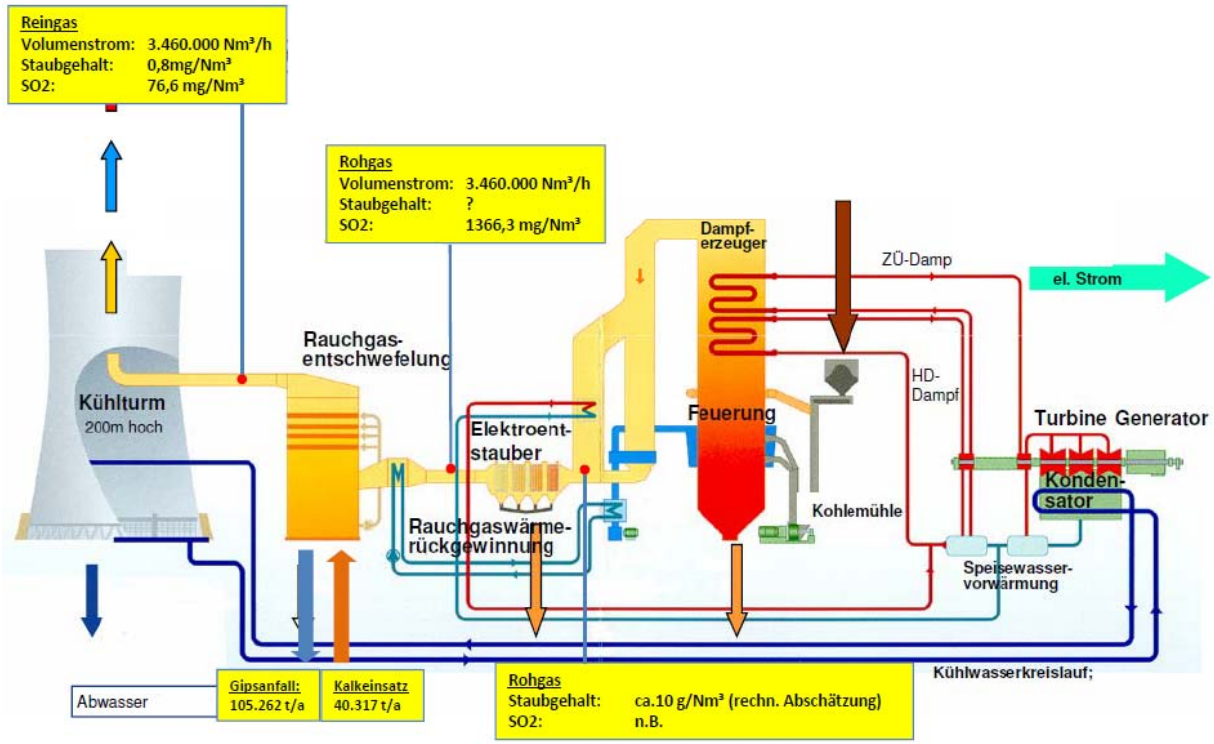

Abbildung 59: Anlagenschema für Anlage 116

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung des Kessels beträgt 2306 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 994 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 43,1 %. Die Auskopplung von Fernwärme oder Prozessdampf ist möglich.

Tabelle 212 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsstunden für die Gesamtanlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre (2006 - 2010) herangezogen.

Tabelle 212: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 116

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,57E+07	1,64E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	6,93E+06	7,21E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	6,52E+06	6,81E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6973	7359
Volllastfaktor in %	%	79,6	84,0

Die Anlage weist in der Vergangenheit rund 7000 Jahresbetriebsstunden auf. Die Anlage wurde in 2010 mit einem Volllastfaktor von 79,6 % bzw. im Fünfjahreszeitraum mit einem Volllastfaktor von 84,0 % betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 42,0 bzw. 41,5 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen rauchgas- und abwasserseitigen Emissionen sowie Kraftwerksnebenprodukte wie Gips und Aschen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, und CO kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Auf diese Weise sind keine Sekundärmaßnahmen zur Einhaltung des behördlich vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerts notwendig. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach der Luftvorwärmung ist ein Elektrofilter zur Staubabscheidung. Anschließend folgt eine nasse Kalkstein-REA zur Abscheidung von SO_x. Der dabei entstehende Gips wird als hochwertiges Kraftwerksnebenprodukt überwiegend der Baustoffindustrie zugeführt.

Tabelle 213 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen für Anlage 116. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und keine OTNOCs enthalten. Der Bezugssauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 213: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 116

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0,1	0,8	1,5	1,5	2,6	HMW	Kont.	Ja	60	20
	kg/Jahr						1,8E+04					
SO_x	mg/Nm³	9,7	42,8	76,6	112,3	117,8	291,3	HMW	Kont.	Ja	600	300
	kg/Jahr						1,7E+06					
SO_x removal	(%)	86,4	91,8	94,4	96,4	96,7	100	HMW	Kont.	Ja	-	85
NO_x	mg/Nm³	79,1	131,9	168,2	195,3	198,9	261,1	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						3,8E+06					
CO	mg/Nm³	0	0	0,8	2,8	7,3	470,9	HMW	Kont.	Ja	500	250
	kg/Jahr						1,8E+04					
Hg	mg/Nm³	-	-	0,005	-	-	-	-	Schätzwert	-	-	-
	kg/Jahr						112,9					

* Die für 2010 angegebenen Werte basieren auf validierten Halbstundenmittelwerten. Diese Werte resultieren aus normierten Werten mit Abzug der bei der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit. In der Regel ist der Emissionsgrenzwert im Halbstundenmittel das Doppelte des Emissionsgrenzwertes im Tagesmittel gemäß der 13. und 17. BImSchV.

In der Anlage fällt ein Abwasserstrom an, der in der Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlage gereinigt wird und anschließend in ein Gewässer eingeleitet wird. Die Eigenschaften des Abwasserstroms sind in Tabelle 214. Ein detaillierteres Fließschema ist dem Questionnaire zugefügt.

Tabelle 214: Wasseremissionen der Anlage 116 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	2,3E+06	-	-	-	-	-	2000 m3/0,5h
Temp.	(°C)	16	19	27	-	-	-	-	-
pH		8,1	8,5	8,8	-	-	-	-	6 - 9,3
TSS	(mg/l)	1	8	35	-	Stichprobe	Nein	12	30
	(kg/Jahr)			1,7E+04					
P (total)	(mg/l)	0,1	0,2	0,3	-	Stichprobe	Nein	12	0,1
	(kg/Jahr)			385,06					
AOX	(mg/l)	<0,020	0,029	0,037	-	Stichprobe	Nein	12	100 ↔g/l
	(kg/Jahr)			64,34					
TOC	(mg/l)	3,16	3,9	4,5	-	Stichprobe	Nein	12	5
	(kg/Jahr)			8332,73					
Cl^-	(mg/l)	160	322	460	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			677,45					
SO_4^{2-}	(mg/l)	163	244	415	-	Stichprobe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			551,5					
N (total)	(mg/l)	1,2	1,63	2,16	-	Stichprobe	Nein	12	6
	(kg/Jahr)			3354,76					
NH_3-N	(mg/l)	0,1	0,2	0,3	-	Stichprobe	Nein	-	-
	(kg/Jahr)			385,06					
TKN	(mg/l)	<0,15	0,12	0,37	-	Stichprobe	Nein	-	-
	(kg/Jahr)			167,2					

Tabelle 215 zeigt die angefallenen festen Kraftwerksnebenprodukte (Gips, Flugstaub und Kesselasche), welche in der Baustoffindustrie und im Tagebau genutzt werden.

Tabelle 215: Feste Rückstände der Anlage 116

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Refe-renzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwendungs-zweck
Gips	RGR	10 01 05	9,47E+04	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterialin-dustrie
Gips	RGR	10 01 01	1,05E+04	Renaturierung	Tagebau
Kessel und Flugasche	Verbrennungs-prozess	10 01 01	2,87E+05	Renaturierung	Tagebau

Besonderheiten

Die Anlage ist mit einer KohlemahlAnlage ausgestattet, welche die angelieferte Kohle in Korngrößen von 0 – 80 mm zerkleinert und den entsprechenden Kohlebunkern zuführt. Vor dem Mahlprozess erfolgt eine vollautomatische Metall- und Störstoffabscheidung. Beide Technologien sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Zur Rauchgasentschwefelung ist eine nasse REA installiert. Nach der Schwefelabscheidung werden die gereinigten Rauchgase über den Kühlturm an die Umgebung abgegeben. Dadurch muss das Rauchgas nach Verlassen der REA nicht wieder aufgeheizt werden. Die REA und die anschließende Einleitung der Rauchgase in den Kühlturm werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Der in der REA entstehende Gips wird gewaschen, um Aschepartikel und andere Verunreinigungen zu entfernen. Dadurch kann die Menge an Gips, die deponiert werden muss, deutlich verringert werden. Der größte Teil des erzeugten Gipses kann somit als aufgewertetes Kraftwerksnebenprodukt in der Bauindustrie verwendet werden. Die Technologie zur Reinigung des erzeugten Gipses wird daher vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Die Anlage 116 verfügt über eine Entkarbonisierung als Teil der Wasserbehandlungseinrichtungen. Die dabei anfallenden Mengen an $CaCO_3$ werden der REA zugeführt, damit wird der Einsatz der Ressource Kalkstein reduziert. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Die Primärmaßnahme Luftstufung zur Minderung der NO_x Emissionen wird ebenfalls vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 117

Bei Anlage 117 handelt es sich um eine 2001 in Betrieb genommene, trocken entaschte Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz und Fernwärme zur Versorgung einer nahegelegenen Stadt. Die Anlage besteht aus zwei baugleichen Zwangdurchlaufdampferzeugern. Als Brennstoff wird hauptsächlich Braunkohle aus einem Tagebau in unmittelbarer Nähe verfeuert. Zusätzlich wird in beiden Dampferzeugern Klärschlamm zugefeuert, der Anteil an der thermischen Leistung durch diese Zufeuerung liegt bei etwa 1,5 %. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbinen sind 267,5 bar und 554 °C und am Eintritt in die MD-Turbinen nach einer Zwischenüberhitzung 53,2 bar und 583 °C. Es ist pro Kessel jeweils eine komplette Entnahme-Kondensations-Turbine mit Generator und 920 MW_{el} Bruttoleistung vorhanden. Die Kühlung geschieht mittels blockbezogenen Kühlwasserkreisläufen, die mit jeweils einem Naturzugkühlturm gekoppelt sind. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus einem nahegelegenen Speicherbecken aufbereitet und nachgespeist.

Die genehmigte Gesamtfeuerungswärmeleistung beider Kessel zusammen beträgt 4930 MW_{th}. Für die elektrische Bruttoleistung von 1840 MW_{el} ist ohne Fernwärmeerzeugung eine Feuerungswärmeleistung von 4230 MW_{th} erforderlich. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 43,5 %. Zusätzlich kann Dampf bei 18,5 bar und 120 °C zur Versorgung eines Fernwärmenetzes aus den Turbinen ausgekoppelt werden. Das entspricht einer maximalen thermischen Wärmeleistung von etwa 220 MW_{th} pro Turbine.

Tabelle 216 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer für einen Block der Gesamtanlage, die entsprechenden Informationen für den zweiten Block sind diesen ähnlich. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 216: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 117 – Block R

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,65E+07	1,57E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	7,19E+06	6,79E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	6,81E+06	6,42E+06
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	5,41E+05	4,42E+05
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	5,33E+05	4,35E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	8306	7960
Volllastfaktor in %	%	80,8	79,8

Die Anlage wurde in der Vergangenheit nahezu durchgängig betrieben. Der Volllastfaktor lag bei rund 80 %, wobei die Stillstände und Lasteinsenkungen überwiegend durch die starke Einspeisung von Windstrom bedingt waren. Aufgrund des als BVT anzusehenden, sehr geringen elektrischen Eigenbedarfs liegt der elektrische Netto-Nutzungsgrade über 41 %. Durch die Wärmeauskopplung zur Fernwärmeversorgung ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von etwa 44 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie feste Rückstände. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x und CO sowie seit 2011 auch Hg kontinuierlich erfasst. Zusätzlich werden die Luftschadstoffe HCl, HF, TOC, Cd+TI, Sb+As+Pb+Co+Cr+Cu+Mn+Ni+V+Sn sowie PCDD/PCDF periodisch erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Low-NO_x-Brenner sowie die Stufung der Verbrennungsluft zu nennen. Auf diese Weise sind keine Sekundärmaßnahmen zur Einhaltung des behördlich vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerts notwendig. Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel sind Elektrofilter zur Abscheidung des Flugstaubs. Anschließend folgt eine nasse Branntkalk-REA mit Gipsproduktion zur Abscheidung von SO_x.

Tabelle 217 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen für einen der beiden Kessel. Die Luftemissionen des zweiten Kessels sind vergleichbar. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert und die OTNOCs nicht enthalten sind. Der Sauerstoffgehalt an der Messstelle beträgt ca. 4,5 %, sodass gemäß nationalem Recht die gemessenen Konzentrationen (mit Ausnahme von NO_x) nicht auf den Referenzsauerstoffgehalt von 6 % umgerechnet wurden.

Tabelle 217: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 117 - Block R

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	1,4	1,7	3,1	4,3	4,3	5	HMW	Kont.	Ja	30	20
	kg/Jahr	7,6E+04										
SOx	mg/Nm³	61,5	238,2	296,7	344,5	350	556,6	HMW	Kont.	Ja	750	375
	kg/Jahr	7,2E+06										
SOx Abscheidegrad	(%)	94,6	95	95,6	96,4	96,6	99,1	TMW	Kont.	Ja	-	95
NOx	mg/Nm³	100,2	136,4	171,4	192,1	194	315	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr	4,7E+06										
CO	mg/Nm³	5	5,5	11,8	28	31,9	224,5	HMW	Kont.	Ja	440	220
	kg/Jahr	2,9E+05										
HCl	mg/Nm³	0,5		1,35			3,4	TMW	Perio.	Nein	-	20
	kg/Jahr											
HF	mg/Nm³						0,6	TMW	Perio.	Nein	-	1
	kg/Jahr											
Hg	mg/Nm³	0,0016	0,003	0,015	0,022	0,025	0,052	TMW	Perio.	Nein	0,05	0,03
	kg/Jahr											
TOC	mg/Nm³	1		2,3			4,2	TMW	Perio.	Nein	-	10
	kg/Jahr											
Cd+Tl	mg/Nm³	0,001		0,002			0,005	TMW	Perio.	Nein	-	0,05
	kg/Jahr											
Andere*	mg/Nm³	0,072		0,141			0,331	TMW	Perio.	Nein	-	0,5

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
	kg/Jahr											
PCDD / PCDF	ng/Nm³	0,0012		0,002			0,002	TMW	Perio.	Nein	-	0,1 ng I-TEQ/Nm³ TMW
	kg/Jahr											

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

Die in der Anlage anfallenden Abwasserströme werden der in der Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlage gereinigt und anschließend in einen Fluss eingeleitet wird. Die Eigenschaften dieses Abwasserstroms sind in Tabelle 218 dargestellt. Aus dem in der REA anfallenden Abwasser wird mit der Asche ein Stabilisat hergestellt, das in einem stillgelegten Tagebau für geotechnische Maßnahmen eingesetzt wird. Das Sanitärabwasser der Gesamtanlage mit einem Massenstrom von ca. 44000 m^3/a wird einer externen Aufbereitungsanlage zugeführt und aus diesem Grund nicht überwacht.

Tabelle 218: Wasseremissionen der Anlage 117 – Block R

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	1,5E+06	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	15	21,1	32,3	-	-	-	-	< 31
pH		6,8	7,7	8,1	-	-	-	-	< 8,5
TDS	(mg/l)	2	8,2	23	HA	Stich-probe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			-					
P (total)	(mg/l)	0,1	0,2	0,5	HA	Stich-probe	Nein	12	0,8
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	6,2	12,2	20	HA	Stich-probe	Nein	12	-
	(kg/Jahr)			-					
N (total)	(mg/l)	4	14,2	23,2	HA	Stich-probe	Nein	12	30
	(kg/Jahr)								
COD	(mg/l)	10	31,1	50	HA	Stich-probe	Nein	-	-
	(kg/Jahr)			-					
Total Hydro-carbon Content	(mg/l)	0,2	0,3	0,5	HA	Stich-probe	Nein	-	-
	(kg/Jahr)								
TSS	(mg/l)	-	-	-	-	-	-	-	30
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 219 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Es ist ersichtlich, dass große Mengen Gips, Flugstaub und Kesselasche anfallen. Diese werden in der Baustoffindustrie oder zur Wiederauffüllung und Stabilisierung von Tagebauen genutzt.

Tabelle 219: Feste Rückstände der Anlage 117 – Block R

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungs-zweck
Flugasche	RGR	-	2,21E+05	Verwendung - sonstige	Hang-stabilisation
Kesselasche	Verbrennungspro-zess	-	6,76E+04	Verwendung - sonstige	Hang-stabilisation
Gips	RGR	-	4,44E+05	Verwendung - Baustoff-industrie	-

Besonderheiten

Als erste Sekundärmaßnahme zur Emissionsminderung ist ein vierstufiger Elektrofilter mit 99,95 % Abscheideeffizienz installiert. Somit können die gesetzlich geforderten Emissionsgrenzwerte deutlich unterschritten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Als weitere Sekundärmaßnahme zur Einhaltung der Grenzwerte für SO_x-Emissionen kommt eine nasse REA zum Einsatz. Dabei wird Branntkalk vor Ort gelöscht und mit den Rauchgasen in Kontakt gebracht. Das Calcium bindet mehr als 95% des SO_2 in den Rauchgasen, es entsteht industriell verwertbarer Gips. Diese nasse REA mit dem Sorbtionsmittel Branntkalk und einen Abscheidegrad > 95% wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Zur Absenkung der NO_x-Emissionen kommt die Technologie der Luftstufung sowie Low-NO_x-Brenner zum Einsatz. Durch stöchiometrische Zündbedingungen und die gestufte Zugabe von Ausbrandluft oberhalb der Brenner können die NO_x-Grenzwerte ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten werden. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Staubfeuerung, Anlagennummer 133

Bei Anlage 133 handelt es sich um eine 1995/96 in Betrieb genommene, trocken entaschte Staubfeuerung zur Erzeugung von Strom für das öffentliche Netz, Strom für eine benachbarte ChemieAnlage, Bahnstrom und Prozesswärme. Die Anlage besteht aus zwei baugleichen Zwangdurchlaufdampferzeugern mit Tangentialfeuerung, die über einen gemeinsamen Kamin verfügen. Als Brennstoff wird derzeit ausschließlich Braunkohle aus einem etwa 40 km entfernten Tagebau verfeuert. Als Anfahr- und StützBrennstoff wird Heizöl EL eingesetzt. Zulässig ist auch der Einsatz eines vergleichbaren leichten Recycling-Heizöles. Die Dampfparameter am Eintritt in die HD-Turbinen sind 265 bar und 544 °C und am Eintritt in die MD-Turbinen nach einer Zwischenüberhitzung 70 bar und 560 °C. Es ist pro Kessel jeweils eine komplette Entnahme-Kondensations-Turbine mit Generator und 450 MW_{el} Bruttoleistung vorhanden. Zusätzlich ist für beide Kessel gemeinsam eine 16,67 Hz-Bahnstromturbine mit entsprechendem Generator und 110 MW_{el} Bruttoleistung installiert. Die Kühlung geschieht mittels eines Kühlwasserkreislaufs, der mit je einem Naturzugkühlturm gekoppelt ist. Zum Ausgleich des Wasserverlustes wird Wasser aus einem Fluss nachgeführt. Abbildung 60 zeigt ein Schema des Gesamtkraftwerks inklusive Rauchgasreinigung.

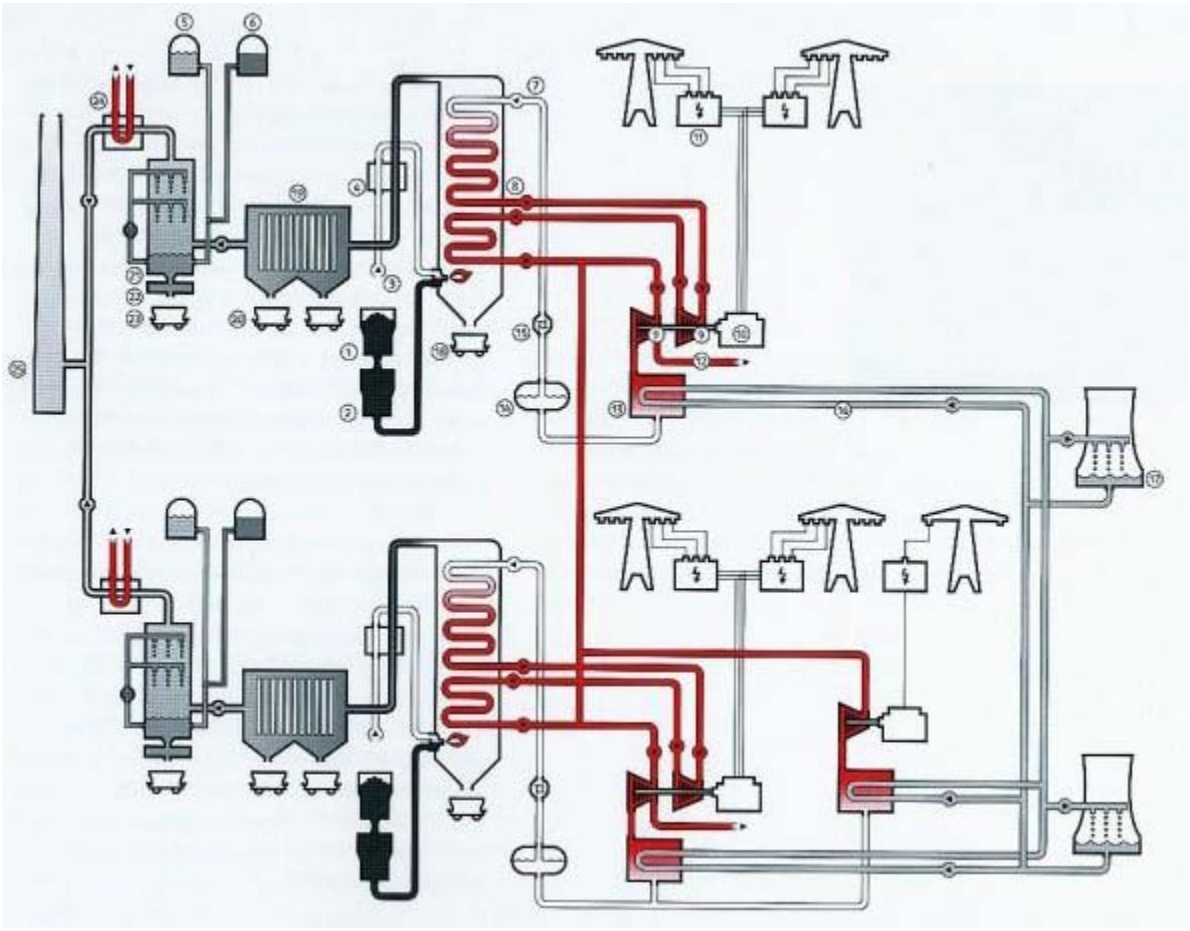

Abbildung 60: Anlagenschema für Anlage 133

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung beider Kessel zusammen beträgt 2530 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung etwa 900 MW_{el}. Zusätzlich können bis zu 90 t/h Dampf bei 18 bar und bis zu 110 t/h Dampf bei 4,3 bar zur Versorgung eines Chemiewerkes aus den Turbinen ausgekoppelt werden. Das entspricht einer maximalen thermischen Prozesswärmeleistung von 157,7 MW_{th}.

Tabelle 220 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer für die Gesamtanlage. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 220: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 133

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	1,33E+07	1,52E+07
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	5,13E+06	5,96E+06
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	4,59E+06	5,34E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	1,01E+06	1,01E+06
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	1,01E+06	1,01E+06
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6634	6700
Volllastfaktor in %	%	80,0	90,5

Die Anlage weist in der Vergangenheit rund 6700 Jahresbetriebsstunden mit einem äquivalenten Volllastfaktor von 80 % im Referenzjahr und 90,5 % im langjährigen Durchschnitt auf. Aus den erzeugten Energiemengen ergeben sich Durchschnittliche elektrische Netto-Nutzungsgrade von 34,4 bzw. 35,1 %. Der thermische Nutzungsgrad ergibt sich zu 7,6 bzw. 6,6 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad liegt also bei knapp über 40 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Braunkohle typischen Luft- und Wasseremissionen sowie große Mengen an festen Rückständen. Im Rauchgas werden die Luftschadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und Hg kontinuierlich erfasst. Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. An Primärmaßnahmen sind insbesondere die Luftstufung sowie die Low-NO_x-Brenner zu nennen. Auf diese Weise sind keine Sekundärmaßnahmen zur Einhaltung des behördlich vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerts notwendig. Abbildung 61 zeigt ein Schema der Rauchgasreinigung.

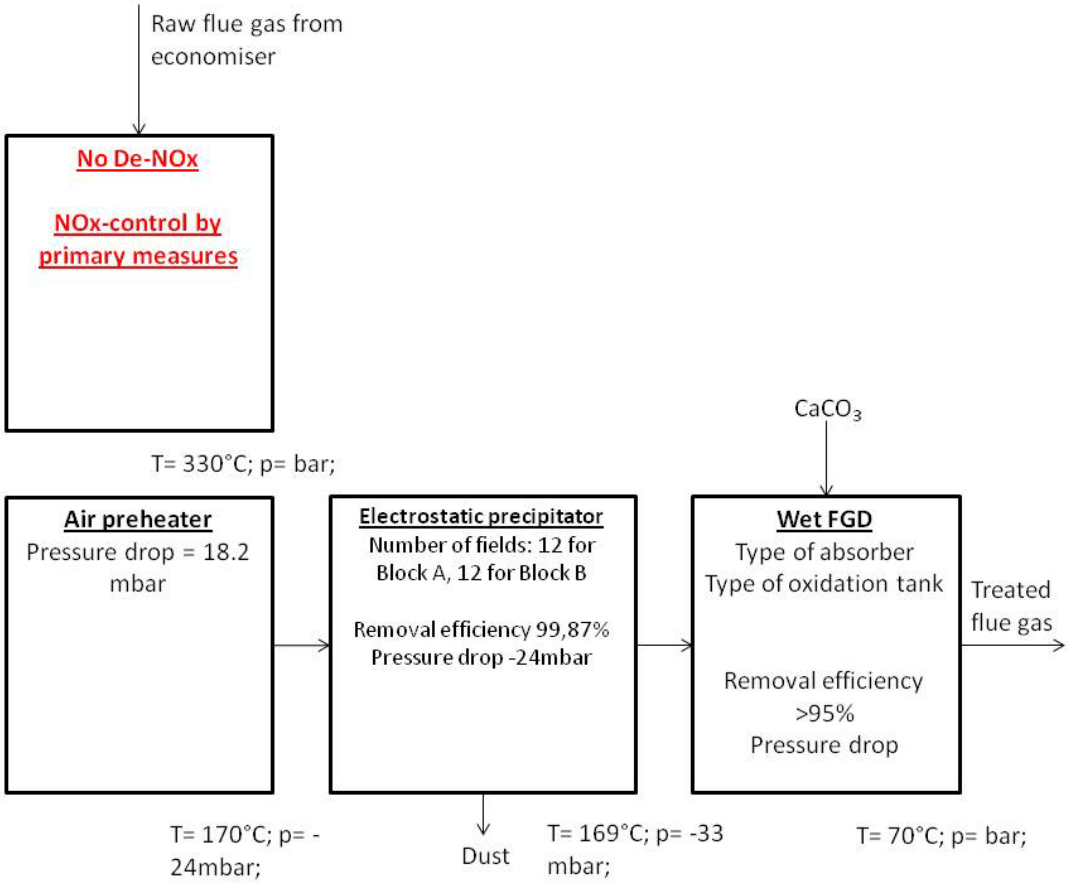

Abbildung 61: Schema zur Rauchgasebehandlung für Anlage 133

Die erste Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung nach dem Kessel ist ein Elektrofilter zur Abscheidung des Feinstaubs. Anschließend folgt eine nasse Kalksteinmehl-REA mit Gipsproduktion zur Abscheidung von SO_x.

Tabelle 221 zeigt die im Rauchgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen für einen der beiden Kessel. Die Luftemissionen des zweiten Kessels sind vergleichbar. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass die gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 221: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 133 - Block A

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	1,25	4,63	6,49	6,95	15,45	HMW	Kont.	Ja	40	20
	kg/Jahr						3,9E+04					
SO_x	mg/Nm³	0	22,34	215,1	344,3	357,6	478,8	HMW	Kont.	Ja	800	400
	kg/Jahr						2E+06					
SO_x Abscheidegrad	(%)	94,92	96,21	97,62	99,73	99,79	100	HMW	Kont.	Ja	-	95
NO_x	mg/Nm³	86,58	140,6	168,4	193,7	197,8	503	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,6E+06					
CO	mg/Nm³	0	0	19,36	76,82	94,33	294,4	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						2,1E+05					
	kg/Jahr						-					
Hg	mg/Nm³	0	0,008	0,014	0,024	0,025	0,04	HMW	Kont.	Ja	0,05	0,03
	kg/Jahr						136,82					

In der Anlage fällt ein Abwasserstrom an, der in der Anlageneigenen Abwasseraufbereitungsanlage gereinigt wird und anschließend in einen Fluss eingeleitet wird. Das Fließschema der mehrstufigen Abwasserbehandlung, die u. a. eine Ausflockung und eine Neutralisation beinhaltet, ist in Abbildung 62 dargestellt.

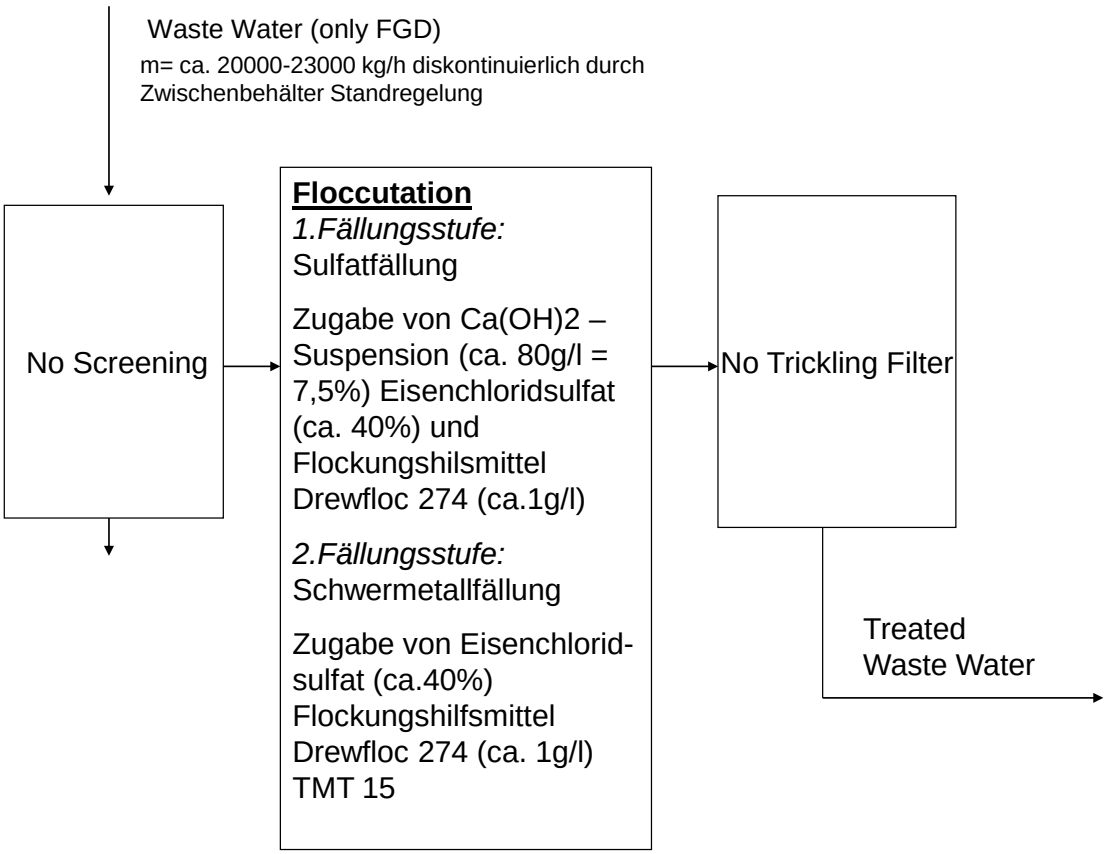

Abbildung 62: Schema zur AWR für Anlage 133

Das Abwasser stammt zum größten Teil aus dem Kühlsystem. Weitere Teilströme stammen aus der REA und dem Dampfsystem. Der Gesamtabwasserstrom betrug im Referenzjahr 3536204 m^3. Die Eigenschaften des Abwasserstroms sind in Tabelle 222 dargestellt. Wie in den abwasserrechtlichen Vorschriften gefordert wird bei Anlage 133 direkt am Ausfluss der Abwasserreinigung der REA die Konzentrationen gewisser in Anhang 47 Buchstabe D der Abwasserverordnung definierter Stoffe (in der Tabelle Fluorid, Cu, Cd, Hg und Pb) gemessen. Diese Messwerte wurden jedoch vom Betreiber aus Gründen der Vereinfachung nicht angeben. Die angegebenen Konzentrationen beziehen sich auf die Einleitstelle, an der alle Abwasserströme gemeinsam abgeleitet werden. Die REA-spezifischen Messwerte sind demzufolge im Vergleich zu den Messwerten direkt am Ausfluss der Abwasserreinigung der REA sehr niedrig und nicht mit denen der steinkohlebefeuerten Kessel vergleichbar.

Tabelle 222: Wasseremissionen der Anlage 133 - Behandeltes Abwasser

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	-	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	25	-	-	-	-	-	30
pH		-	8,1	-	-	-	-	-	6,5 bis 9,5
TDS	(mg/l)	-	8	-	-	-	-	12	30
	(kg/Jahr)			-					
COD	(mg/l)	-	45	-	-	Stich-probe	-	-	15
	(kg/Jahr)			-					
TOC	(mg/l)	-	10	-	-	Stich-probe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
Cl^-	(mg/l)	-	3968	-	-	Stich-probe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
F^-	(mg/l)	-	5	-	-	Stich-probe	-	12	30
	(kg/Jahr)			-					
S^{2-}	(mg/l)	-	0,1	-	-	Stich-probe	-	12	0,2
	(kg/Jahr)			-					
SO_3^{2-}	(mg/l)	-	0,7	-	-	Stich-probe	-	12	20
	(kg/Jahr)			-					
SO_4^{2-}	(mg/l)	-	1290	-	-	Stich-probe	-	12	2000
	(kg/Jahr)			-					
Cd	(mg/l)	-	0,005	-	-	Stich-probe	-	12	0,02
	(kg/Jahr)			-					
Hg	(mg/l)	-	0,0002	-	-	Stich-probe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
Pb	(mg/l)	-	0,1	-	-	Stich-	-	12	-

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
	(kg/Jahr)			-		probe			
Cr	(mg/l)	-	0,02	-	-	Stich-probe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
Cu	(mg/l)	-	0,02	-	-	Stich-probe	-	12	-
	(kg/Jahr)			-					
Zn	(mg/l)	-	0,1	-	-	Stich-probe	-	12	1
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 223 zeigt die angefallenen Kraftwerksnebenprodukte (feste Rückstände, hier Gips, Flugstaub und Kesselasche). Diese werden in der Baustoffindustrie oder zur Wiederauffüllung des Tagebaus genutzt.

Tabelle 223: Feste Rückstände der Anlage 133

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenz-jahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungs-zweck
Flyash	RGR	-	2,62E+05	Verwendung - Sonstige	Tagebau
Kesselasche	Verbrennungs-prozess	-	6,68E+04	Verwendung - Sonstige	Tagebau
Gips	RGR	-	4,43E+05	Verwendung - Bauindustrie	Tagebau und Baustoffindustrie

Besonderheiten

Durch die Konfiguration mit zwei Kesseln, zwei normalen Dampfturbinen und einer Bahnstromturbine kann die Anlage für eine Braunkohle-GFA sehr flexibel betrieben werden. So lassen sich sowohl Bahnstrom, als auch Strom für das öffentliche Netz und Prozesswärme herstellen. Diese Anlagenspezifika sind vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

3.4.3 Biomassebefeuerte Kessel

3.4.3.1 Allgemeine Erörterung und Erklärung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen

Für eine detaillierte Beschreibung der Anlagentechnik und der Emissionsminderungsmaßnahmen sei an dieser Stelle auf den Vorgängerbericht[8] und das im Anhang befindliche Biomassekapitel verwiesen.

3.4.3.2 Darstellung der Ergebnisse (Auswertungsebene III und IV)

In der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel wurden fünf Questionnaires eingereicht. Anlage 108 besteht aus zwei Kesseln mit mehr als 50 MW_{th} aber weniger als 100 MW_{th}, die eine Dampfturbine versorgen. Die Feuerungswärmeleistung der Gesamtanlage ist demzufolge größer 100 MW_{th}. Die Anlage ist daher in zwei Questionnaires aufgeteilt worden. Wie der Tabelle 224 zu entnehmen ist, werden die biomassebefeuerten Anlagen alle in Grundlast betrieben und sind alle innerhalb der letzten zehn Jahre in Betrieb genommen worden. Alle Anlagen werden über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit einer Einspeisevergütung gefördert und nehmen deshalb nur in Ausnahmefällen am regulären Strommarkt teil. Alle Anlagen weisen einen sehr hohen Volllastfaktor von meist über 90 % auf. Die Leistung der Anlagen ist aber mit deutlich unter 100 MW_{th} eher gering. Alle Anlagen verfügen über die Möglichkeit, Nutzwärme auszukoppeln. Anlage 125 ist die einzige, die derzeit keine KWK nutzt. Es ist darauf hinzuweisen, dass nur die Anlage 107 nach der 13. BImSchV als Großfeuerungsanlage genehmigt ist und demzufolge nur naturbelassenes Holz bzw. Waldrestholz einsetzen darf. Die anderen Anlagen verbrennen Altholz der Klassen I – IV (naturbelassene Holzabfälle bis hochbelastetes und beschichtetes Altholz) und sind nach der 17. BImSchV als Abfallverbrennungsanlagen genehmigt. Bei den Kesseln der Anlage 108 und bei Anlage 655 handelt es sich um Rostfeuerungen, wogegen die Anlagen 107 und 125 als zirkulierende Wirbelschichten ausgeführt sind.

[8] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht

Tabelle 224: Auswertungsebene III: Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	FWL in MW_{th}	Jahr der IBN (des letzten Retrofits)	Betriebsweise (nach EIPPCB)	Jahresnutzungsstunden	Volllastfaktor in %	KWK	Besonderheiten
< 100	108-1	Je 53	2004 ()	Grundlast	7228	94,3	Ja	17. BImSchV (Altholz), 2 gleiche Kessel, 1 DT, Rostfeuerung
	108-2				6750	93,3		
	125	65	2003 (2006)	Grundlast	7857	99,0	Nein	17. BImSchV (Altholz), zirk. WS
	107	67	2009 ()	Grundlast	6603	93,1	Ja	13. BImSchV (Restholz), zirk. WS
	655	86	2004	Grundlast	8433	73,9	Ja	17. BImSchV (Altholz), Rostfeuerung

Tabelle 225 zeigt die Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel. Die Anlagen 108-1, 108-2, und 107 erreichen höhere Brennstoffausnutzungsgrade als die Anlagen 125 und 655, was auf den KWK-Betrieb zurückzuführen ist Anlage 125 erreicht dafür die höchsten elektrischen Wirkungs- und Nutzungsgrade.

Tabelle 225: Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Wirkungsgrad	Nutzungsgrad			BANG
		(el., brutto, nom.) in %	(el., brutto) in %	(el., netto) in %	(th.) in %	(netto) in %
< 100	108-1	18,9	19,5	16,5	42,8	59,3
	108-2	18,9	19,5	16,5	42,8	59,3
	125	34,3	34,3	30,9	-	30,9
	107	29,9	29,6	26,2	12,4	38,6
	655	23,3	26,9	24,0	6,6	30,6

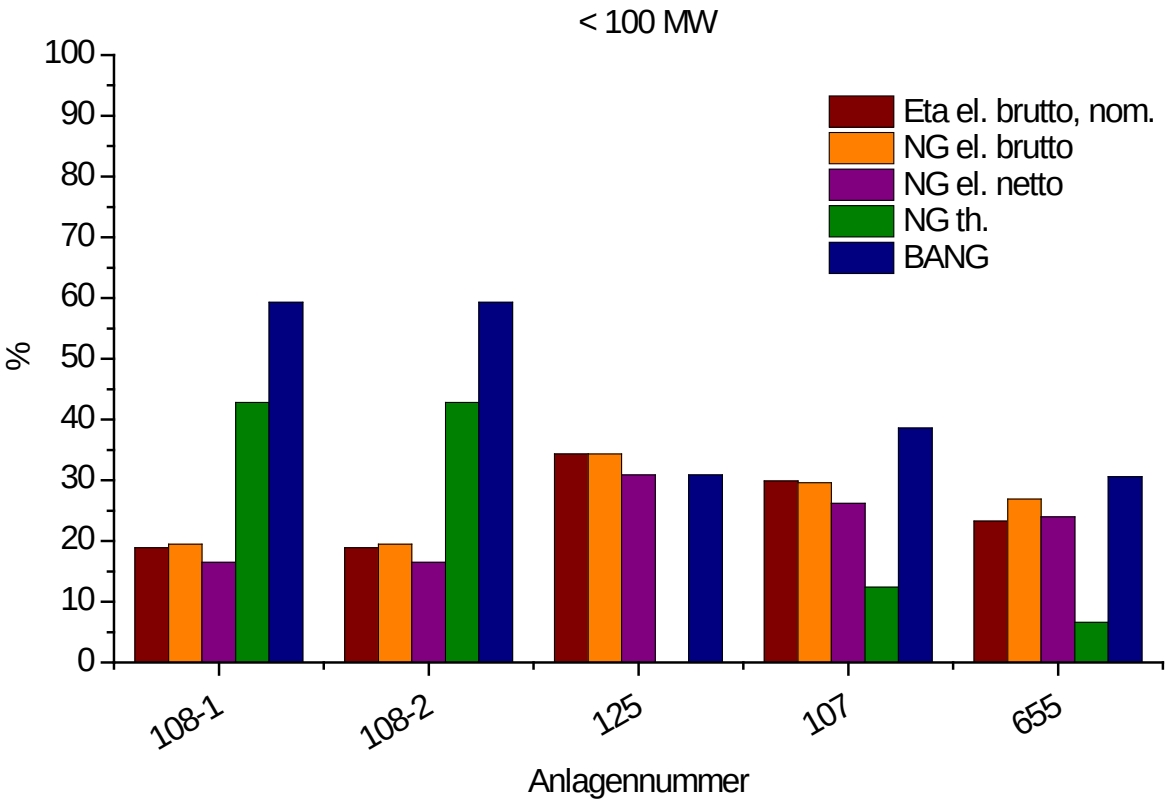

Abbildung 63: **Auswertungsebene IV, Tabelle a: Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel**

In Tabelle 226 und den darauf folgenden Abbildungen sind die Emissionen mit dem Rauchgas der biomassebefeuerten Anlagen dargestellt. Bei den NO_x-Emissionen ist auffällig, dass die Kessel 108-1 und 108-2 sowie die Anlage 655 die höchsten Werte trotz des Einsatzes einer SNCR-Anlage aufweisen. Die Anlagen 107 und 125 können die Werte unterbieten, da die Kessel als zirkulierende Wirbelschichten ausgeführt sind. Die Staub-Emissionen der Anlagen sind sehr gering. Die geringen Werte werden durch den Einsatz von Gewebefiltern erreicht.

Bei den SO_x-Emissionen fällt auf, dass die frischholzbefeuerte Anlage 107 ohne Sekundärmaßnahmen auf Jahresmittelwerte unter 1 mg/Nm^3 kommt. Bei Anlage 125 wird durch eine Trockenadsorption mittels Calciumhydroxidzugabe ein Jahresmittelwert von 1,6 mg/Nm^3 erreicht. Ohne Einsatz von Sekundärmaßnahmen erreichen die Kessel 108-1 und 108-2 sowie die Anlage 655 mit einem ähnlichen Brennstoff Emissionen im Bereich von 30 bis 40 mg/Nm^3

Tabelle 226: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	NO_x		CO	Staub		SO_x		Hg	
		Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm³	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen	Ø in mg/Nm³	Sekundärmaßnahmen
< 100	108-1	176,2	SNCR	15,7	0,42	Zyklon, Gewebefilter	42,1	Trockenadsorption	0,0030	
	108-2	184,0	SNCR	21,6	0,34	Zyklon, Gewebefilter	42,6	Trockenadsorption	0,0020	-
	125	119,7	-	27,5	3,31	Zyklon, Gewebefilter	1,6	Trockenadsorption	0,0007	-
	107	153,6	-	11,8	0,42	Gewebefilter	0,7	-	-	-
	655	164,2	SNCR	17,7	3,31	Zyklon, Gewebefilter	30,92	Trockenadsorption	0,0005	-

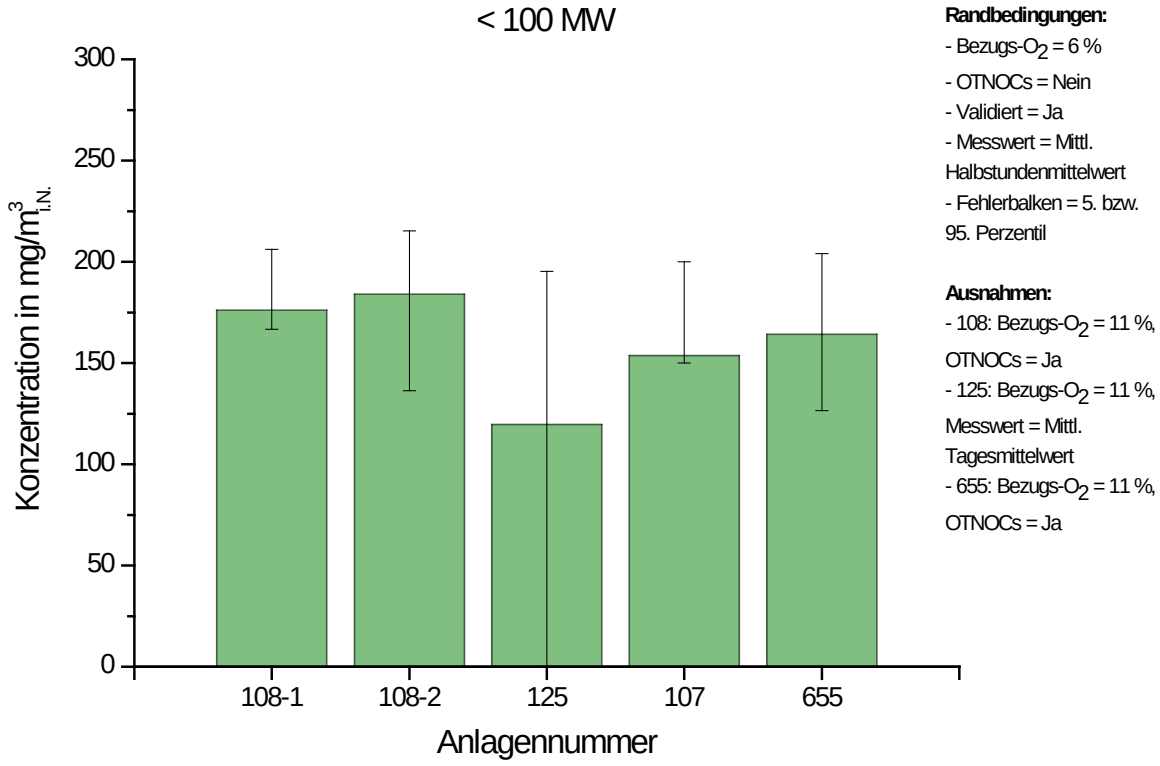

Abbildung 64: Auswertungsebene IV, Tabelle b: NO_x Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

Es ist zu erkennen, dass die NO_x-Emissionen aller Biomassekessel in einem Bereich von 125 bis 175 mg/Nm^3 liegen. Dabei ist zu erkennen, dass die beiden Wirbelschichtkessel 107 und 125 ohne Sekundärmaßnahmen sogar geringere NO_x-Emissionen als die Rostfeuerungen mit SNCR 108 und 655 erreichen.

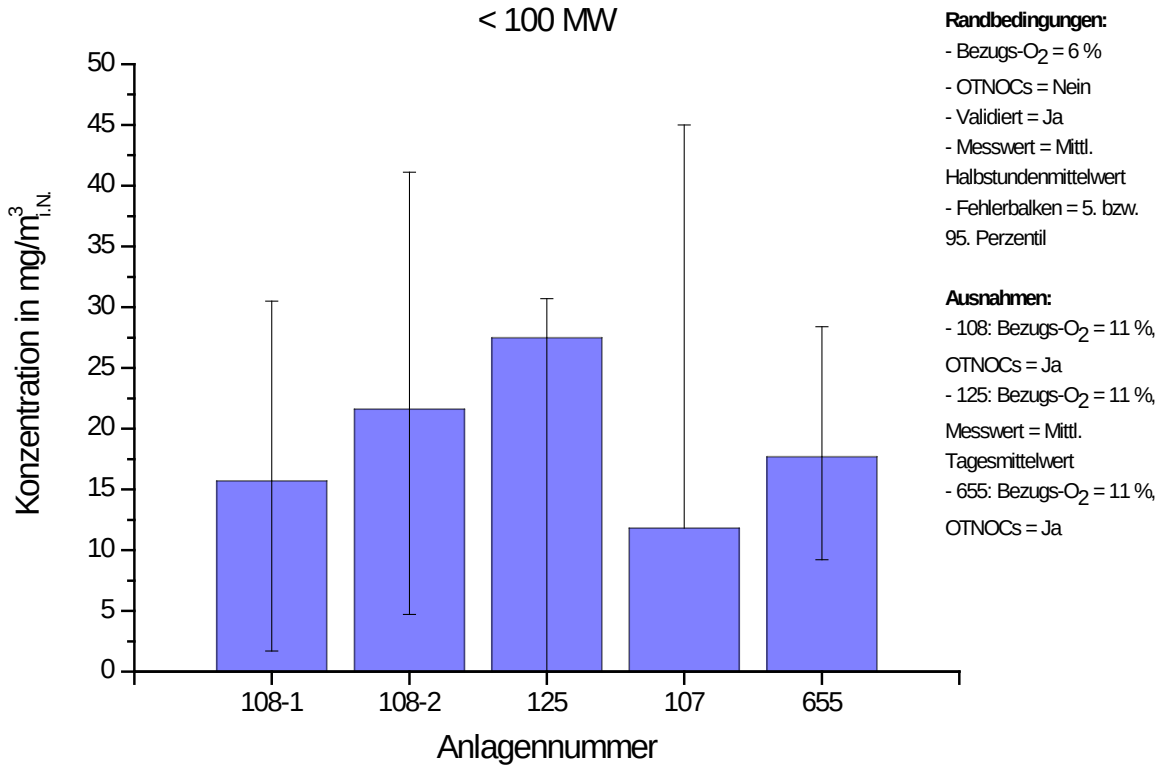

Abbildung 65: Auswertungsebene IV, Tabelle b: CO Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

Die CO-Emissionen liegen im Bereich von 10 bis etwa 30 mg/Nm^3. Es ist keine Abhängigkeit von der Feuerungstechnik ersichtlich.

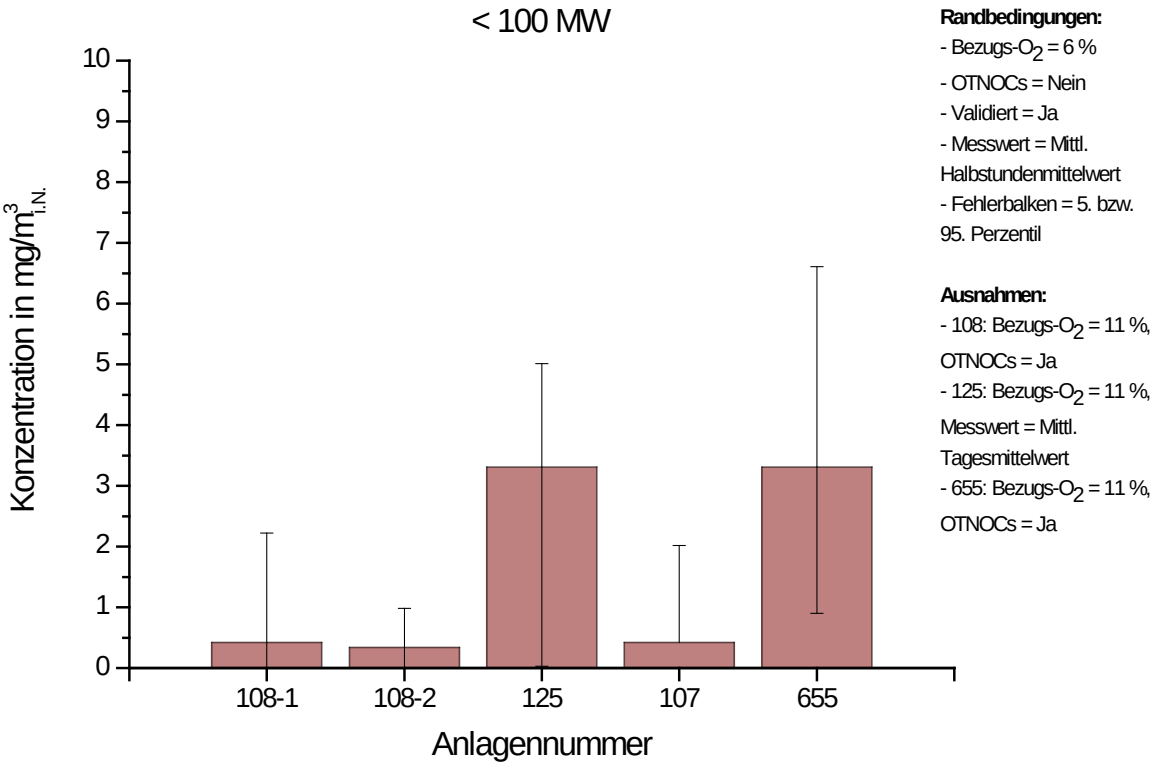

Abbildung 66: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Staub Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

Das Niveau der Staubemissionen aller betrachteten BiomasseAnlagen ist aufgrund der eingesetzten Gewebefilter sehr gering. Die Staubemissionen sind für die Anlagen 108 und 107 mit deutlich unter 1 mg/Nm^3 am niedrigsten. Die Staubemissionen der Anlagen 125 und 655 liegen mit ca. 3 mg/Nm^3 etwas höher. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Wartungsintervalle der Gewebefilter und die eingesetzte Holzart einen erheblichen Einfluss auf die Staubemissionen haben und eine Betrachtung mehrerer Referenzjahre demzufolge sinnvoll wäre.

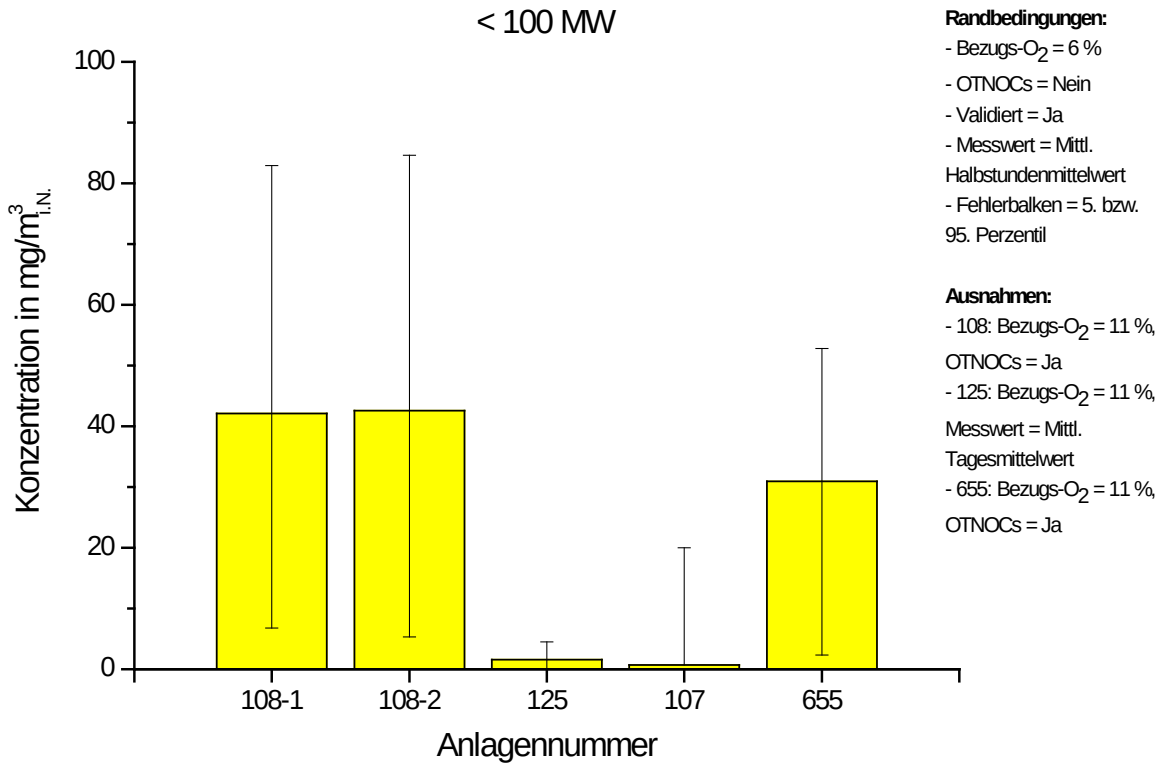

Abbildung 67: Auswertungsebene IV, Tabelle b: SO_x Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

Die SO_x-Emissionen sind hauptsächlich abhängig vom Brennstoff. So erzeugt Anlage 107, als einzige Anlage die kein Altholz verbrennt, nahezu keine SO_x-Emissionen. In Anlage 125, die mit einer Trockenadsorption ausgerüstet ist, werden ebenfalls sehr geringe SO_x-Emissionen erreicht. Die Anlagen 108 und 655, die Altholz verbrennen, sind ebenfalls mit Trockenadsorptionen, in denen ein Teil des SO_x abgeschieden wird, ausgerüstet und emittieren rund 40 mg/Nm^3 SO_x.

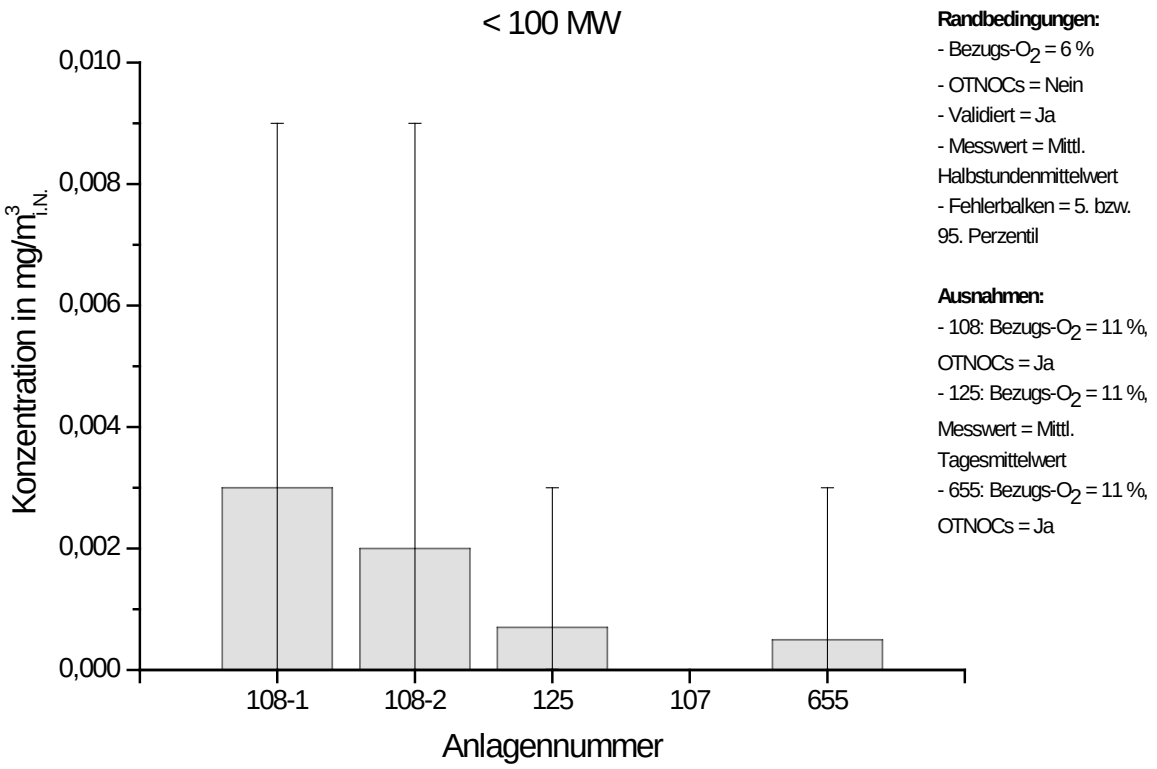

Abbildung 68: Auswertungsebene IV, Tabelle b: Hg Emissionen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

Die Hg-Emissionen liegen für alle Anlagen im Bereich 10 bis 30 µg/Nm^3, wobei Anlage 108 die höchsten Emissionen aufweist. Da Anlage 107 kein Altholz einsetzt, werden dort keine Hg-Emissionen erfasst.

Die Referenz und Ausnahmen für die Auswertung der Biomassekessel sind in Tabelle 227 zusammengefasst.

Tabelle 227: Referenzbedingungen und Ausnahmen der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

Anlage	Ref. O_2 in %	Beinhaltet OTNOCs	Validiert	Mess-wert	Brenn-stoff	Besonderheiten
Referenz	6	Nein	Ja	HMW	Holz	-
107	-	-	-	-	-	ZWSF
108	11	Ja	-	-	Altholz	2 Kessel, eine Dampfturbine
125	11	-	-	TMW	Altholz	ZWSF, Trockenadsorption
655	11	Ja	-	-	Altholz	Rostfeuerung, Trockenadsorption

Bei den Wasseremissionen wurden bei den Biomassekesseln nur wenige Angaben gemacht. Bei den Kesseln 108-1 und 108-2 wurden im Schnitt 4,4 mg/l TOC und 0,01 mg/l AOC gemessen. Zu den anderen Stoffen wurden keine Angaben gemacht. Bei Anlage 107 wurden im Durchschnitt 88 mg/l Sulfat sowie die Konzentrationen einiger Metalle gemessen. Für eine detaillierte Auflistung wird auf die Anlagenbeschreibung verwiesen. Bei Anlage 125 und bei Anlage 655 wurden keine Angaben über die Wasseremissionen gemacht.

Die eingereichten Templates für BVT der Biomassekessel sind in Tabelle 228 dargestellt. Bei den Anlagen 108-1, 108-2, 125 und 655 wurden insgesamt zwölf Templates eingereicht. Nur für Anlage 107 wurden keine Templates formuliert. Die Templates befassen sich insbesondere mit der Verringerung von Emissionen mit dem Rauchgas und Wassereinsparungen. Für weitere Details wird auf die jeweilige Anlagenbeschreibung verwiesen.

Tabelle 228: Auswertungsebene IV, Tabelle d: BVT-Vorschläge der Anlagengruppe biomassebefeuerte Kessel

FWL in MW_{th}	Anlage	Anzahl Templates	Kurzbeschreibung	Bereich	Detailtiefe
< 100	108-1, 108-2	9	Aussortierung von Unreinheiten	Brennstoff Aufbereitung	Gering
			Staubabtrennung in Anlieferhalle	Brennstoff Aufbereitung	Gering
			Zyklonfilter	Emissionen mit dem RG	Gering
			Sorbensdosierungssystem	Emissionen mit dem RG	Gering
			Gewebefilter	Emissionen mit dem RG	Gering
			Geschlossener Asche-Wasserkreislauf	Wasser	Gering
			Luftkondensator	Wasser	Gering
			Brennstoff- und Luftstufung	Feuerung	Gering
			NO_x-Reduzierung durch SNCR	Feuerung	Gering
	125	3	Luftkondensator	Wasser	Gering
			ZWSF	Feuerung	Mittel
			Rauchgasreinigung mit Trockenadsorption	Emissionen mit dem RG	Gering
	107	0	-		-
	655	1	Konfiguration Gesamtanlage	Gesamtanlage	Hoch

3.4.3.3 Anlagenbeispiele

Rostfeuerung, Anlagennummer 108

Bei Anlage 108 handelt es sich um eine 2004 in Betrieb genommene Vorschubrostfeuerung zur Erzeugung von Strom. Die Anlage besteht aus zwei Naturumlaufkesseln. Der erzeugte Dampf wird in einer gemeinsamen Kondensationsturbine verstromt. Als Brennstoff wird Altholz der Klassen A I bis A IV eingesetzt, demzufolge ist die Anlage nach der 17. BImSchV genehmigt. Der Anfahrvorgang wird durch die Zufeuerung von Erdgas, welches auch als ReserveBrennstoff dient, unterstützt. Die Frischdampfparameter betragen 450 °C bei 65 bar. Zudem wird Heißwasser mit den Parametern 3,3 bar / 105 °C zur Versorgung eines Fernwärmenetzes bereitgestellt. Die Kühlung geschieht mittels eines Luftkondensators. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen, da sie den Wasserverbrauch vermindert. Die Ascheaustragung wird mit einem geschlossenen Kühlwasserkreislauf gekühlt. Die Rostkühlung erfolgt mit Luft.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 106 MW_{th}, wobei auf jeden Kessel 53 MW_{th} entfallen. Die nominelle elektrische Gesamt-Bruttoleistung beträgt 20 MW_{el} und die nominelle thermische Gesamt-Leistung 66 MW_{th}.

Tabelle 229 und Tabelle 230 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden vier Jahre herangezogen.

Tabelle 229: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 108 – Kessel 1

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,61E+05	3,45E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	7,05E+04	6,66E+04
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	5,95E+04	5,71E+04
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,55E+05	1,37E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7228	6960
Volllastfaktor in %	%	94	93

Tabelle 230: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 108 – Kessel 2

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	3,34E+05	3,45E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	6,51E+04	6,66E+04
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	5,49E+04	5,71E+04
Abgegebene Wärmemenge – Heißwasser	MWh_{th}	1,42E+05	1,37E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6750	6844
Volllastfaktor in %	%	93	95

Die Kessel wurde in der Vergangenheit etwa 7200 h (K1) und 6700 h (K2) betrieben, wobei der Volllastfaktor stets größer 90 % war. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 16,5 % (K1) bzw. 16,4 % (K2). Der thermische Nutzungsgrad für Kessel 1 beträgt 42,9 %, woraus sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 59,3 % ergibt. Der thermische Nutzungsgrad für Kessel 2 beträgt 42,8 %, woraus sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 59,2 % ergibt.

Aus den langjährigen Betriebsdaten ergibt sich ebenfalls ein Volllastfaktor von über 90 % bei Durchschnittlichen jährlichen Betriebsstunden von knapp 7000 h. Der elektrische Nutzungsgrad beträgt im langfristigen Durchschnitt für beide Kessel 16,6 %, der thermische Nutzungsgrad jeweils 39,7 %. Somit liegt der Brennstoffausnutzungsgrad im langfristigen Durchschnitt mit 56,3 % unter dem im Referenzjahr.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Altholz typischen Luftemissionen. Zusätzlich fallen geringe Mengen Abwasser sowie beträchtliche Mengen an festen Rückständen an. Im Rauchgas wird, aufgrund der Genehmigung nach 17. BImSchV , die Konzentration einer Vielzahl von Schadstoffen gemessen. Kontinuierlich erfasst werden dabei Staub, SO_x, NO_x, CO, HCl, TOC und Hg. Zudem wird NH_3 periodisch gemessen (drei Messungen im Referenzjahr).

Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt, welche in Abbildung 69 dargestellt sind. Als Primärmaßnahmen sind Luftstufung und Rauchgasrezirkulation zu nennen.

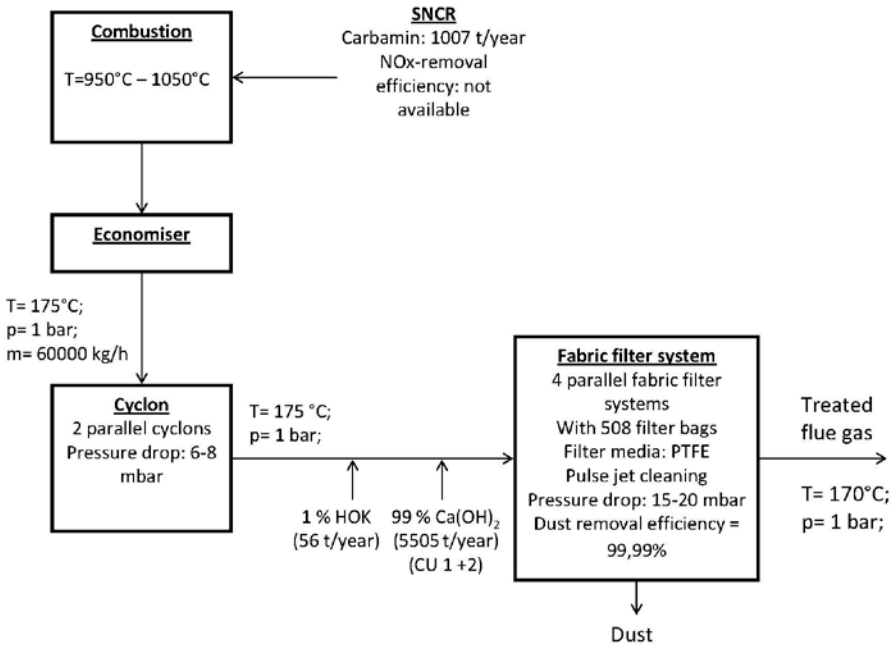

Abbildung 69: Schema zur Rauchgasreinigung für Anlage 108

Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind zweistufig angeordnet. Die erste Stufe bilden zwei Gaszyklone, die den Grobstaub abscheiden. Anschließend wird dem Rauchgas Hochofenkoks und Ca(OH)2 zugeführt, um saure Bestandteile und Schwermetalle zu binden. Der Feinstaub wird dann mittels eines Gewebefilters aus dem Rauchgas entfernt. Die Vorteile dieser Rauchgasreinigungstechnologie liegen in der verlässlich hohen Abscheideleistung. Aus diesem Grund ist die Rauchgasreinigung vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Darüber hinaus werden die NO_x-Emissionen durch ein SNCR-System direkt in der Brennkammer durch Zugabe von Carbamin reduziert.

Tabelle 231 und Tabelle 232 zeigen die im Abgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass alle Messungen validiert sind und OTNOCs generell enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 11 %.

Tabelle 231: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 108 –Kessel 1

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0	0,42	2,2	2,43	53,36	HMW	Kont.	Ja	30	10
	kg/Jahr						684					
SO_x	mg/Nm³	0	6,81	42,14	82,98	91,67	319,4	HMW	Kont.	Ja	200	50
	kg/Jahr						2,5E+04					
NO_x	mg/Nm³	0	166,7	176,2	206,2	213,1	363,6	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1E+05					
CO	mg/Nm³	0	1,77	15,72	30,51	33,35	160,8	HMW	Kont.	Ja	100	50
	kg/Jahr						1,2E+04					
HCl	mg/Nm³	0	0	2,17	5,94	6,97	60,09	HMW	Kont.	Ja	60	10
	kg/Jahr						1550					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,003	0,009	0,01	0,039	HMW	Kont.	Ja	0,05	0,03
	kg/Jahr						1,7					
NH_3	mg/Nm³	-	-	11,4	-	-	15	HMW	Perio.	Nein	30	-
	kg/Jahr						-					
TOC	mg/Nm³	0	0	0,23	0,86	1,05	17,95	HMW	Kont.	Ja	20	10
	kg/Jahr						220					

Tabelle 232: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 108 –Kessel 2

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0	0,34	0,98	1,24	52,25	HMW	Kont.	Ja	30	10
	kg/Jahr						305					
SO_x	mg/Nm³	0	5,28	42,56	84,52	93,96	234,5	HMW	Kont.	Ja	200	50
	kg/Jahr						2,6E+04					
NO_x	mg/Nm³	0	136,3	184	215,3	224,7	523,5	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						1,1E+05					
CO	mg/Nm³	0	4,78	21,63	41,15	44,44	267,6	HMW	Kont.	Ja	100	50
	kg/Jahr						2,7E+04					
HCl	mg/Nm³	0	1,19	3,03	6,75	8,01	59,5	HMW	Kont.	Ja	60	10
	kg/Jahr						2055					
Hg	mg/Nm³	0	0	0,002	0,009	0,01	0,026	HMW	Kont.	Ja	0,05	0,03
	kg/Jahr						1,6					
NH_3	mg/Nm³			14,4			17	HMW	Perio.	Nein	30	-
	kg/Jahr						-					
TOC	mg/Nm³	0	0	0,83	1,97	2,39	27,57	HMW	Kont.	Ja	20	10
	kg/Jahr						659					

In der Anlage fallen jährlich etwa 46400 m³ Abwasser an. Dieses Abwasser wird gesammelt und in das kommunale Abwassernetz abgeleitet. Gemessen werden lediglich die TOC und AOX Konzentrationen, welche in Tabelle 233 dargestellt sind.

Tabelle 233: Wasseremissionen der Anlage 108

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwert
Vol. strom	(m^3/Jahr)	-	4,6E+04	-	-	-	-	-	-
Temp.	(°C)	-	19	-	-	-	-	-	-
pH		-	8,1	-	-	-	-	-	-
TOC	(mg/l)	4,1	4,4	4,8	-	Stich-probe	Nein	4	5
	(kg/Jahr)			-					
AOX	(mg/l)	0,01	0,01	0,01	-	Stich-probe	-	4	10 ↔g/l
	(kg/Jahr)			-					

Tabelle 234 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Den größten Anteil hat hierbei die Rostasche. Zusätzlich wird Flugasche in den Zyklonen und dem Filter abgeschieden. Die Grobascherückstände können nicht weiter genutzt werden und müssen entsorgt werden. Die Flugascherückstände können zur Wiederauffüllung des Bodens dienen.

Tabelle 234: Feste Rückstände der Anlage 108

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Be-stimmungsort	Verwendungs-zweck
Kesselasche	Verbrennungs-prozess	190111*	4,1E+04	Kurzzeitige Lagerung	Deponierung
Zyklonasche	RGR	190115*	4864	Verwendung - Untertage	Renaturierung
Filterasche	RGR	190113*	7520	Verwendung - Untertage	

Besonderheiten

Um Unterbrechungen im Betrieb zu vermeiden und das Aufkommen störender Substanzen zu minimieren, werden sowohl Holz in Übergröße als auch Metallobjekte aus dem Brennstoffmassenstrom entfernt. Zudem wird Staub aus der Anlieferhalle und dem Transportsystem abgezogen und in einem Filtersystem abgeschieden. Dioxine, Furane und Schwermetalle werden mit Hilfe von Kalziumhydroxid und Herdofenkoks, welche vor dem Gewebefilter eingebracht werden, gebunden. Durch den Filter werden also sowohl

giftige Substanzen als auch Staubemissionen reduziert. Diese Techniken zur Rauchgasreinigung werden vom Betreiber als BVT vorgeschlagen. Zudem werden die anfallenden Abwassermengen und indirekt die Abwasseremissionen durch den Luftkondensator sowie den geschlossen Wasserkreislauf zur Aschekühlung reduziert.

Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung, Anlagennummer 107

Bei Anlage 107 handelt es sich um eine 2009 in Betrieb genommene zirkulierende Wirbelschichtfeuerung zur Erzeugung von Strom und Prozessdampf. Als Brennstoff wird ausschließlich holzartige Biomasse, vor allem Restholz aus der Forstwirtschaft, eingesetzt. Es kommen keine Althölzer zum Einsatz, demzufolge ist die Anlage nach der 13. BImSchV genehmigt. Die Frischdampfparameter betragen 535 °C bei 130 bar. Außerdem wird Prozessdampf mit den Parametern 3,5 bar und 175 °C erzeugt. Die Kühlung geschieht mittels eines Luftkondensators.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 67 MW_{th}, die elektrische Bruttoleistung 20 MW_{el} und die thermische Bruttoleistung 10 MW_{th}.

Tabelle 235 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Daten für den mehrjährigen Durchschnitt wurden nicht angegeben, da die Anlage erst 2009 in Betrieb gegangen ist.

Tabelle 235: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 107

		Wert für Referenz-jahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	4,12E+05	-
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,22E+05	-
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,08E+05	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	5,10E+04	-
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	5,10E+04	-
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	6603	-
Volllastfaktor in %	%	93,1	-

Die Anlage wurde im Referenzjahr etwa 6600 h und nahezu unter Volllast betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 26,2 % und ein thermischer Nutzungsgrad von 12,4 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad in 2010 betrug demnach 38,6 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Holz typischen Luftemissionen. Zusätzlich fallen Abwasser sowie beträchtliche Mengen an festen Rückständen an. Im Rauchgas werden die Schadstoffe Staub, SO_x, NO_x, CO und TOC kontinuierlich erfasst. Zusätzlich werden PCDD und PCDF periodisch gemessen.

Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. Als Primärmaßnahme ist insbesondere die Verbrennung in einer zirkulierenden Wirbelschicht zu nennen. Aufgrund des guten Ausbrandes bei verhältnismäßig niedrigen Temperaturen werden in der Feuerung nur in geringem Maße NO_x und nahezu kein CO erzeugt.

Die einzige Sekundärmaßnahme zur Rauchgasreinigung ist die Abscheidung des Staubes mittels eines Gewebefilters. Die Grenzwerte für NO_x und SO_x werden ohne Sekundärmaßnahmen eingehalten.

Tabelle 236 zeigt die im Abgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass zumindest die kontinuierlich gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 6 %.

Tabelle 236: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 107

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwert	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	-	-	0,42	2	4	34	HMW	Kont.	Ja	20	-
	kg/Jahr						239					
SO_x	mg/Nm³	-	-	0,7	20	20	220	HMW	Kont.	Ja	200	-
	kg/Jahr						370					
SO_x Abscheidegrad	(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							-					
NO_x	mg/Nm³	75	150	153,6	200	225	550	HMW	Kont.	Ja	250	-
	kg/Jahr						8,8E+04					
CO	mg/Nm³	-	-	11,78	45	75	372	HMW	Kont.	Ja	150	-
	kg/Jahr						7214					
HCl	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	kg/Jahr						-					
HF	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	kg/Jahr						-					
Hg	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	kg/Jahr						-					
TOC	mg/Nm³	-	-	0,13	1	1	25	HMW	Kont.	Ja	10	-
	kg/Jahr						80					
PCDD/PCDF	ng/Nm³	0,001	-	0,002	-	-	0,004	Durchschn. ca. 3 x 6 Stunden	Perio.	-	0,1	
	kg/Jahr						1,7E-06					

In der Anlage fallen Abwässer aus dem Kraftwerk sowie aus der Abwasservorbehandlungsanlage am Kraftwerksstandort an. Dieses Abwasser wird in das kommunale Abwassernetz abgeleitet. Eine Messung der Schadstoffkonzentrationen erfolgt durch Stichprobennahme, die Konzentrationen der gemessenen Schadstoffe sind in Tabelle 237 dargestellt.

Tabelle 237: Wasseremissionen der Anlage 107

		Minimum	Durchschnitt	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Anzahl Messwerte	Emissionsgrenzwerte
SO_4^{2-}	(mg/l)	5	88	305	-	Stichprobe	-	12	-
	(kg/Jahr)			751					
Cr	(mg/l)	0,01	0,01	0,01	-	-	-	-	-
	(kg/Jahr)			0,85					
Cu	(mg/l)	0,01	0,01	0,01	-	Stichprobe	-	4	-
	(kg/Jahr)			0,85					
Ni	(mg/l)	0,01	0,01	0,01	-	Stichprobe	-	4	-
	(kg/Jahr)			0,85					
V	(mg/l)	0,01	0,01	0,01	-	Stichprobe	-	4	-
	(kg/Jahr)			0,85					
Zn	(mg/l)	0,02	0,038	1,08	-	Stichprobe	-	4	-
	(kg/Jahr)			0,324					
AOX	(mg/l)	0,001	0,019	0,069	-	Stichprobe	-	12	1
	(kg/Jahr)			0,164					

Tabelle 238 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Den größten Anteil hat hierbei die Asche und Schlacke aus dem Brennraum sowie der Staub aus dem Gewebefilter. Die zweitgrößte Fraktion stellt der anfallende Schlamm aus der Wasservorbehandlungsanlage am Standort.

Tabelle 238: Feste Rückstände der Anlage 107

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestim-mungsort	Verwen-dungszweck
Rost- und Kesselasche, Schlacken und Kesselstaub mit Ausnahme von Kesselstaub, der unter 10 01 04 fällt	Verbren-nungspro-zess	10 01 01	3735	Verwendung - Baustoffindu strie	Deponierung
Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung mit Ausnahme derjenigen, die unter 10 01 20 fallen	AWR	10 01 21	11	-	-
Schlämme aus Öl-/Wasserabscheidern	AWR	13 05 02	0,6	-	-
gesättigte oder verbrauchte Ionenaustauscherharze	AWR	19 09 05	1,4	-	-
nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle auf Mineralölbasis	-	13 02 05	1,6	-	-
Aufsaug- und Filtermaterialien (einschließlich Ölfilter a. n. g.), Wischtücher und Schutzkleidung, die durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind	-	15 02 02	1,35	-	-
Verpackungen, die Rückstände gefährlicher Stoffe enthalten oder durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind	-	15 01 10	0,3	-	-
ölhaltige Abfälle	-	16 07 08	0,25	-	-

Besonderheiten

In der zirkulierenden Wirbelschicht wird ausschließlich holzartige Biomasse verbrannt, die nicht dem Altholz zugeordnet wird. Aus diesem Grund ist die Anlage nach der 13. BImSchV genehmigt.

Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung, Anlagennummer 125

Bei Anlage 125 handelt es sich um eine 2003 in Betrieb genommene zirkulierende Wirbelschichtfeuerung zur Erzeugung von Strom. Als Brennstoff wird überwiegend Altholz der Klassen A II und A III eingesetzt, in geringer Menge auch Altholz der Klasse A IV, demzufolge ist die Anlage nach der 17. BImSchV genehmigt. Die Frischdampfparameter betragen 520 °C bei 85 bar. Die Kühlung geschieht mittels eines Luftkondensators. Der Kondensationsdruck liegt bei etwa 100 mbar. Diese Technologie wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen, da sie den Wasserverbrauch vermindert. Die Anlage erfuhr im Jahr 2006 eine Nachrüstung der Rußbläser und einer Siebung in der Ascherückführung.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 65 MW_{th} und die elektrische Bruttoleistung 22,3 MW_{el}. Damit ergibt sich ein nomineller elektrischer Bruttowirkungsgrad von 34,3 %.

Tabelle 239 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2010. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 239: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 125

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,06E+05	5,00E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,73E+05	1,70E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,56E+05	1,53E+05
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	7857	7653
Volllastfaktor in %	%	99	100,5

Die Anlage wurde in der Vergangenheit nahezu durchgängig und unter Volllast betrieben. Aus den Energiemengen ergeben sich elektrische Netto-Nutzungsgrade von 30,9 bzw. 30,5 %.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Altholz typischen Luftemissionen. Zusätzlich fallen geringe Mengen Abwasser sowie beträchtliche Mengen an festen Rückständen an. Im Rauchgas wird, aufgrund der Genehmigung nach 17. BImSchV , die Konzentration einer Vielzahl von Schadstoffen gemessen. Kontinuierlich erfasst werden dabei Staub, SO_x, NO_x, CO, HCl, TOC und Hg.

Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. Als Primärmaßnahme ist insbesondere die Verbrennung in einer zirkulierenden Wirbelschicht zu nennen. Aufgrund des guten Ausbrandes bei verhältnismäßig niedrigen Temperaturen bis 920 °C wird in der Feuerung nur in geringem Maße NO_x und nahezu kein CO erzeugt. Die zirkulierende Wirbelschicht ist demzufolge auch vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind dreistufig angeordnet. Die erste Stufe bilden vier Gaszyklone, die den Grobstaub abscheiden. In der zweiten Stufe werden

in das Rauchgas die Additive Hochofenkoks und Calciumhydroxid zur Adsorption von Schadstoffen zugegeben. Auf diese Weise können rund 99 % der sauren Rauchgasbestandteile SO_x, HCl und HF sowie der Schwermetallsalze abgeschieden werden. Anschließend wird der Feinstaub, bestehend aus Additiven und Flugasche mittels eines Gewebefilters aus dem Rauchgas entfernt. Die Vorteile dieser Rauchgasreinigungstechnologie liegen in der guten Abscheideleistung bei niedrigen Investitionskosten und niedrigem Energieverbrauch. Aus diesen Gründen ist die Rauchgasreinigung vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

Tabelle 240 zeigt die im Abgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass zumindest die kontinuierlich gemessenen Konzentrationen validiert sind und OTNOCs generell nicht enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 11 %.

Tabelle 240: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 125

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	-	0,03	3,31	5,01	-	30	TMW	Kont.	Ja	-	10
	kg/Jahr	4098,09										
SO_x	mg/Nm³	-	0,01	1,57	4,5	-	200	TMW	Kont.	Ja	-	50
	kg/Jahr	2640,27										
SO_x Abscheidegrad	(%)	93	-	-	-	-	99	TMW	Kont.	Ja	-	-
		-										
NO_x	mg/Nm³	-	0,01	119,7	195,2	-	400	TMW	Kont.	Ja	-	200
	kg/Jahr	1,4E+05										
CO	mg/Nm³	-	0,01	27,54	30,7	-	95,24	TMW	Kont.	Ja	-	50
	kg/Jahr	3,1E+04										
HCl	mg/Nm³	0,1	0,5	1,9	8,1	-	40	TMW	Kont.	Ja	-	10
	kg/Jahr	3981,08										
HF	mg/Nm³	-	-	0,11	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	1
	kg/Jahr	77,5										

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
Hg	mg/Nm³	-	-	-	-	-	0,03	TMW	Kont.	Ja	-	0,03
	kg/Jahr						1,61871					
TOC	mg/Nm³	-	-	0,87	0,92	-	10,5	TMW	Kont.	Ja	-	10
	kg/Jahr						1091,96					
Cd	mg/Nm³	-	-	1E-05	-	-	-	-	-	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,0077					
Ti	mg/Nm³	-	-	2E-05	-	-		-	-	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,0155					
Cd + Ti	mg/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	0,05
	kg/Jahr						0,0232					
Sb	mg/Nm³	-	-	2E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,1239					
As	mg/Nm³	-	-	6E-05	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,0465					
Pb	mg/Nm³	-	-	0,001	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,8519					
Cr	mg/Nm³	-	-	2E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,1549					
Co	mg/Nm³	-	-	4E-05	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,0310					
Cu	mg/Nm³	-	-	2E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,1781					
Mn	mg/Nm³	-	-	0,004	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						3,2682					
Ni	mg/Nm³	-	-	4E-05	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,0310					
V	mg/Nm³	-	-	9E-05	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
	kg/Jahr						0,0697					
Andere*	mg/Nm³	-	-	0,006	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	0,05
	kg/Jahr						0,3020					
PCDD/ PCDF	ng/Nm³	-	-	0,003	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,0031					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

In der Anlage fallen jährlich etwa 18000 m³ Abwasser an. Dieses Abwasser wird in das kommunale Abwassernetz abgeleitet. Das Abwasser stammt aus Oberflächenwasser, aus dem Dampfsystem, aus der Rohwasseraufbereitung, aus den Bürogebäuden und aus dem offenen Kühlsystem. Für das Oberflächenwasser ist vor der Ableitung ein Koaleszenzabscheider installiert. Eine Messung der Schadstoffkonzentrationen ist nicht erforderlich.

Tabelle 241 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Den größten Anteil hat hierbei der Staub aus dem Gewebefilter, der auch die beladenen Additive enthält. Zusätzlich fallen noch Sand aus der Wirbelschicht und Grobasche an. Die festen Rückstände können entweder in der Baustoffindustrie genutzt werden oder dienen zur Wiederauffüllung des Bodens. Die Filteraschen müssen als gefährlicher Abfall teilweise unter Tage verwertet werden.

Tabelle 241: Feste Rückstände der Anlage 125

Beschreibung	Herkunft	Abfallschlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungszweck
Bettasche	Verbrennungsprozess	190112	3357	Verwendung - Bauindustrie	Feine Partikel, DK1; R5, D1
Grobasche	Verbrennungsprozess	190112	3055	Renaturierung	Grobe Partikel, Metalrückstände, DK1; D1
Flugasche	RGR	190113	5996	Renaturierung	Beinhaltet Schwermetalle, DK3; D1

Besonderheiten

Besonderheiten der Anlage sind die effektive Trockenadsorption zur Rauchgasreinigung und der Luftkondensator zur Verminderung des Wasserbedarfs.

Rostfeuerung, Anlagennummer 655

Bei Anlage 655 handelt es sich um eine 2004 in Betrieb genommene Vorschubrostfeuerung zur Erzeugung von Strom und Prozessdampf. Die Rostkühlung erfolgt durch die Primärluft. Die Anlage besteht aus zwei Naturumlaufkesseln. Der erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Kondensationsturbine verstromt. Als Brennstoff wird Altholz der Klassen A I bis A IV eingesetzt, demzufolge ist die Anlage nach der 17. BImSchV genehmigt. Der Anfahrvorgang wird durch die Zufeuerung von Erdgas, welches auch als ReserveBrennstoff dient, unterstützt. Die Frischdampfparameter betragen 450 °C bei 60 bar. Die Kühlung ist als offene Umlaufkühlung mit Zwangzugkühlturm ausgeführt. Zudem wird Prozessdampf zur Versorgung einer Papierfabrik bereitgestellt.

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage beträgt 86 MW_{th}. Die nominelle elektrische Bruttoleistung wird vom Betreiber mit 20 MW_{el}, die nominelle thermische Leistung mit 18 MW_{th} angegeben.

Tabelle 242 zeigt die im Referenzjahr eingesetzten und abgegebenen Energiemengen sowie die Betriebsdauer. Das Referenzjahr der hier angegebenen Betriebsdaten ist 2011. Für den mehrjährigen Durchschnitt wurden fünf Jahre herangezogen.

Tabelle 242: Allgemeine Betriebsdaten der Anlage 655

		Wert für Referenzjahr	Mehrjähriges Mittel
Brennstoffenergiezufuhr (bzg. auf H_u)	MWh_{th}	5,36E+05	4,86E+05
Abgegebene elektrische Energie (brutto)	MWh_{el}	1,44E+05	1,33E+05
Abgegebene elektrische Energie (netto)	MWh_{el}	1,29E+05	1,19E+05
Abgegebene Wärmemenge – Dampf (brutto)	MWh_{th}	3,53E+04	2,98E+04
Abgegebene Wärmemenge – Dampf	MWh_{th}	3,53E+04	2,98E+04
Betriebsdauer unter normalen Betriebsbedingungen	h	8433	7900
Volllastfaktor in %	%	73,9	71,5

Die Anlage wurde im Referenzjahr nahezu durchgängig betrieben, wobei der Volllastfaktor etwa 74 % betrug. Aus den Energiemengen ergibt sich ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 24,0 %. Der thermische Nutzungsgrad beträgt 6,6 %, woraus sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 30,6 % ergibt.

Aus den langjährigen Betriebsdaten ergibt sich ein etwas geringerer Volllastfaktor von 71,5 % bei einer Durchschnittlichen Betriebsdauer von 7900 h. Der elektrische Nutzungsgrad beträgt im langfristigen Durchschnitt 23,9 %, der thermische Nutzungsgrad 6,6 %. Somit ist der Brennstoffausnutzungsgrad im langfristigen Durchschnitt mit 30,5 % nahezu mit dem im Referenzjahr identisch.

Umweltaspekte

Die Anlage erzeugt die für den Brennstoff Altholz typischen Luftemissionen. m Rauchgas wird, aufgrund der Genehmigung nach 17. BImSchV , die Konzentration einer Vielzahl von Schadstoffen überwacht. Kontinuierlich erfasst werden dabei Staub, SO_x, NO_x, CO, HCl, TOC und Hg. Zudem wird die Konzentration einer Vielzahl von Schadstoffen periodisch gemessen.

Zur Emissionsminderung werden verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. Als Primärmaßnahmen sind Luftstufung und Rauchgasrezirkulation zu nennen.

Die Sekundärmaßnahmen zur Rauchgasreinigung sind mehrstufig angeordnet. Die Staubabscheidung besteht aus drei Stufen, wobei die erste Stufe aus der Grobstaubabscheidung mittels Gaszyklonen besteht. Anschließend wird Rauchgas gequencht. Dioxine, Furane und Schwermetalle werden mit Hilfe von Kalziumhydroxid und Herdofenkoks, welche vor dem sich anschließenden Gewebefilter eingebracht werden, gebunden. Durch den Filter werden also neben den Staubemissionen auch andere Schadstoffe abgeschieden. Darüber hinaus werden die NO_x-Emissionen durch ein SNCR-System im Dampferzeuger reduziert.

Tabelle 243 zeigt die im Abgas vorliegenden Konzentrationen und Jahresfrachten der gemessenen Luftemissionen. Zusätzlich sind Angaben über die Art der angegebenen Werte und die behördlich festgelegten Genehmigungsgrenzwerte enthalten. Zu berücksichtigen ist hier, dass alle Messungen validiert sind und OTNOCs generell enthalten sind. Der Referenzsauerstoffgehalt beträgt 11 %.

Tabelle 243: Emissionen mit dem Rauchgas der Anlage 655

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
											1/2 h	d
Staub	mg/Nm³	0	0,9	3,31	6,6	7,4	139	HMW	Kont.	Ja	30	10
	kg/Jahr						4367					
SO_x	mg/Nm³	0	2,3	30,92	52,8	58,8	260	HMW	Kont.	Ja	200	50
	kg/Jahr						36585					
NO_x	mg/Nm³	0	126,5	164,2	204,1	210,7	418	HMW	Kont.	Ja	400	200
	kg/Jahr						182440					
CO	mg/Nm³	0	9,2	17,74	28,4	31,4	442	HMW	Kont.	Ja	100	50
	kg/Jahr						20055					
HCl	mg/Nm³	0	0	2,86	6,9	7,8	22	HMW	Kont.	Ja	60	10
	kg/Jahr						3534					
HF	mg/Nm³	0	0	0,3	-	-	-	-	Perio.	Ja	1	-
	kg/Jahr						158,5					
Hg	mg/Nm³	0	0	5E-04	0,003	0,003	0,052	HMW	Kont.	Ja	0,05	0,03
	kg/Jahr						0,98					

		Minimum	5. Perzentil	Durchschnitt	95. Perzentil	97. Perzentil	Maximum	Messwert	Art der Probennahme	Validiert	Emissionsgrenzwerte	
TOC	mg/Nm³	0	0,1	0,62	1,2	1,9	102	HMW	Kont.	Ja	20	10
	kg/Jahr						740,3					
Sb	mg/Nm³	-	-	2E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,106					
As	mg/Nm³	-	-	1E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,05					
Pb	mg/Nm³	-	-	0,001	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,76					
Cr	mg/Nm³	-	-	0,001	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,05					
Cu	mg/Nm³	-	-	2E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,088					
Mn	mg/Nm³	-	-	2E-04	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	-
	kg/Jahr						0,088					
Andere*	mg/Nm³	-	-	0,003	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	0,05
	kg/Jahr											
PCDD/ PCDF	ng/Nm³	-	-	-	-	-	-	-	Perio.	Nein	-	0,1
	kg/Jahr						1,8E-07					

* Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V

In der Anlage fallen verschiedene Formen von Abwasser an: Abwasser aus dem System zur Kesselabschlämmung, Abwasser aus dem System zur Druckluftversorgung, Oberflächenwasser, welches direkt in einen Fluss geleitet wird, sowie sanitäre Abwässer, welche an das kommunale Abwassersystem abgegeben werden. Abwasseremissionen werden vom Betreiber nicht gemessen.

Tabelle 244 zeigt die angefallenen festen Rückstände. Den größten Anteil hat hierbei die Rostasche. Zusätzlich wird Flugasche in den Zyklonen und dem Filter abgeschieden. Die Grobascherückstände können in der Baustoffindustrie verwendet werden. Die Flugascherückstände können in der Bergbauindustrie genutzt werden.

Tabelle 244: Feste Rückstände der Anlage 655

Beschreibung	Herkunft	Abfall-schlüssel	Aufkommen in t im Referenzjahr	Endgültiger Bestimmungsort	Verwendungszweck
Rostasche	Verbrennungsprozess	100114*	9,79E+03	Verwendung - Bauindustrie	Baumaterial
Flugasche	RGR	100116*	1,50E+03	Verwendung - Untertage	Wiederauffüllung
Gewebefilter Nebenprodukt	RGR	100118*	2,32E+03	Verwendung - Untertage	

Besonderheiten

Die Anlagentechnik ist speziell an die unsteten Brennstoffeigenschaften angepasst. Diese Technik wird vom Betreiber als BVT vorgeschlagen.

4 Lastabhängige Emissionen

Der Hintergrund der hier dargestellten Untersuchung ist die durch die zunehmende Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien veränderte Fahrweise konventioneller Kraftwerke. So ändern sich, wie bereits in Kapitel 2 ausgeführt, die Emissionen einer Großfeuerungsanlage im Teillastbetrieb sowie beim An- und Abfahren. Bei der zukünftigen Anwendung des BVT-Merkblattes besteht nun die Gefahr, dass die gezogenen Schlussfolgerung, die sich hauptsächlich auf Anlagen mit hoher Auslastung beziehen, bei flexibler betriebene Anlagen zu Problemen führen könnten. Um diese Veränderungen im Emissionsverhalten zu untersuchen, wurde diese Fallstudie zum Thema lastabhängige Emissionen durchgeführt. Maßgabe dafür war, möglichst eine kohlebefeuerte Anlage und eine erdgasbefeuerte GuD-Anlage zu untersuchen. Die beiden Anlagen sind nur anhand der Bereitschaft der Betreiber ausgewählt worden, da sich letztlich nur diese beiden Betreiber bereit erklärt haben diese spezielle, aufwändige Untersuchung zu unterstützen. Demzufolge repräsentieren diese Anlagen nicht den kompletten Anlagenpark und sind als exemplarische Fallstudien zu verstehen. Für eine Ableitung von BVT-Schlussfolgerungen oder BAT-AEL-Spannbreiten für den Teilllastbetrieb ist die Fokussierung auf einzelne Anlagen nicht ausreichend. Besonders im Bereich der Gasturbinen wäre eine ausführlichere Bearbeitung dieser Thematik an weiteren Anlagen sinnvoll, da die Emissionen hier wesentlich durch den Teillastbetrieb beeinflusst werden und dieser in Deutschland in vielen Fällen nicht dem normalen Betrieb zuzuordnen ist, siehe auch unter „Nationale Besonderheiten“. Zusätzlich werden die Emissionen im Teillastbetrieb wesentlich durch die Art der Turbine und deren herstellerspezifisches Feuerungssystem beeinflusst.

4.1 GuD-Kraftwerk mit KWK

4.1.1 Beschreibung

Anlage:

150 MW_{th} GuD-Kraftwerk mit der Gasturbine Siemens SGT 800 – 47 (125 MW_{th}) und Abhitzekessel zur Dampferzeugung mit zwei zusätzlichen MAXON Series AIRFLO®Kanalbrennern zur Zusatzfeuerung (25 MW_{th}) ohne zusätzliche Frischluftzufuhr.[9].

Brennstoffs:

Erdgas

Funktion:

Erzeugung elektrischer Energie und Fernwärme

Kühlung:

Fernwärme und Luftkondensatoren

4.1.2 Emissionsvermeidung

Rauchgasbehandlung:

- Keine Rauchgasbehandlung

Abwasserbehandlung:

- Wie in anderen GuD-Anlagen wird das Abwasser in die Kanalisation geleitet. Wasser des Kühlsystems wird in einen Fluss geleitet.

Charakteristik der Feuerung:

- Dual-fuel Dry Low Emissions (DLE) Technology (Gasturbine)

- Low NO_x Kanalbrenner zur Zusatzfeuerung

Wirkungsgradsteigerung:

- Hocheffiziente Gasturbine

- Anwendung von GuD-Prozess mit Kraft-Wärme-Kopplung

4.1.3 Betrieb

Die GuD-Anlage hat im Dampfkraftprozess eine Siemens SST400 Dampfturbine. Die Frischdampfparameter sind 72 bar und 524 °C. Der Dampf für die Fernwärmeversorgung wird zwischen HD- und ND-Turbine entnommen.

Die Anlage ist innerhalb der letzten zwei Jahre neu gebaut und in Betrieb genommen worden. Die Messeinrichtungen wurden Ende 2011 kalibriert und vom TÜV validiert.

Die GuD-Anlage wird stromgeführt, und deswegen öfter bei Teillast, betrieben. In Verbund mit einem Kohlekraftwerk und anderen Kesseln wird das Fernwärmenetzversorgt.

[9] Diese GuD Anlage ist nicht in der Liste der Referenzanlagen.

Der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine ist 36,9 % bei einer Umgebungstemperatur von 15 °C. Der elektrische Bruttowirkungsgrad der GuD-Anlage ist 52,5 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad kann bis zu 87,6 % erreichen.

4.1.4 Lastabhängige Emissionen

Die Luftemissionen und Grenzwerte sind nach der 13ten BImSchV geregelt. Der Tagesmittelwert (TMW) darf 50 mg/Nm^3 für NO_x und 100 mg/Nm^3 für CO nicht überschreiten, wenn die Zusatzfeuerung sich nicht in Betrieb befindet. Der Bezugssauerstoffgehalt für den Betrieb der Gasturbine ist 15 Vol-% (trocken). Die Halbstundenmittelwerte dürfen das Doppelte der TMW nicht überschreiten. Bei Betrieb der Zusatzfeuerung werden die Grenzwerte und der Bezugssauerstoffgehalt mit dem Verhältnis der Feuerungswärmeleistungen berechnet. Der Bezugssauerstoffgehalt wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$O_{\mathrm{ref}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{GT}} * O_{\mathrm{ref,GT}} + \dot{Q}_{\mathrm{AHK}} * O_{\mathrm{ref,AHK}}}{\dot{Q}_{\mathrm{GT}} + \dot{Q}_{\mathrm{AHK}}}$$

Mit O_{ref} als gleitender Sauerstoffbezugsgehalt, $\dot{Q}_{\mathrm{GT}}$ als Feuerungswärmeleistung der Gasturbine, $\dot{Q}_{\mathrm{AHK}}$ als Feuerungswärmeleistung der Zusatzfeuerung, $O_{\mathrm{ref,GT}}$ als Bezugssauerstoffgehalt der Gasturbine und $O_{\mathrm{ref,AHK}}$ als Sauerstoffbezugsgehalt des gasbefeuerte Kessels (3 Vol-% bezogen auf trocken).

Die Emissionsgrenzwerte während des Betriebes mit Zusatzfeuerung werden analog zu obiger Berechnung bestimmt. Die Grenzwerte für den gasbefeuerte Kessel sind 100 mg/Nm^3 für NO_x und 50 mg/Nm^3 für CO als TMW.

Die Messwerte in diesem Abschnitt basieren auf dem installierten Emissionsmesssystem, welches auf Eignunggeprüft und kalibriert wurde. Es handelt sich hierbei um Extraktivmessung mit einer Sidor-Messeinrichtung vom Hersteller Sick-Mahaik, ein NDIR 2-Strahl-Photometer als Infrarot-Messgerät. Die Messtechnik und Probenahmestelle entspricht den Vorgaben der bundeseinheitlichen Praxis zur Emissionsüberwachung, unterliegt den turnusmäßigen Überprüfungen nach § 14 der 13. BImSchV und wurde durch eine von der Behörde zugelassene Stelle (TÜV-Nord-Umweltschutz) über sämtliche Laststufen und Betriebszustände kalibriert. Die Regression und die Standardabweichung werden für den Emissionsrechner durch die Vergleichsmessung festgelegt. Die Daten werden in einem Auswertesystem berechnet und gespeichert. Die RohMesswerte werden immer, auch bei SauerstoffMesswerten die kleiner sind als der jeweilige Bezugssauerstoffwert, zuerst mit Temperatur, Sauerstoffgehalt und Feuchtigkeit normiert. Die normierten Werte werden validiert und die Unsicherheit der Messung, welche während der Kalibrierung festgestellt wurde, wird berücksichtigt. Alle Werte in diesem Abschnitt sind nach dieser Methode validiert und schließen die von den normalen Betriebsbedingungen abweichenden Bedingungen, inklusive An- und Abfahren, mit ein.

Die Messtechnik ermittelt nur NO und kein NO_2. NO_2 wird rechnerisch bei der Regression berücksichtigt.

Tabelle 245 zeigt die verschiedenen Halbstundenmittelwerte.Die Kalibrierung der Messeinrichtung wurde Ende 2011 beendet. Die gezeigten Werte beziehen sich auf fünf Monate.

Tabelle 245: HMW in mg/Nm^3

	CO	NO_x
Mittelwert	8,79	35,51
5. Perzentil	0,00	26,97
95. Perzentil	15,53	41,25
97. Perzentil	16,11	41,99

Die Anlage befindet sich in normalem Betrieb, wenn die Leistung des Generators der Gasturbine mehr als 21 MW_{el} beträgt. Das entspricht einer Last von circa 45 %. Die Zusatzfeuerung ist nur in Betrieb, wenn die Leistung mehr als 30 MW_{el} beträgt. Die Anlage nutzt keinerlei teillastspezifischen Emissionsminderungsmaßnahmen.

NOx Emissionen der Gas Turbine

Die Verteilung der Halbstundenmittelwerte (HMW) ist in Abbildung 70 dargestellt. Die Werte beinhalten den Betrieb der Zusatzfeuerung nicht. Bei Volllast beträgt die NO_x-Konzentration ca. 35 mg/Nm^3. Die NO_x-Emissionen steigen bis auf 40 mg/Nm^3 bei 65 % Last (80 MW_{th}). Bei niedrigeren Lasten können die NO_xEmissionen bis auf 90 mg/Nm^3 steigen. Bei 40 % Last reduzieren sich die Emissionen auf 10 mg/Nm^3. Die CO-Emissionen sind für den Betrieb ohne Zusatzfeuerung nahezu Null und werden deswegen nicht dargestellt.

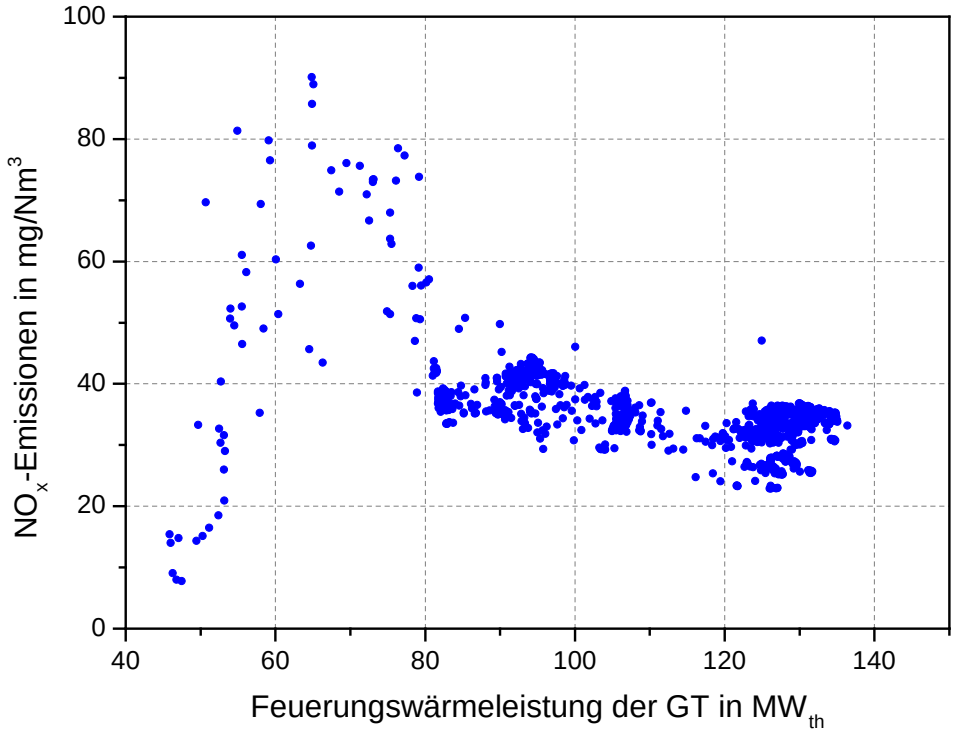

Abbildung 70: NO_x-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung der Gasturbine (Bezugssauerstoffgehalt 15 Vol-%)

Emissionen im Betrieb mit Zusatzfeuerung

In Abbildung 71 sind die HMW für den Betrieb mit Zusatzfeuerung dargestellt. Die Gasturbine befindet sich im Volllastbetrieb. Die NO_x-Konzentration liegt bei 30 bis 40 mg/Nm^3. Die NO_x-Emissionen liegen, verglichen mit dem Betrieb ohne Zusatzfeuerung, im gleichen Bereich. Die CO-Emissionen beim Volllastbetrieb der Zusatzfeuerung betragen zwischen 10 und 20 mg/Nm^3 und verringern sich auf nahe Null bei einer Feuerungswärmeleistung der Zusatzfeuerung von 5 MW_{th} und darunter. Der Bezugssauerstoffgehalt verringert sich auf 13 Vol-% bei Volllast der Zusatzfeuerung.

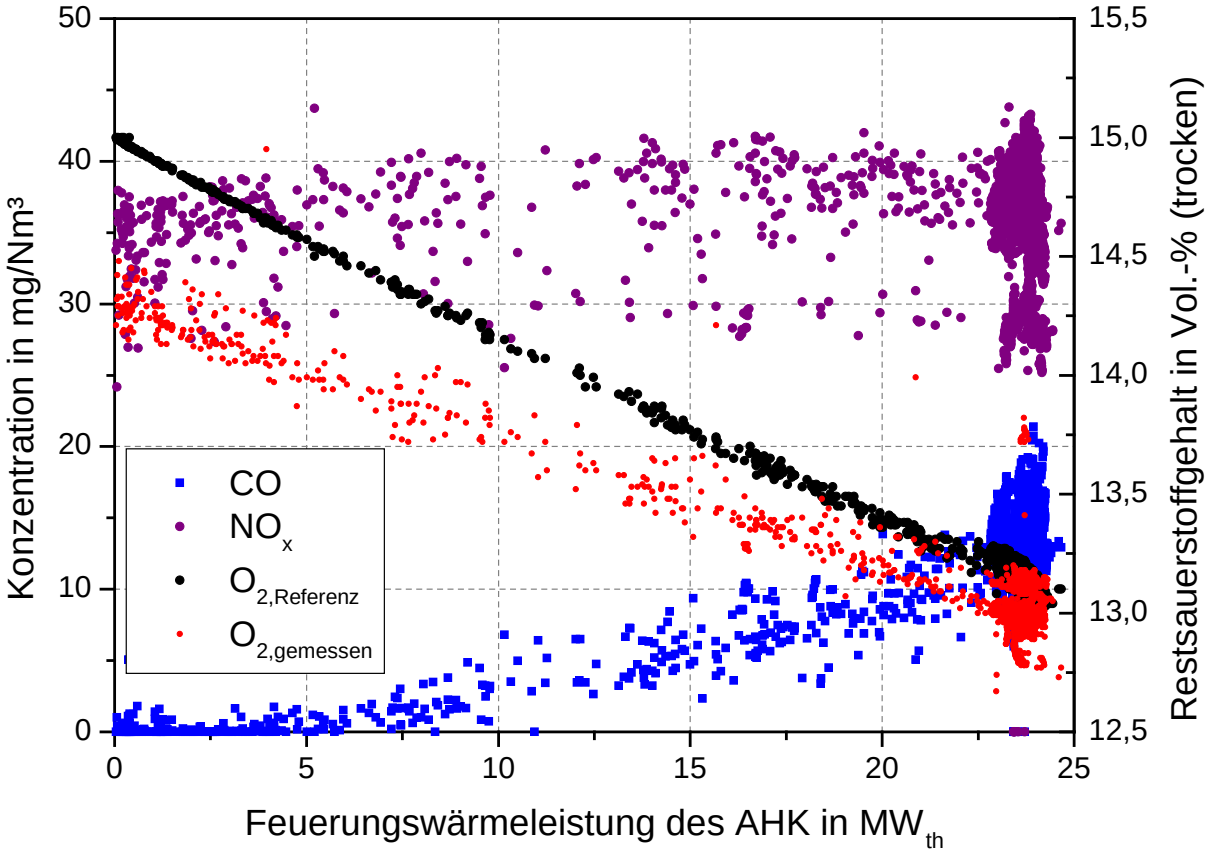

Abbildung 71: NO_x- und CO-Emissionen sowie Bezugssauerstoffgehalt und gemessener Sauerstoffgehalt als Funktion der Feuerungswärmeleistung der Zusatzfeuerung

Emissionen während des Betriebs

In Abbildung 72 sind die NO_x- und CO-Emissionenfür den transienten Betrieb gezeigt. Die Linien sind validierte, alle fünf Sekunden aufgenommene Messwerte. Die Symbole repräsentieren HMW. Der Bezugssauerstoffgehalt reduziert sich während des Betriebes der Zusatzfeuerung auf 13 Vol-%.

Bei Volllast der Gasturbine beträgt die NO_x-Konzentration zwischen 30 und 35 mg/Nm^3. Bei Teillast (bei ungefähr 60 % der Feuerungswärmeleistung) steigt die Konzentration auf 40 mg/Nm^3 an. Während der Lastwechsel schwankt die Konzentration stark. Bei Lastreduzierung verringert sich die Konzentration und andersherum. Der Betrieb der Zusatzfeuerung hat keinen Einfluss auf die NO_x-Emissionen. Nur die Inbetriebnahme und das Abschalten der Zusatzfeuerung beeinflussen die NO_x-Konzentration.

Die CO-Konzentration wird hauptsächlich durch den Betrieb der Zusatzfeuerung beeinflusst. Die Konzentration steigt auf 15 mg/Nm^3 für den Volllastbetreib der Zusatzfeuerung an. Im transienten Betrieb schwankt die Konzentration.

Die HMW beschreiben die Emissionen sehr gut. Die starken Schwankungen und Spitzen werden nicht durch die HMW wiedergegeben.

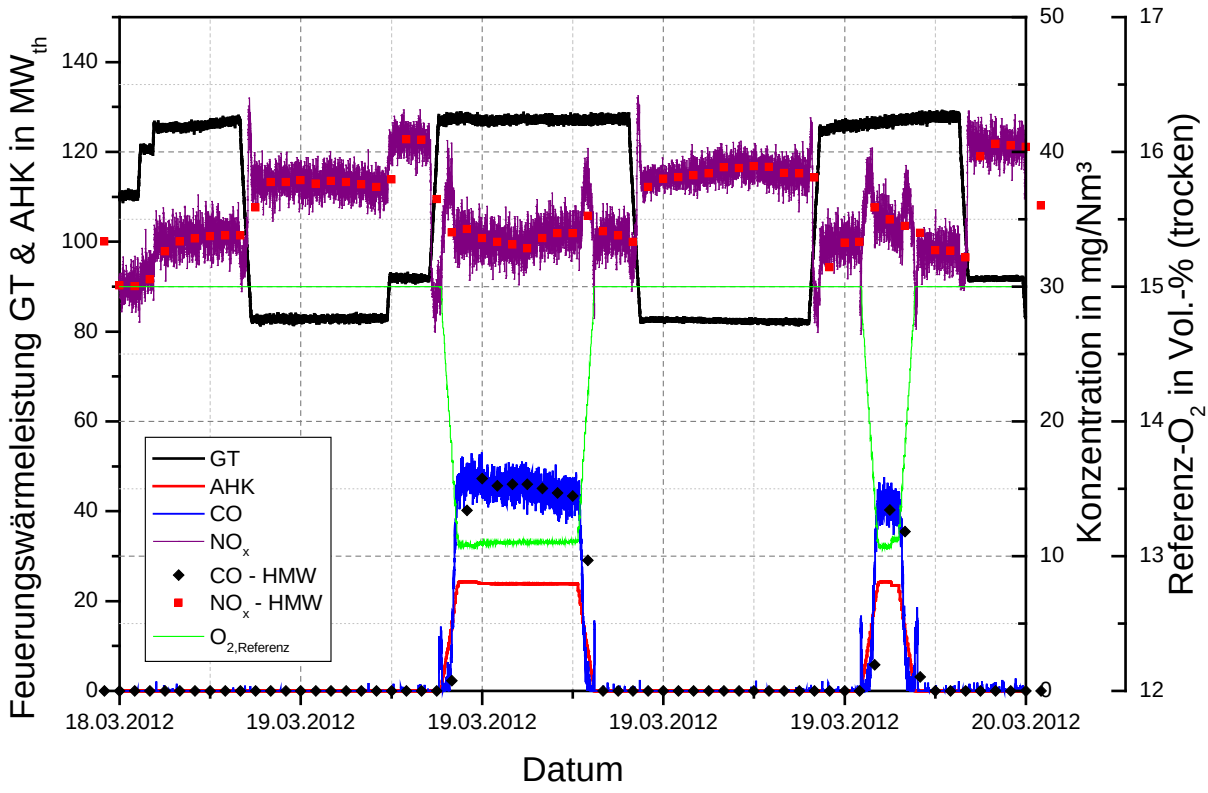

Abbildung 72: Feuerungswärmeleistung, Emissionen und Bezugssauerstoffgehalt während des Betriebes vom 18.03. bis 19.03.12

Emissionen während des Anfahrens

Das Anfahren der Gasturbine ist in Abbildung 73 gezeigt. Beim Anfahren treten Spitzen in der CO-Konzentration aufgrund der Zündung und dem Hochfahren der Turbine auf. Die NO_x-Konzentration steigt während des Anfahrens auf bis zu 100 mg/Nm^3. Die Emissionswerte werden ab einer Generatorleistung oberhalb von 21 MW_{el} mitgeschrieben und es gelten die Grenzwerte der 13. BImSchV. Oberhalb von 80 MW_{th} Feuerungswärmeleistung kann ein stabiler Betrieb angenommen werden.

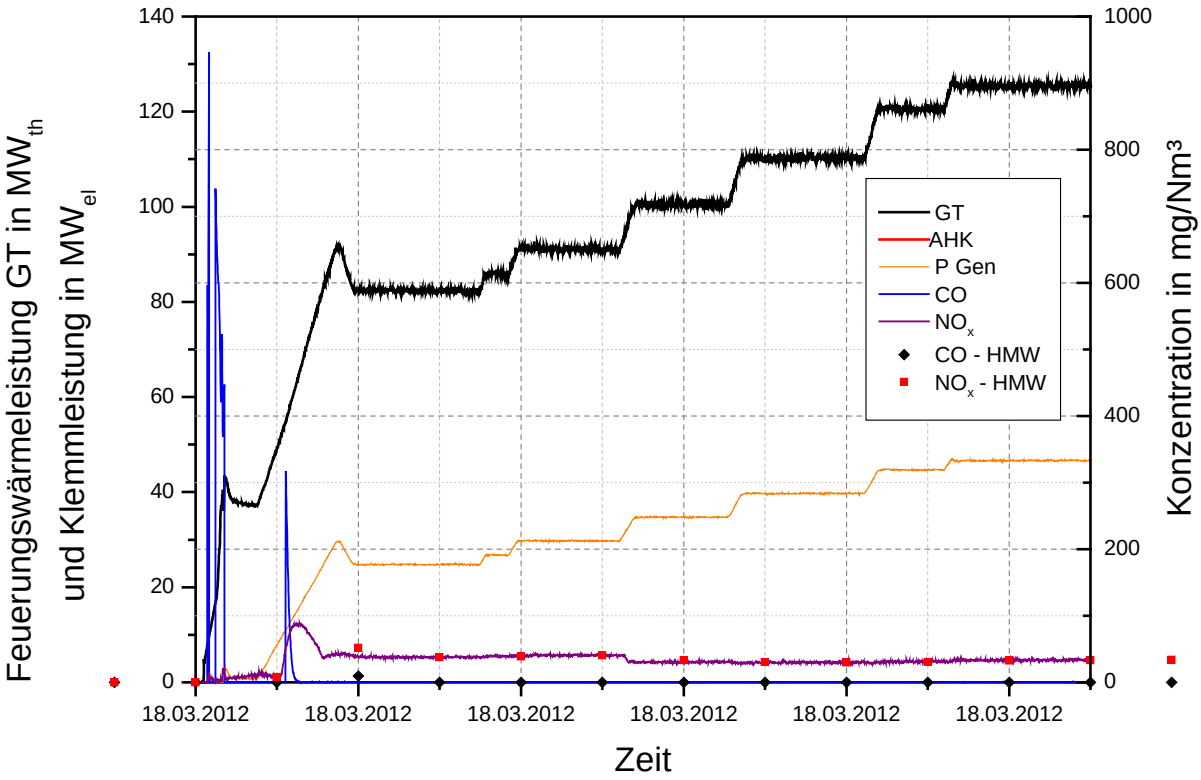

Abbildung 73: Emissionen während des Anfahrens (Referenzsauerstoffgehalt 15 Vol %)

Emissionen für längere Betriebszeiträume

In Abbildung 74 sind die Emissionswerte für eine Woche dargestellt. Die Linien sind HMW und die Symbole TMW. Die Betriebsweise einer GuD-Anlage mit KWK ist für diese Woche ersichtlich. Während der Nacht findet eine Lastabsenkung statt. Die Zusatzfeuerung wird während des Tages eingesetzt um den Fernwärmebedarf zu decken. Die HMW der NO_x-Konzentration können bis zu 40 mg/Nm^3 betragen, die TMW liegen hingegen um 35 mg/Nm^3. Die Grenzwerte für die TMW sind als Sternsymbol gekennzeichnet.

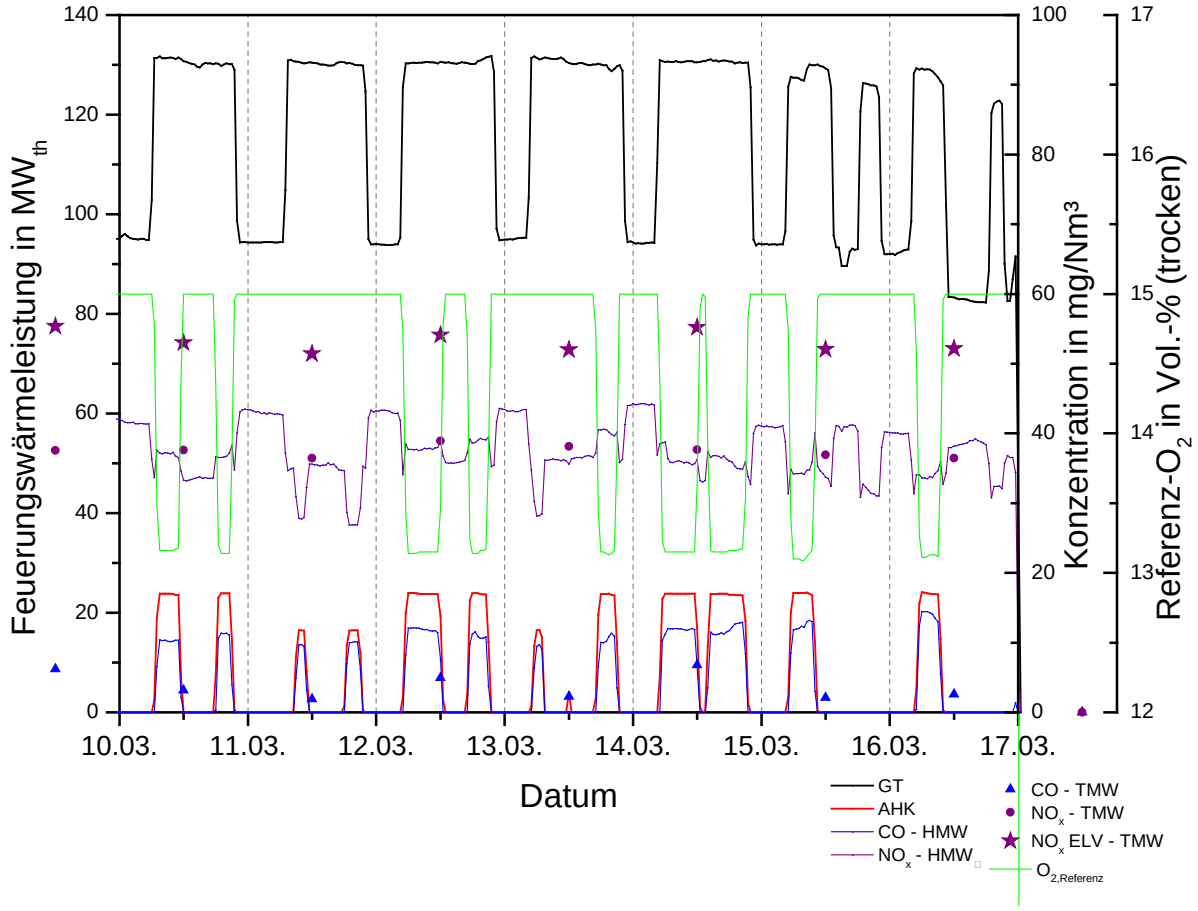

Abbildung 74: Emissionswerte als HMW und TMW, Feuerungswärmeleistung, und Bezugssauerstoffgehalt vom 10.03 bis zum 17.03.2012

Beispielrechnung zur Ermittlung der Emissionswerte

Als Beispiel für die Berechnung der unterschiedlichen Werte werden HMW eines historischen Betriebspunkts genutzt. Die Feuerungswärmeleistung ist 127,2 MW_{th} für die Gasturbine und 23,9 MW_{th} für die Zusatzfeuerung. Die Emissionsgrenzwerte sind nun 92,1 mg/Nm^3 für CO und 57,9 mg/Nm^3 für NO_x. Der Bezugssauerstoffgehalt ist 13,1 Vol-% (trocken). Die RohMesswerte sind 15,6 mg/Nm^3 für CO und 35,5 mg/Nm^3 für NO_x und der Sauerstoffgehalt beträgt 13,0 Vol-% (trocken). Die Normierten Werte sind 15,3 mg/Nm^3 für CO und 35,0 mg/Nm^3 für NO_x. Die validierten Werte sich 15,0 mg/Nm^3 für CO und 33,6 mg/Nm^3 für NO_x.

4.2 Steinkohlebefeuertes Kraftwerk

4.2.1 Beschreibung

Anlage:

Siehe Anlagenbeschreibung 141.

Emissionsvermeidung:

Siehe Anlagenbeschreibung 141.

4.2.2 Betrieb

Siehe Anlagenbeschreibung 141.

4.2.3 Lastabhängige Emissionen

Die Emissionswerte in diesem Abschnitt basieren auf dem installierten Emissionsmesssystem, welches auf Eignunggeprüft und kalibriert wurde. Die Messtechnik und Probenahmestelle entspricht den Vorgaben der bundeseinheitlichen Praxis zur Emissionsüberwachung, unterliegt den turnusmäßigen Überprüfungen nach § 14 der 13. BImSchV und wurde durch eine von der Behörde zugelassene Stelle über sämtliche Laststufen und Betriebszustände kalibriert. Die Messeinrichtungen werden im Fragebogen beschrieben, es handelt sich um ein Mehrkomponentenmessgerät Typ Ultramat 23 von Siemens und ein Durag DR-290-150 zur Staubmessung. Die Daten werden in einem Auswertesystem berechnet und gespeichert. Die RohMesswerte werden zuerst mit Temperatur, Sauerstoffgehalt und Feuchtigkeit normiert. Die normierten Werte werden validiert und die Unsicherheit der Messung, welche während der Kalibrierung festgestellt wurde, wird berücksichtigt. Die Halbstundenmittelwerte (HMW) und die Werte der Kurzzeit-Auswertung in diesem Abschnitt sind normiert und nicht validiert.

In Tabelle 246 sind verschiedene Halbstundenmittelwerte des Referenzjahres für alle Betriebsbedingungen. Alle gezeigten Werte beziehen sich auf das Jahr 2010 und schließen die von den normalen Betriebsbedingungen abweichenden Bedingungen, inklusive An- und Abfahren, mit ein.

Tabelle 246: HMW in mg/Nm^3

	CO	NO_x	SO_2	Staub
5. Perzentil	16,55	86,89	4,12	0,39
Mittelwert	27,55	95,35	71,46	0,58
95. Perzentil	49,11	103,87	105,97	0,76
97. Perzentil	55,66	104,93	116,72	0,84

In den folgenden Abbildungen sind die Luftemissionen als HMW über der Feuerungswärmeleistung dargestellt. Dabei werden die von den normalen Betriebsbedingungen abweichenden Bedingungen nicht berücksichtigt. Abbildung 75 zeigt die CO-Emissionen. Bei Volllast steigen die Emissionen auf bis zu 100 mg/Nm^3 mit

großen Schwankungen. In Teillast verringern sich die Schwankungen. Im Durchschnitt liegt die CO-Emission bei etwa 25 mg/Nm^3.

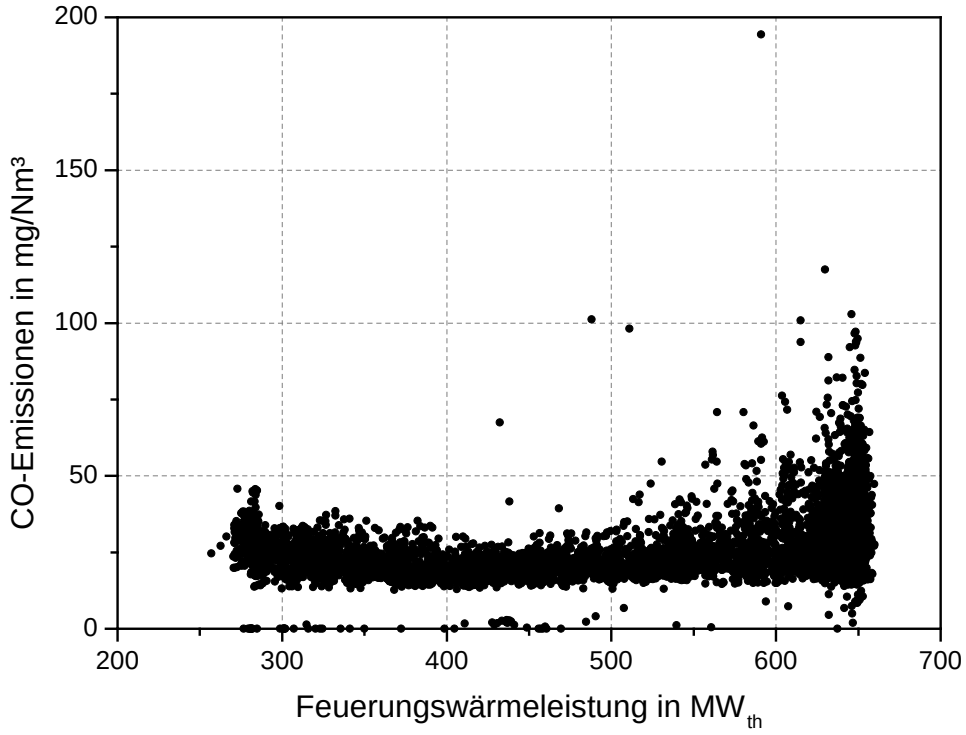

Abbildung 75: CO-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung

In Abbildung 76 sind die NO_x-Emissionen dargestellt. Die NO_x-Emissionen zeigen aufgrund der nachgeschalteten, geregelten DeNO_x, keine Lastabhängigkeit. Typisch sind NO_x-Emissionen von ungefähr 100 mg/Nm^3.

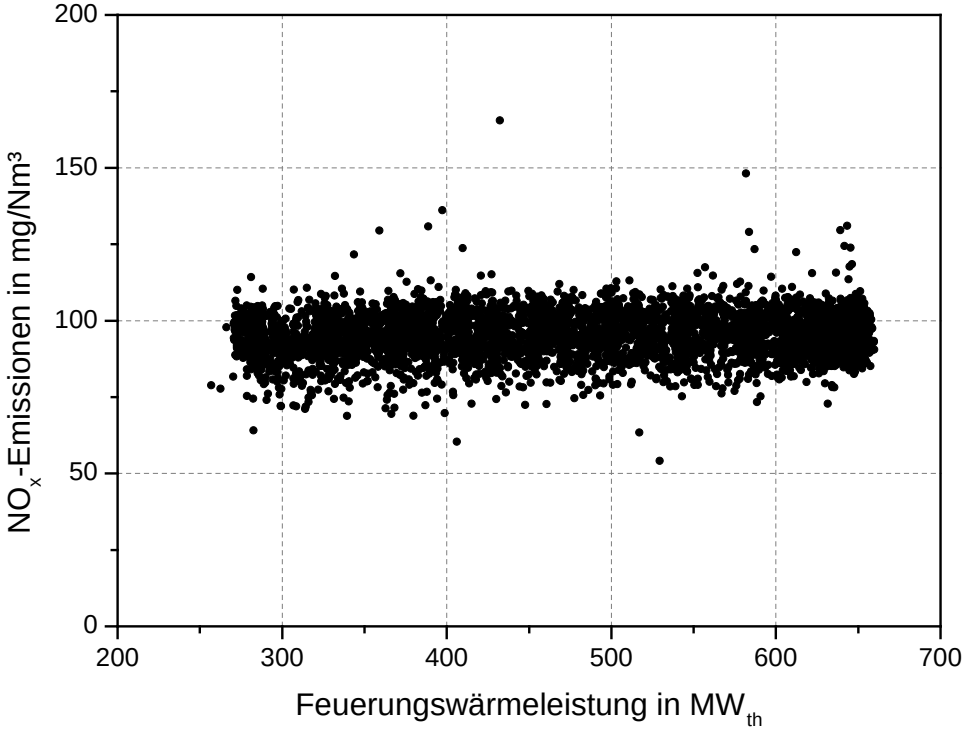

Abbildung 76: NO_x-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung

Abbildung 77 zeigt die SO_2-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung. Bei Volllast steigt die SO_2-Konzentration auf bis zu 150 mg/Nm^3. Die Schwankungen sind in diesem Bereich sehr hoch. Dieses wird hervorgerufen durch zwei Haupteinflüsse: Der variable Schwefelgehalt im Brennstoff und die Betriebsbedingungen der Rauchgasentschwefelungsanlage. Die Schwankungen um den Mittelwert können auch durch die Trägheit der Regelung erklärt werden. Bei Teillast verringert sich die Konzentration aufgrund der Überdimensionierung des Absorbers.

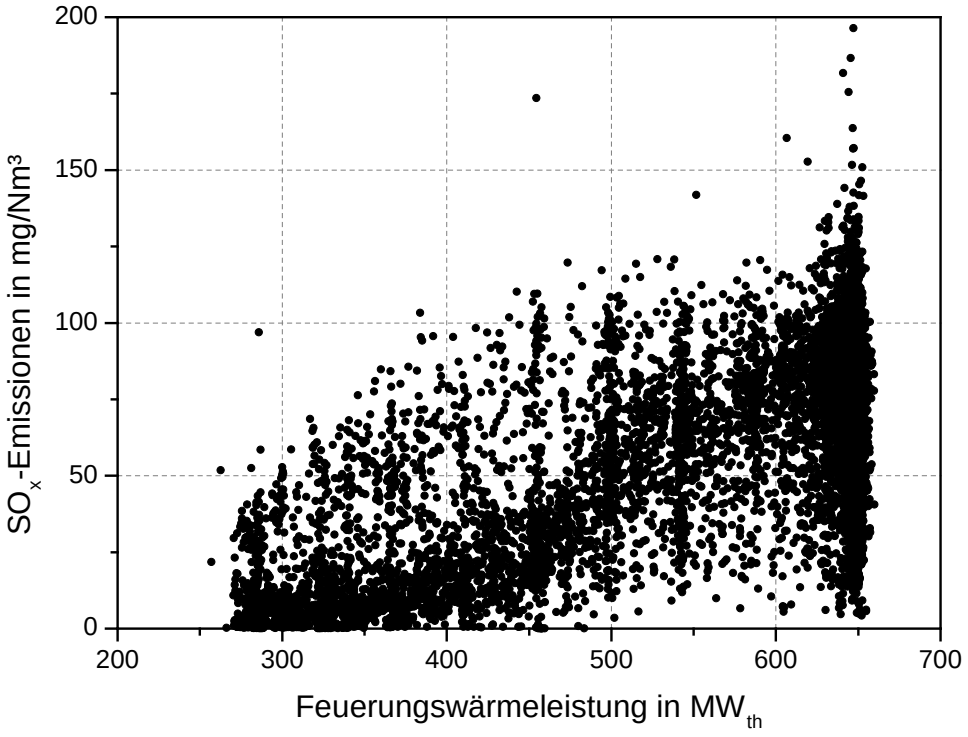

Abbildung 77: SO_2-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung

Abbildung 78 zeigt die Staubemissionen des Kraftwerkes. Die Emissionen liegen im Bereich von 0,5 mg/Nm^3. Der Elektrofilter der Anlage ist für höchste Staub Abscheidegrade ausgelegt. In Volllast schwanken die Emissionen und können bis auf 2,5 mg/Nm^3 ansteigen. Eine Lastabhängigkeit ist nicht zu erkennen.

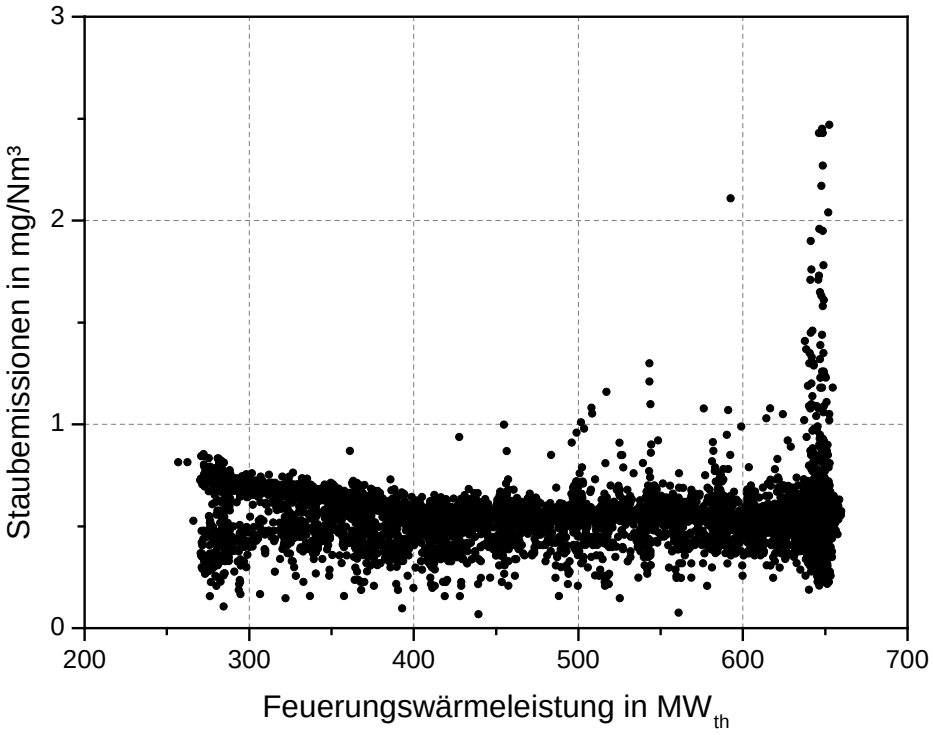

Abbildung 78: Staub-Emissionen als Funktion der Feuerungswärmeleistung

Emissionen während des Betriebs

Abbildung 79 zeigt die Emissionen während des Betriebes von einer Woche. Die minütlich aufgelösten Werte sind für den Zeitraum vom 27.2. bis zum 5.3.2012 aufgetragen. In der betrachteten Woche sind Nachtstillstände und Lastwechsel enthalten. Während des An- und Abfahrens steigen die Emissionen an. Dieses wird in der folgenden Abbildung detaillierter gezeigt. Im transienten Betrieb um den 4. März schwanken die Emissionen sehr stark.

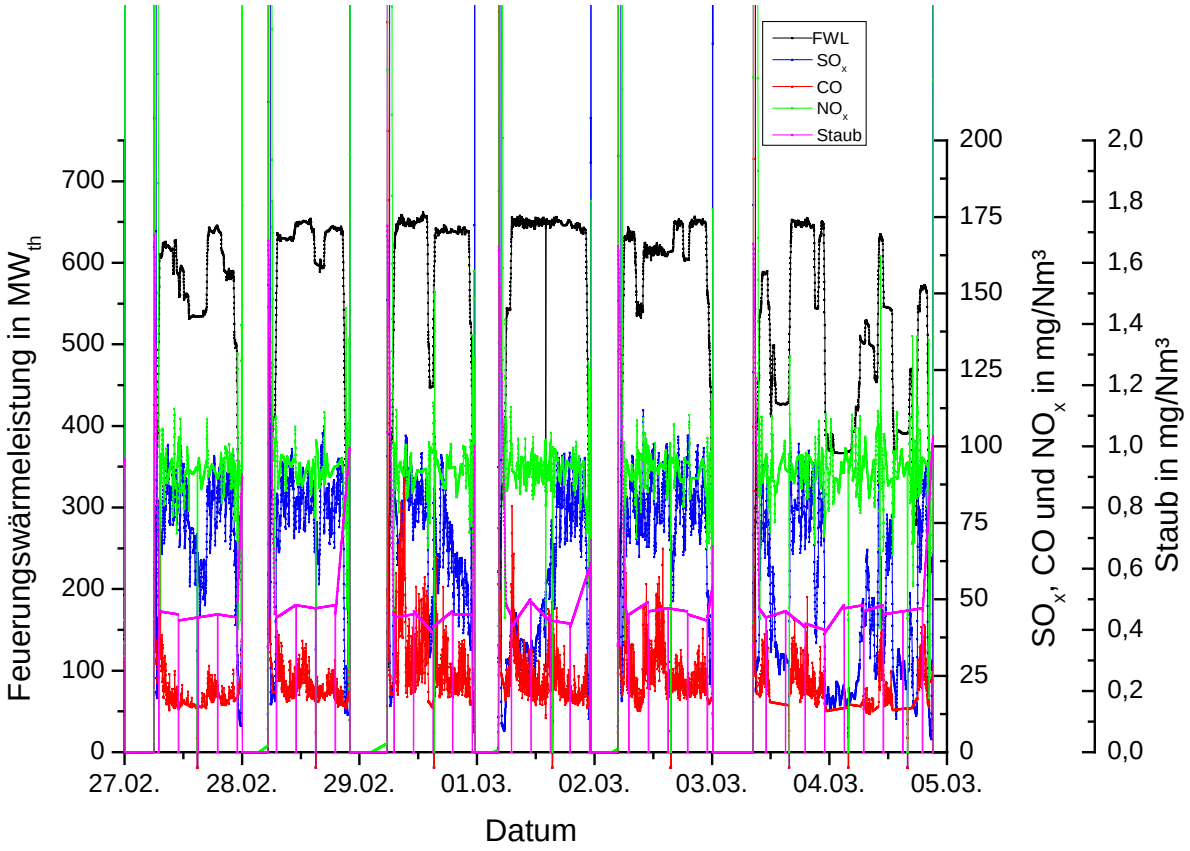

Abbildung 79: Feuerungswärmeleistung und Luftemissionen während des Betriebes vom 27.2 bis zum 5.3.2012

Emissionen während des An- und Abfahrens

In Abbildung 80 sind die Emissionen während des An- und Abfahrens dargestellt. Beim Anfahren steigen die SO_2-Emissionen auf bis zu 1400 mg/Nm^3, die Staubemissionen auf bis zu 2 mg/Nm^3, die NO_x-Emissionen auf bis zu 900 mg/Nm^3 und die CO-Emissionen auf bis zu 500 mg/Nm^3. Die CO-Emissionen sind aufgrund der Zündung der Brenner und Schwankungen in der Feuerung, was zu einer unvollständigen Verbrennung führt, so hoch. Während des Anfahrens wird die $DeNO_x$ in Abhängigkeit von der Temperatur des Katalysators automatisch geregelt. Das E-Filter ist in Betrieb. Die REA wird gleichzeitig mit dem Kessel hochgefahren, aber aufgrund der Regelung und technischen Einschränkungen können die SO_2-Emissionen schwanken. Während des Abfahrens steigen die SO_2- und Staubemissionen wie beim Anfahrbetrieb. NO_x- und CO-Emissionen steigen nicht in dem Maße wie beim Anfahren.

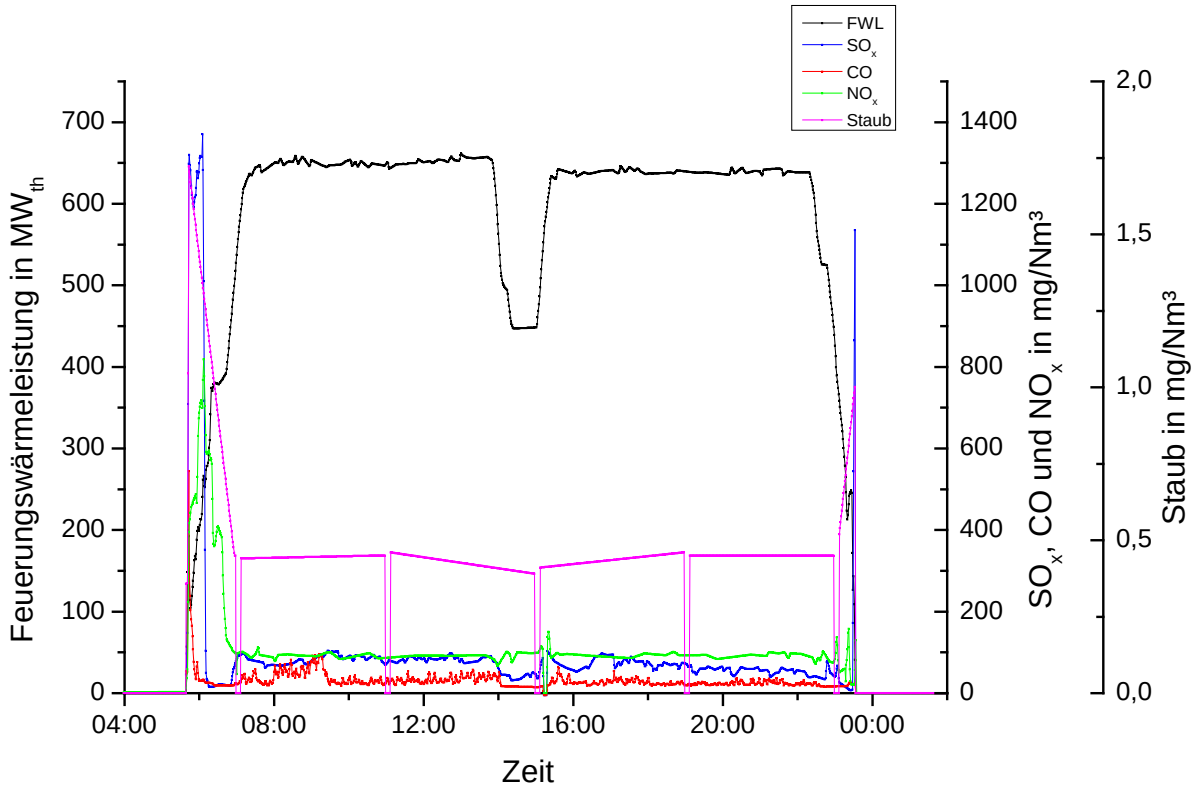

Abbildung 80: Feuerungswärmeleistung und Luftemissionen während des An- und Abfahrens

5 Lessons learned

Das Forschungsvorhaben diente im Schwerpunkt der Begleitung der Erhebung und Auswertung von für den BREFProzess relevanten Daten von Großfeuerungsanlagen. Das nun vorliegende Ergebnis ist eingeschränkt auf den mit dem Questionnaire ermittelten Datenpool.

Die vom Institut für Energietechnik während der verschiedenen Phasen der Begleitung des Revisionsprozesses gesammelten Erfahrungen zeigen, dass die nationale Koordination, Datenerhebung und Auswertung ein aufwändiger und langwieriger Prozess ist. Die Begleitung des Prozesses durch ein unabhängiges Forschungsinstitut wurde von den beteiligten Akteuren als sehr sinnvoll empfunden.

Der vom EIPPCB, u. a. mit deutscher Unterstützung, erstellte Questionnaire ist sehr detailliert und deckt alle relevanten Bereiche umfangreich ab. Es war eine intensive,, stetige Abstimmung mit den beteiligten Betreibern und Behörden notwendig, um eine hinreichend einheitliche und korrekte Datenqualität zu gewährleisten. Der Aufwand sowohl auf Betreiberseite als auch auf Seiten des unterstützenden Forschungsinstitutes war sehr hoch. Da die erforderlichen professionellen Kapazitäten zur Bearbeitung nicht bei allen einbezogenen Behörden und Betreibern gegeben war, konnte auch am Ende der deutschen Datenerhebung keine einheitliche Datenqualität erzielt werden. Die im Questionnaire im Vergleich zur nationalen Gesetzgebungen zum Teil abweichenden Begriffsdefinitionen und die nationalen Besonderheiten haben die korrekte Bearbeitung des Questionnaires zusätzlich erschwert. Weiterhin könnte eine komplette Übersetzung des Fragebogens bei der nächsten Erhebung die Bearbeitung durch die Betreiber wesentlich erleichtern. Bestimmte im Fragebogen geforderte Angaben werden von den Betreibern selten angegeben oder liegen diesen teilweise nicht vor, beispielsweise Angaben zu Kosten von BVT-Kandidaten. Es ist zudem zu überlegen, ob für zukünftige Fragebögen ein anderes Format als Microsoft Excel besser geeignet wäre.

Da ein solcher Fragebogen nie alle Anlagenspezifika abbilden kann, wäre in Zukunft zu überlegen, spezifische Fragebögen für verschiedene Anlagentypen zu entwerfen (z.B. einen für Kesselfeuerungen und einen anderen für Gasturbinen). Weiterhin werden die Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung und das zunehmend wichtiger werdende Thema der Flexibilität von Großfeuerungsanlagen nahezu gar nicht erfasst bzw. nur in Form von zusätzlichen Dokumenten erfasst. Aus den aufgeführten Gründen mussten in vielen Fällen ausführliche Kommentare eingefügt werden, die die Auswertung erheblich aufwendiger machen. Allerdings müssen solche Randbedingungen und Ausnahmen hinsichtlich der Vergleichbarkeit der Daten unbedingt im Anlagenspezifischen Kontext mitberücksichtigt werden. Weiterhin müssen technische Besonderheiten, schwankende/variierende Brennstoffmischungen und Fahrweisen mit in die Auswertung einbezogen werden.

Der Frageboden ist trotz des großen Umfangs wenig hilfreich bei der Erlangung des Verständnisses über die einzelnen Anlagen. Zusätzliche, für das Verständnis der Anlage notwendige, Dokumente sind von unterschiedlicher Qualität oder gar nicht vorhanden. Eine standardisierte Anlagenbeschreibung in Textform wäre in Zukunft sinnvoll, aber aufwändig.

Hinsichtlich des Themenfeldes „Energieeffizienz“ ist der Questionnaire ebenfalls kritisch zu betrachten. So lassen sich aus den im Questionnaire angegebenen Daten zwar ein nomineller elektrischer Wirkungsgrad und diverse Nutzungsgrade für das Referenzjahr bzw. den langjährigen Durchschnitt errechnen. Der Nutzen dieser Werte für die Genehmigungspraxis ist allerdings nur begrenzt gegeben. So sind die Randbedingungen

und Annahmen für die Eintragung der nominellen Feuerungs- und Nutzleistungen uneinheitlich, sodass diese Werte, insbesondere für KWK-Anlagen, nur schwer vergleichbar sind. Die Nutzungsgrade sind nicht für die Genehmigungspraxis relevant, da sie zwar den tatsächlichen Betrieb abbilden, aber nicht mit Abnahmeversuchen für die Ermittlung nomineller Wirkungsgrade vergleichbar sind. Zusätzlich wird im Questionnaire die wichtige Größe „Dampferzeugerwirkungsgrad“ nicht erhoben. In einem zukünftigen Revisionsprozess sollte diese Thematik stärker berücksichtigt werden.

Aufgrund der oben erörterten, aufgetretenen Probleme wird angeregt zu überprüfen, inwieweit die gesammelten Datensätze den Anforderungen des im Amtsblatt der EU am 2. März 2012 veröffentlichten Durchführungsbeschluss der Kommission 2012/119/EU vom 10. Februar 2012 mit Leitlinien für die Erhebung von Daten sowie für die Ausarbeitung der BVT-Merkblätter und die entsprechenden Qualitätssicherungsmaßnahmen gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates über Industrieemissionen (IED) entsprechen und wo Ursachen für eventuelle Mängel liegen. Nur bei Einhaltung dieser Richtlinien können vergleich- und belastbare Datensätze erhoben werden, die für eine Auswertung und Bildung sachgerechter BVT-Schlussfolgerungen tauglich sind. Es ist daher zu prüfen, ob weiterer Handlungsbedarf im Datenerhebungsprozess besteht und eine zusätzliche, tiefergehende Erhebung der für die BVT-Schlussfolgerungen besonders relevanten Emissionsdaten notwendig ist.

Problematisch ist weiterhin der Fokus des Fragebogens auf die normalen Betriebsbedingungen. So sollen laut Fußnoten 62 und 63 im Questionnaire bei den Luftemissionen OTNOCs ausgeklammert werden, also bevorzugt nur normale Betriebsbedingungen betrachtet werden. Dies wurde von den meisten Anlagenbetreibern so erfüllt. Hierbei gehen selten eintretende Betriebszustände mit z.T. signifikant höheren Emissionsniveaus verloren, obwohl diese ebenfalls Teil der Ermittlung von BVT-Schlussfolgerungen sein sollten. Somit ist fraglich, ob ein vollständiges Bild über das emissions- und umweltrelevante Verhalten der jeweiligen Referenzanlage entsteht.

Weiterhin ist zu prüfen, ob in Zukunft bei der Datenerhebung der zunehmenden Bedeutung der Flexibilisierung von Großfeuerungsanlagen Rechnung getragen werden sollte. So sollte zur Identifikation "bester verfügbarer Technik", neben der Beurteilung der Effizienz und der Emissionen, breiter vorgegangen werden und das neue, wichtige Thema der Flexibilität besonders berücksichtigt werden. Diese Aspekte werden im jetzigen Questionnaire wenig bis gar nicht betrachtet.

6 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht stellt die Essenz des vom Institut für Energietechnik der TUHH durchgeführten Forschungsvorhabens zur Unterstützung des Umweltbundesamts bei der Revision des BVT-Merkblattes "Großfeuerungsanlagen" dar.

In Kapitel 2 werden die durchgeführten Arbeiten eingeordnet. Im Zuge des Novellierungsprozesses für das BVT-Merkblatt "Großfeuerungsanlagen" wurde für die europaweite Datenerhebung ein Questionnaire entwickelt. In diesem Questionnaire, welcher von den jeweiligen Betreibern einer Großfeuerungsanlage auf freiwilliger Basis auszufüllen war, werden die Anlagen eingehend charakterisiert und hinsichtlich ihrer Umweltaspekte beschrieben. Außerdem kann Anlagentechnik als "Beste verfügbare Technik" vorgeschlagen werden. Kapitel 2 enthält überdies Anmerkungen zu den "nationalen Besonderheiten", in welchen Besonderheiten der deutschen Gesetzgebung und hieraus erwachsende Probleme bei der Bearbeitung des Questionnaires dargestellt werden.

In Kapitel 3 werden die verschiedenen Anlagentypen, die in Deutschland derzeit eingesetzt werden und Teil der Datenerhebung waren, beschrieben. Hierzu erfolgt zunächst eine Sortierung nach Brennstoffen, sodass sich Unterkapitel zu den Brennstofftypen "Gasförmige Brennstoffe", "Flüssige Brennstoffe" und "Feste Brennstoffe" ergeben, wobei jeweils eine weitere Differenzierung nach konkreten Brennstoffen und Anlagentechnologien erfolgt. Zu Beginn eines jeden Brennstoffbezogenen Unterkapitels befindet sich zunächst eine kurze Darstellung der Anlagentechnik sowie eine Auswertung der wichtigsten im Zuge der Erhebung gesammelten Daten. Dabei werden vergleichend die Emissionslevel und die Effizienzparameter der Anlagen dargestellt und eine Zusammenstellung der BVT-Vorschläge gegeben. Darauf folgend werden alle deutschen Referenzanlagen einzeln vorgestellt. In der detaillierten Anlagenbeschreibung wird auf einzelne Umweltaspekte wie Wirkungs- und Nutzungsgrade, feste Rückstände sowie Wasser- und Luftemissionen eingegangen. Dazu wurden die wichtigsten Tabellen aus den Questionnaires entnommen und eingebunden. Zudem werden mögliche Rauchgas- oder Abwasserreinigungseinrichtungen kurz beschrieben und BVT-Vorschläge ausführlicher dargestellt. Für noch detailliertere Informationen und einen kompletten Überblick über die erhobenen Daten muss jedoch auf den jeweiligen Questionnaire zurückgegriffen werden.

Vor dem Hintergrund der Zunahme der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion muss davon ausgegangen werden, dass Großfeuerungsanlagen zukünftig wesentlich flexibler betrieben werden müssen als bisher. Mit Kapitel 4 enthält der Bericht daher zusätzlich zwei Fallstudien zu lastabhängigen Emissionen einer GuD- und einer steinkohlebefeuerten Anlage. Dabei wird das Emissionsverhalten während des An- und Abfahrens sowie während spezieller Lastfälle berücksichtigt.

In Kapitel 5, „Lessons learned“, sind Hinweise für die Nutzung und für die Weiterbehandlung und Auswertung der Datensätze durch das EIPPCB gegeben. Zudem werden Verbesserungsvorschläge für zukünftige Novellierungsverfahren des BVT-Merkblattes GFA gemacht. Diese betreffen u. a. die Erstellung des Questionnaires, eine zentrale Auswertung der gesammelten Daten, die bessere Vergleichbarkeit von Daten, vor Allem im Bezug auf OTNOCs, und die Berücksichtigung von Last-Flexibilität. Im Zuge der weiteren Revision und der Ziehung von sachgerechten Schlussfolgerungen könnte es sich als erforderlich erweisen eine Nacherhebung von Anlagenspezifischen Daten oder auch Informationen zu übergeordneten Fragestellungen durchzuführen.

Des Weiteren ist im Anhang dieses Berichts ein Entwurf für ein Biomassekapitel zufinden, welches in einer neuen Version des BVT-Merkblattes eingebunden werden könnte.

Im Folgenden sei aufgrund ihrer hohen Relevanz noch einmal auf einige wesentliche Punkte hingewiesen, die sich im Rahmen der nationalen Datenerhebung, Datenauswertung und Diskussion ergeben haben:

- Neben der Erhebung der Jahresmittelwerten der Luftemissionen werden auch die 95- und 97-Perzentil-Angaben der erfassten Halbstundenmittelwerte benötigt, um gesicherte Kenntnisse über gewöhnlich einhaltbare Emissionswerte zu erhalten und aufzuzeigen, in welchen Bereichsgrenzen sich nahezu alle Halbstundenmittelwerte der Referenzanlagen wiederfinden. Zusätzlich ist die Kenntnis der Maximalwerte zur Beurteilung des Emissionsverhaltens einer Großfeuerungsanlage nötig. Weiterhin ist besonders zu beachten, wie OTNOCs bei der Datenerhebung vom jeweiligen Betreiber behandelt wurden.
- Innerhalb des vom jeweiligen Betreiber ausgewählten Referenzjahr für die Angaben im Questionnaire werden nicht unbedingt alle Anforderungen an den Betrieb einer Großfeuerungsanlage repräsentativ vorgelegen haben (so müssen beispielsweise Kuppelgaskraftwerke Gase mit starken Qualitätsschwankungen einsetzen können; diese Gase wurden aber nicht alle in dem Referenzjahr geliefert). Zusätzlich werden Kraftwerke einschließlich deren Emissionsminderungsmaßnahmen in Zukunft aufgrund der zu erwartenden Anforderungen der Energiewende unter Umständen abweichend von ihren ursprünglichen, spezifischen Aufgabenstellungen mit einem sich daraus ergebenden abweichenden Emissionsverhalten betrieben werden.
- Eine weitere Differenzierung der Leistungsklassen oberhalb von 300 MW_{th} FWL, wie sie im vorliegenden Bericht bereits eingeführt wurde, erscheint insbesondere für stein- und braunkohlebefeuerten Anlagen sehr sinnvoll.

Anhang

A Feuerungstechniken für Biomasse I
A.1 Allgemeine Informationen I
A.1.1 Biomassevorkommen I
A.1.2 Chemische Zusammensetzung und physikalische Eigenschaften von Biomasse III
A.2 Angewandte Prozesse und Techniken XI
A.2.1 Handhabung und Lagerung von Biomassen XI
A.2.2 Vorbehandlung von Biomasse XII
A.2.3 Lagerung XII
A.2.4 Trocknung XII
A.2.5 Verbrennung XIII
A.2.6 Dampferzeugung XX
A.2.7 Vermeidung und Verminderung von Schwefeloxid Emissionen XX
A.2.8 Vermeidung und Verminderung von Stickoxid-Emissionen XXI
A.2.9 Staubemissionen XXIII
A.2.10 Emissionen infolge unvollständiger Verbrennung XXV
A.2.11 Wasser und Abwasseraufbereitung XXVI
A.2.12 Handhabung von Verbrennungsrückständen und Kraftwerksrückständen XXVI
A.2.13 Emissionssenkung durch Prozessführung XXVII
A.3 Zu betrachtende Techniken für die Bestimmung von BVT XXVII
A.4 BVT für die Verbrennung von Biomasse XXVII
A.5 Gegenwärtige Niveaus des Verbrauchs und der Emissionen XXVII
A.6 Verfahren in der Entwicklung für die Verbrennung von Biomasse XXVII
A.6.1 Vorbehandlung von Biomasse XXVII
A.6.2 Vergasung von Biomasse XXVIII
Literatur XXX

A Feuerungstechniken für Biomasse

Zu Beginn dieses Kapitels werden mögliche Biomassevorkommen, die in Großfeuerungsanlagen eingesetzt werden können, erläutert. Besondere Aufmerksamkeit wird hierbei auf die chemischen und physikalischen Eigenschaften der Biomassen sowie deren Einfluss auf die notwendige Ausstattung des jeweiligen Kraftwerks gelegt. Angewandte Verfahren und Techniken sowie primäre und sekundäre Maßnahmen zur Verminderung und Vermeidung von gasförmigen, flüssigen und festen Emissionen werden dargestellt. Abschließend werden erreichbare Emissionsgrenzwerte und Wirkungsgrade diskutiert. Für die deutschen Anlagen und deren Wirkungsgrade sowie Emissionen sei auf das Kapitel 3.4.3 des Abschlussberichtes verwiesen. Der Einsatz von Biomasse in der Zellstoff- und Papierindustrie wird im Folgenden nicht berücksichtigt.

A.1 Allgemeine Informationen

A.1.1 Biomassevorkommen

Biogene Brennstoffe können bezüglich verschiedener Kriterien eingeteilt werden. Grundsätzlich wird zwischen als Abfall oder Nebenprodukt anfallenden und kultivierten Biomassen unterschieden. Auch wird zwischen holz- und halmgutartigen Biomassen unterschieden. Auch die Herkunft der Biomasse eine Eigenschaft, die für die Charakterisierung der Biomasse herangezogen wird. Typische Kategorien bezüglich der Herkunft sind Forstwirtschaft, Landwirtschaft sowie weitere in Tabelle BM 1 dargestellte Kategorien.

Die Auswahl geeigneter Biomassen für die Bereitstellung von Wärme und Strom hängt hauptsächlich von drei Aspekten ab:

- Preis
- Verfügbarkeit
- Eigenschaften

Preis und Verfügbarkeit der Biomasse bestimmen die Wirtschaftlichkeit eines kommerziellen Kraftwerks oder Heizwerks und sind deshalb die Hauptfaktoren bei der Auswahl der eingesetzten Biomasse und des Anlagenstandorts. Da die Wahl der einzusetzenden Biomasse und des Standorts regionale Aspekte beinhaltet, kann diesbezüglich keine allgemeingültige Empfehlung ausgesprochen werden. Im Folgenden werden die chemischen und physikalischen Eigenschaften verschiedener Biomassen unter dem Gesichtspunkt ihres Einflusses auf gasförmige, flüssige und feste Emissionen betrachtet. Auch mögliche Einflüsse auf die Funktionsfähigkeit der Feuerungsanlage werden aufgezeigt. Insbesondere wird auf mögliche Beeinträchtigungen durch Schlackebildung, Ablagerungen und Korrosionseffekte eingegangen.

Tabelle BM 1: Biomassearten kategorisiert nach Herkunft

Forstwirtschaft	Landwirtschaft	Andere
Stammholz	Kurzumtriebsplantagen	Holzabfälle
Holzabfälle	Energiepflanzen	Sägewerk Rückstände
Rinde	Futtergräser	Garten- und Parkabfälle aus dem Siedlungsbereich
	Stroh	Algen
	Miscanthusgras[10]	Tiermehl

A.1.1.1 Forstwirtschaft

Stammholz ist zumeist von hoher Qualität und wird ab einem Mindestdurchmesser von etwa 7 cm verwendet. Der Heizwert des wasserfreien Materials beträgt Durchschnittlich 18 MJ/kg. Die Dichte und somit die Energiedichte von Hartholz (Laubbäume) ist generell höher als die von Weichholz (Nadelbäume). Der Feuchteanteil von Hartholz ist im grünen Zustand geringer als der von Weichholz. Üblicherweise liegt die Feuchte in Größenordnungen zwischen 40 und 45 % bei Winterfällung und bei etwa 60 % bei Sommerfällung [22]. Die Anteile an Alkali- und Erdalkalimetallen sind bei Biomassen aus der Forstwirtschaft zumeist niedrig, weil kein oder nur sehr geringer Einfluss, wie z.B. durch Düngemittel, während der Wachstumsphase ausgeübt wurde.

A.1.1.2 Landwirtschaft

Der Einsatz von Düngemitteln hat großen Einfluss auf die Zusammensetzung von Biomasse aus der Landwirtschaft. Im Gegensatz zu Biomasse aus der Forstwirtschaft hat Biomasse aus der Landwirtschaft aufgrund des Düngemitteleinsatzes deutlich höhere Anteile an Chloriden, Kalium, Phosphor und Stickstoff.

Energiepflanzen

Die Feuchtigkeit des Korn von Energiepflanzen liegt zwischen 9 und 20 %. Energiepflanzen zeigen üblicherweise hohe Anteile an Stickstoff.

Stroh

Stroh hat einen Wassergehalt zwischen 10 und 40 % und hohe Anteile an Kalium- und Chlorverbindung. Diese hohen Gehalte führen zu einer geringeren Schmelztemperatur der Asche als bei anderen Biomassen. Nach der Ernte kann durch die Lagerung von Stroh im Freien ein positiver Effekt erreicht werden. Durch Regen werden Bestandteile ausgewaschen, dies reduziert den Anteil an Kalium- und Chlorverbindungen, was wiederum die Ascheschmelztemperatur anhebt. Das Auswaschen kann zu einem erhöhten biologischen Abbau führen [14].

[10] Elefantengras

Futtergräser

Futtergräser werden üblicherweise regelmäßig gedüngt und weisen deshalb hohe Konzentrationen an Stickstoff, Kalium und Phosphor im Rohmaterial auf. Abhängig vom Zeitpunkt der Ernte beträgt der Feuchteanteil zwischen 15 und 80 % [25].

Miscanthusgras

Miscanthusgras zeigt eine geringe Abhängigkeit vom Düngemitteleinsatz, da sein unterirdisches Rhizom als Puffer wirkt. Die Feuchtigkeit liegt zwischen 16 und 45 %. Miscanthusgras hat einen relativ hohen Ascheanteil von 1,5 bis 4 % [12].

Kurzumtriebsplantagen

Die häufigsten Baumarten, die auf Kurzumtriebsplantagen kultiviert werden sind Weiden und Pappeln. Auch Robinien werden teilweise auf Kurzumtriebsplantagen angebaut. Der Feuchtegehalt variiert in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Ernte zwischen 48 und 60 %. Abhängig vom Alter der Pflanze liegt der Ascheanteil zwischen 1 und 2,2 % und ist somit generell geringer als bei Futtergräsern. Feuchte und Stickstoffgehalt sind vom Alter der schnellwachsenden Bäume beeinflusst, da sich das Verhältnis von Stamm zu Rinde verändert [24]. Das Wachstum hängt hauptsächlich von der Wasserversorgung ab. Deshalb werden Kurzumtriebsplantagen weniger gedüngt und zeigen somit geringere Chlorid- und Alkalikonzentrationen.

A.1.1.3 Andere

Der größte Anteil der in Deutschland zur Wärme- und Stromproduktion in mit festen Brennstoffen befeuerten Feuerungsanlagen genutzten Biomasse ist Altholz, wie beispielsweise Bau- und Abbruchholz, Bahnschwellen und Holzpalletten. Altholz wird in die Kategorien I bis IV eingeordnet, wobei I die geringsten und IV die höchsten Schadstoffgehalte aufweist. Die Zusammensetzung des Altholzes variiert stark, besonders bezüglich der Verschmutzung aber auch im Hinblick auf Heizwert und Feuchtegehalt. Aufgrund des großen Aufwandes bei der Rauchgasreinigung, wird Altholz bevorzugt in Großfeuerungen (>10 MWth) thermisch genutzt [5].

Neben Altholz können andere Biomassen wie holz- und halmgutartiges Landschaftspflegematerial, Sägespäne, Schleifstaub, Rinde, Restholz (aus Säge- und Holzindustrie), Pellets, Algen, Tiermehl und Garten- und Parkabfälle aus dem Siedlungsbereich als Brennstoff für Biomassekraftwerke in Betracht gezogen werden. Einige dieser Biomassen werden jedoch auch zur Produktion von Biogas genutzt, in Müllverbrennungsanlagen verbrannt oder zur Bodenverbesserung eingesetzt. Der Anteil zwischen energetischer und stofflicher Nutzung hängt von Preis und Verfügbarkeit der Biomasse sowie des alternativen (fossilen) Brennstoffs ab.

A.1.2 Chemische Zusammensetzung und physikalische Eigenschaften von Biomasse

Die chemische Zusammensetzung und die dazugehörigen physikalischen Eigenschaften von biogenen Brennstoffen beeinflussen die gesamte Prozesskette: Die Vorbehandlung des Brennstoffs, die Verbrennung und die Rauchgasreinigung. Physikalische Eigenschaften wie Partikelgröße oder Schüttdichte können durch entsprechende Vorbehandlung relativ einfach verändert werden, während die chemische

Zusammensetzung hauptsächlich durch die Auswahl und Behandlung der Rohbiomasse in der Wachstumsphase bestimmt ist. Eine Ausnahme stellt hier der Wassergehalt da, der während der Lagerung und durch Vorbehandlung beeinflusst werden kann. Eine aktive Trocknung benötigt zusätzliche Energie und verändert deshalb den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses.

Der größte Teil der Emissionen bei der Verbrennung von Biomasse stammt aus der Oxidation der chemischen Anteile Kohlenstoff und Wasserstoff zu Kohlenstoffdioxid und Wasser. Diese Emissionen sind unvermeidbar, da die zugrundeliegenden Reaktionen den Hauptanteil der freigesetzten Wärme bereitstellen. Lediglich eine Erhöhung des Wirkungsgrades (thermisch & elektrisch) kann die Emissionen von Kohlenstoffdioxid spezifisch auf die bereitgestellte Wärme- und Strommenge verringern. Trotzdem wird die Verbrennung von Biomasse als CO_2 neutral eingestuft, weil die Pflanzen in ihrer Wachstumsphase so viel CO_2 durch Photosynthese binden wie durch die Verbrennung freigesetzt wird. Der notwendige Transport und die hieraus entstehenden Emissionen sind in dieser Bilanz nicht berücksichtigt und sollten für jedes Kraftwerk in Abhängigkeit des Standortes und der Herkunft der verbrannten Biomasse berücksichtigt werden.

Unter Berücksichtigung der Emissionsvorbeugung ist der Gehalt von Stickstoff (N), Schwefel (S), Chlor (Cl), von Alkalimetallen wie Natrium (Na) und Kalium (K) sowie Erdalkalimetallen wie Magnesium (Mg) und Calcium (Ca) von besonderer Bedeutung. Diese Inhaltsstoffe haben einen großen Anteil an der Entstehung von Luftschadstoffen wie Stickoxiden (NO_x), Schwefeloxiden (SO_2, SO_3), Chlorverbindungen und Partikeln.

Des Weiteren ist der Gehalt von Schwermetallen in der Biomasse kritisch zu betrachten, da diese Verbindungen zu der Entstehung von gasförmigen Schadstoffen beitragen und eine wichtige Rolle bei der Entsorgung und möglichen Nutzung der anfallenden Aschen spielen [9].

Der Gehalt an partikelbildenden Elementen wie insbesondere K, Na, P, S, und Cl hängt von der Pflanzenart ab und variiert in Abhängigkeit der natürlich und künstlich zur Verfügung gestellten Nährstoffe [2]. Diese Nährstoffe werden für das Pflanzenwachstum benötigt. Sie sind in Form von Mineralien im Boden verfügbar oder werden durch systematische Düngung bereitgestellt. Die wesentlichsten Nährstoffe Stickstoff, Phosphor und Kalium werden in großen Mengen zugeführt, während sekundäre Nährstoffe wie Mg, Ca, und S genau wie Spurenelemente (Mn, Fe, Cu, Zn) in kleinen Mengen zugeführt werden. Obwohl der direkte Einfluss von Chlor, Natrium und Silizium als Nährstoffe bislang nicht bewiesen ist, finden diese Elemente Anwendung als Inhaltstoff bei üblichen Düngemitteln [9].

Im Gegensatz zum Schwefelanteil in der Biomasse, der nahezu unabhängig von der Schwefelversorgung in der Wachstumsphase ist, kann der Chloranteil in der Biomasse signifikant durch den Austausch eines chlorbasierten Düngers mit einem schwefelbasierten Dünger reduziert werden. Chlorbasierte Dünger verursachen während der Verbrennung einen in etwa doppelt bis vierfach höheren Übergang von Alkalien in die Gasphase verglichen mit schwefelbasierten Düngern [9.

Der Mineralstoffanteil der Biomasse hängt stark vom Zeitpunkt der Ernte ab. Dafür gibt es zwei Hauptgründe [2, 9]:

- Im Zuge des natürlichen Alterungsprozesses werden die Nährstoffe von den Blättern in die Wurzeln verschoben.
- In geernteter, halmgutartiger Biomasse führt Regen zum Auswaschen von Nährstoffen, was den Mineralstoffanteil verringert.

Eine systematische Auswaschung von Salzen aus der Biomasse ist nach der Ernte möglich. Bei Stroh kann der Kaliumanteil durch Regen und eine verlängerte Verweildauer auf dem Feld um bis zu 70% verringert werden. Mit nachfolgender (mechanischer) Trocknung der Biomasse kann diese Technik auch in stationären Vorbehandlungsanlagen genutzt werden. In einer Testanlage wurde der Alkalimetallgehalt von hölzerner Biomasse um bis zu 35 % verringert. Bei Stroh betrug die Minderungsrate bis zu 95 % [9, 11, 10].

Die zum Wachstum benötigten Nähstoffe und Alkalimetalle werden primär in den Blättern und schnellwachsenden Teilen der Pflanze benötigt. Deshalb bestimmt die Wahl der Teile, die von der Pflanze genutzt werden, den Aschegehalt, die Elementarzusammensetzung und somit letztlich auch die Emissionen der Feuerung.

Insbesondere halmgutartige aber auch holzartige Biomassen können für Transport und Lagerung durch Pelletierung und Brikettierung thermisch oder durch Zugabe von Additiven vorbehandelt werden.

Bei der Pelletierung wird das im Holz enthaltene Lignin üblicherweise als Bindemittel für die Pellets genutzt. Das Lignin wird teilweise durch die hohen Temperaturen, die durch Reibung in den Pressmatrizen erzeugt werden, verflüssigt [16, 19]. Teilweise wird zusätzlich Stärke, pflanzlich hergestelltes Paraffin oder natürliche Molasse als unterstützendes Bindemittel zugegeben. Gebrannter Kalk und Kaolin werden zur Anhebung der Ascheschmelztemperatur des BioBrennstoffes zugegeben [26]. Kalk wird außerdem in Verbindung mit Gewebefiltern genutzt, um gasförmige Schadstoffe wie Quecksilber, Dioxine, Furane und Chlorwasserstoff [8] zu binden und abzuscheiden. Die Zugabe von Kaolin führt zur Einbindung der Alkalien in Aluminium-Silikat-Moleküle, wodurch die Feinstaubemissionen (PM 2,5) um bis zu 60 % reduziert werden können [26, 1]. Die Alkalimetalle liegen durch diese Maßnahme gebunden in den Aluminiumsilikaten in der Bodenasche vor [1]. Die Zugabe von gebranntem Kalk reduziert die Menge an Feinstaub um ca. 30 % [26].

Methoden zu Reduzierung der Feinstaubemissionen sind deshalb das bereits erwähnte Waschen, das zusätzlich energieintensives Trocknen notwendig macht, oder die Zugabe von Alkaliextrahierenden Lösungen. Ein möglicher Vorteil des Auswaschens kann die Rückgewinnung und somit mögliche Wiederverwendung der Nährstoffe sein [4].

Tabelle BM 2 zeigt die chemische Zusammensetzung einiger Biomassen. Es ist auffällig, dass halmgutartige Biomassen und Rinde deutlich höhere Anteile an ungewollten Inhaltstoffen haben als Stammholz. Speziell die höheren Chloranteile können zu Problemen im Hinblick auf Emissionen und Korrosion führen. Zusätzlich verringern hohe Alkalianteile wie Kalium die Ascheschmelztemperatur und erhöhen so die Gefahr von Verschlackungen und Ablagerungen [13].

Im Folgenden wird die Verbindung zwischen der chemischen Zusammensetzung der Biomasse und der Bildung von Schadstoffen beschrieben, um eine Diskussion der Emissionsvermeidungsmaßnahmen in späteren Kapiteln zu ermöglichen.

Tabelle BM 2: Elementarzusammensetzung und Heizwert verschiedener Biomassen (Typische Werte) [12, 13]

	Brennstoffzusammensetzung							Aschebestandteile								
	C[a]	H[a]	O[a]	N[a]	S[a]	Cl[a]	ash[b]	Ca[b]	Na[b]	K[b]	Cd[b]	Zn[b]	Pb[b]	Si[b]	H_u	$T_{Asche,schmelz}$
	wt%	wt%	wt%	wt%	mg/kg	mg/kg	wt%	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	MJ/kg	°C
Einheit	49,8	6,3	43,2	0,13	150	50	0,3	900	20	400	0,1	10	2	150	18,8	1,4
Nadelhölzer ohne Rinde	47,9	6,2	45,2	0,22	150	60	0,3	1200	50	800	0,1	10	2	150	18,4	
Laubholz ohne Rinde	51,4	5,7	38,7	0,48	850	190	4,0	5000	300	2000	0,5	100	4	2000	19,2	1,45
Nadelhölzer Rinde	55	6	40	0,3	850	190	5,0	15000	100	2000	0,5	50	5	10000	--	
Laubholz Rinde	47,1	6,1	44,3	0,54	450	40	2,0	5	--	3	2	70	0,1	--	18,4	1,3
Weiden	45,6	5,8	42,4	0,48	820	1900	5,0	4	500	10	0,1	10	0,5	10	17,3	950
Weizenstroh	43,6	6,5	44,9	2	1200	400	2,0	500	--	5	0,05	30	0,1	--	17,0	700
Weizenkorn					300-2000	300-4000			200-3000	800-2500	0,3-3	200-1200	50-400	1500-15000		
Altholz [21]	47,5	6,2	41,7	0,73	1500	2200	5,0	2	--	7	0,1	10	2	--	17,6	

Beste verfügbare Techniken: Großfeuerungsanlagen (Revision des BVT Merkblattes)

	Brennstoffzusammensetzung							Aschebestandteile								
Miscanthus-gras	--	--	--	<0,6	<1000	<1000	<4	15000-35000	<500	<1,500	<0,1	<200	<100	<4,000	--	>1,000

a: wasser- und aschefrei; b: wasserfrei c: Kurzumtriebsplantagen

A.1.2.1 Stickstoff

Von den drei Mechanismen zur Bildung von Stickoxiden (Brennstoff, thermisch, prompt) ist bei der Verbrennung von Biomasse nur die Brennstoff-NO_X Bildung von Bedeutung. Grund ist die relativ geringe Verbrennungstemperatur von 800 bis 1200 °C. Die Bildung von thermischem und promptem NO_x setzt erst bei höheren Temperaturen ein. Der Brennstoffstickstoff wird fast vollständig zu molekularem Stickstoff (N_2) oder Stickoxiden (NO_X) konvertiert, lediglich ein vernachlässigbar kleiner Anteil wird in der Asche gebunden. Eine hohe Sauerstoffkonzentration unterstützt die NO_X Bildung, während niedrige lokale Sauerstoffkonzentrationen die Bildung von molekularem N_2 fördern. Diese Zusammenhänge werden in den Primärmaßnahmen (Luftstufung / Brennstoffstufung) zur NO_x Reduktion genutzt (vgl. Kapitel A.2.8)

Dementsprechend führen höhere Stickstoffanteile im Brennstoff zu erhöhten NO_X Emissionen. Eine Empfehlung, um kostenintensive Primär- und Sekundärmaßnahmen zu umgehen, ist die Begrenzung des Stickstoffanteils im Brennstoff auf unter 0,6 Ma.-% (trocken) [17]. Dieser Stickstoffanteil könnte besonders bei Stroh, Getreide, Gräsern, Körnern und Fruchtrückständen überschritten werden.

Ein Beispiel für eine Biomasse mit sehr hohem Stickstoffanteil sind Holzspanplatten. Für die Herstellung der günstigsten und am häufigsten genutzten Arten von Spanplatten werden Harze auf Harnstoffbasis ($(NH_2)_2CO$) oder Formaldehyd (CH_2O) verwendet. In Abbildung BM 1 sind die NO_X Emissionen in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffes und der Verbrennungstemperatur aufgezeigt. Wie bereits erwähnt sind die prompte und die thermische NO_X Bildung aufgrund der geringen Verbrennungstemperatur vernachlässigbar.

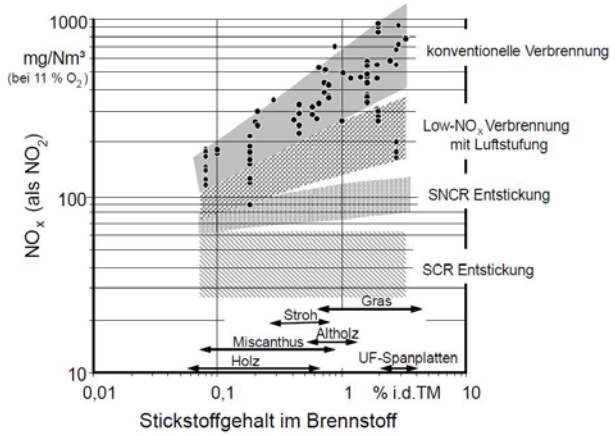

Abbildung BM 1: Höhe der Stickoxidemissionen in Abhängigkeit der eingesetzten Verbrennungstechnologie und der Nutzung von primären und sekundären Minderungsmaßnahmen zur Stickoxidreduzierung für unterschiedliche Stickstoffkonzentrationen der eingesetzten Biomasse [15]

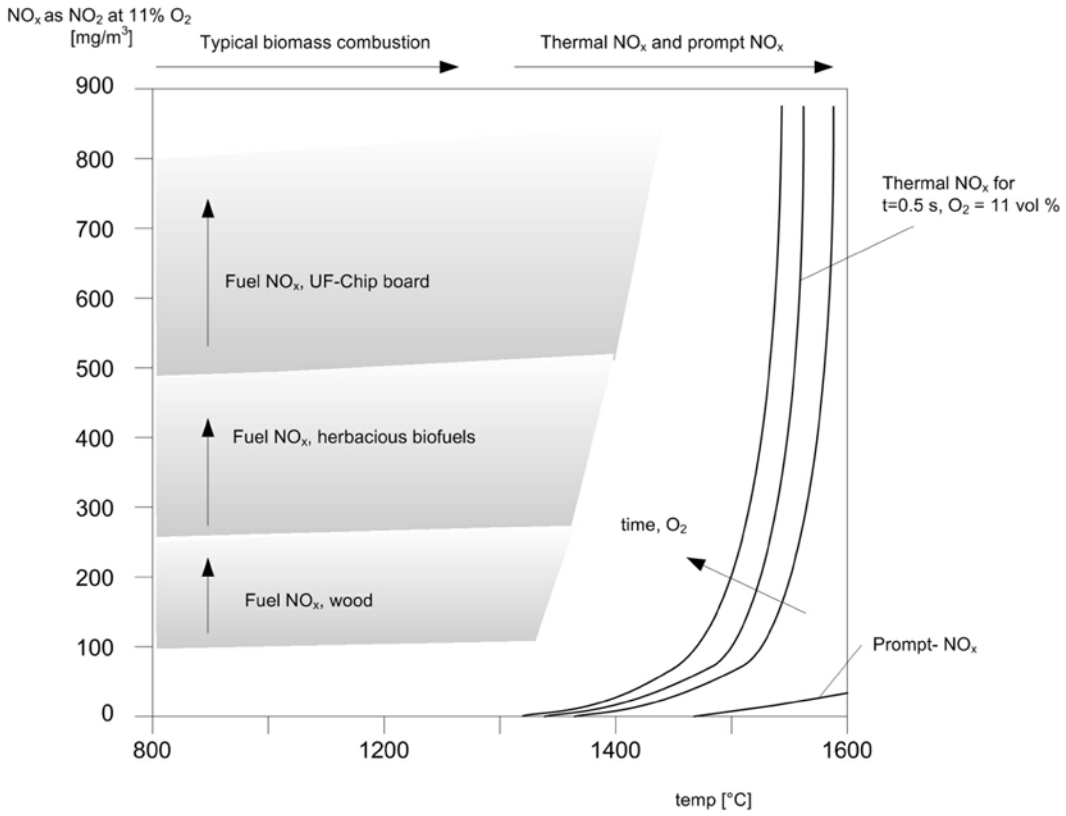

Abbildung BM 2: NOx Emissionen in Abhängigkeit von Verbrennungstemperatur und Art des Brennstoffs [14]

A.1.2.2 Schwefel

Der Hauptanteil des Brennstoff-Schwefels wird während der Verbrennung zu Schwefeldioxid (SO_2) und Schwefeltrioxid (SO_3) oxidiert, wobei der SO_3 Anteil am gesamten SO_X üblicherweise bei unter 5 % liegt. In der Literatur gibt es verschiedene Angaben über Konversionsraten von SO_2 zu SO_3 [3], [6]. Ein signifikanter Anteil des Brennstoffschwefels wird als fester Anteil in der Asche zurückgehalten. Die Menge des in der Asche gebundenen Schwefels hängt von der Temperatur des Rauchgases, der Schwefelkonzentration im Rauchgas und den Eigenschaften der Flugasche, insbesondere den Konzentrationen von Kalium (K), Natrium (Na), Kalzium (Ca) und Magnesium (Mg), ab.

Der Schwefelanteil des Brennstoffes ist nicht nur im Hinblick auf gasförmige Emissionen relevant, sondern auch aufgrund der Korrosionseigenschaften der Schwefelsäure (Tieftemperaturkorrosion, z.B. Kondensation von SO_3 als H_2SO_4) und der Tendenz, die Hochtemperaturkorrosion durch Chloride zu verstärken. Die schwefligen Verbindungen im Rauchgas kondensieren bei sinkenden Temperaturen auf Oberflächen (Wärmeübertrager, Partikeln, Aschen) und bilden Sulfate. Die Sulfation von Alkali und Erdalkalichloriden setzt Chlor frei, was die Bildung von $FeCl_2$ und $ZnCl_2$ an den Rohren der Wärmeübertrager und den Dampferzeugerwänden verursacht [9].

A.1.2.3 Chlor

Wenn Chlorwasserstoff (HCl) im Rauchgas enthalten ist kann dieser – katalysiert durch Alkali- und Erdalkaliarten sowie SO_2 in Ablagerungen – molekulares Chlor (Cl_2) bilden. Das Chlor kann bereits bestehende, passivierende Eisenoxidschichten durchbrechen.

Dieser Mechanismus führt bei steigenden Temperaturen zur verstärkten Bildung von gasförmigem Eisenchlorid, das die sogenannte Hochtemperaturkorrosion verursacht [20].

Chlor kann außerdem giftige, langlebige und kanzerogene polychlorierte Dibenzodioxine (PCDD) und Dibenzofurane (PCDF) bilden. Außerdem verringert es den Ascheschmelzpunkt, was zu erhöhtem Risiko für die Bildung von Verschlackung und Ablagerungen führt.

A.1.2.4 Schwermetalle

Die Mehrheit der Schwermetalle wie Kupfer (Cu), Blei (Pb), Zink (Zn), Chrom (Cr), Cadmium (Cd) und Quecksilber (Hg) werden in der Asche zurückgehalten und haben deshalb einen Einfluss auf die Wiederverwendbarkeit der Asche. Von allen Schwermetallen sind Cadmium, Zink und Blei die flüchtigsten und neigen zur Kondensation auf Flugaschepartikeln. Manche Schwermetalle zeigen auch katalytische Wirkung im Bezug auf PCCD und PCDF.

A.1.2.5 Asche und aschebildende Bestandteile

Hauptsächlich die Alkali- und Erdalkalimetalle wie Kalium (K), Natrium (Na), Magnesium (Mg), Calcium (Ca) sowie Chlor (Cl) und Aluminium (Al) bestimmen die Eigenschaften der bei der Verbrennung von Biomasse zurückbleibenden Asche. Insbesondere ein verringerter Ascheschmelzpunkt[11] ist für Betriebsprobleme durch Verschlackung und Ablagerungen verantwortlich. Ca, Mg und Al erhöhen die Ascheschmelztemperatur während Cl, K und Na sie verringern [9, 18]. Dies führt zu einer großen Breite des Ascheschmelztemperaturbereichs verschiedener Biomassen von etwa 1300 °C für Holz bis zu 700 °C für Weizen. Der genaue Wert ist ebenfalls von der Lagerung und Vorbehandlung der Biomasse abhängig.

Ein positiver Effekt erhöhter Erdalkalianteile ist eine verstärkte Einbindung von Schwefel und Chloriden. Diese Einbindung führt zu geringerer Schadstoffbelastung bei allen folgenden Rauchgasreinigungsanlagen.

Nicht nur die Eigenschaften, sondern auch die Menge der anfallenden Asche einer bestimmen Biomasse ist für den Betrieb des Kraftwerks sowie für die Vermeidung und Minderung der Emissionen relevant. In Tabelle BM 2 ist ersichtlich, dass halmgutartige Biomassen eine unvorteilhafte Kombination hohen Ascheanteils mit großer Erdalkalifraktion aufweisen. Speziell die Nutzung von Stroh, Energiepflanzen und Miscanthusgras leidet unter dem hohen Ascheanteil mit niedriger Ascheschmelztemperatur.

[11] Sintertemperatur<Erweichungstemperatur<Halbkugeltemperatur<Schmelztemperatur

A.2 Angewandte Prozesse und Techniken

Im Folgenden werden derzeit in Deutschland angewandte Verfahren und Techniken beschrieben, die direkt oder indirekt die gasförmigen, flüssigen oder festen Emissionen von biomassebefeuerten Großfeuerungsanlagen beeinflussen.

A.2.1 Handhabung und Lagerung von Biomassen

Biomasse hat bestimmte Eigenschaften, die sie von anderen festen Brennstoffen wie Kohle unterscheidet. Das stellt besondere Ansprüche an Anlagen, die Biomasse handhaben und transportieren. Diese Eigenschaften sind:

- relativ geringer Heizwert;
- geringe Dichte;
- Tendenz, zu gefrieren (aufgrund des hohen Feuchtigkeitsanteils);
- Risiko der Selbstentzündung;
- biologische Degradierung und Entgasung;
- Brückenbildung;
- Neigung zur Staubfreisetzung;
- oft beachtliche Verunreinigung mit Holz und Steinen.

Aus verschiedenen Ökobilanzen geht hervor, dass die Emissionen aus Produktion und Transport der Biomasse im Vergleich zu den Emissionen aus der Verbrennung vernachlässigt werden können.

Zur Lagerung feiner, staubförmiger Biomassen sind geschlossene Bunker und Lagerstätten mit Entstaubungseinrichtung notwendig. Hackschnitzel und Rinde werden längere Zeit in offenen Halden gelagert, die abgedeckte Lagerung ist dem klassierten und (vor-)gemahlenen Brennstoff für den täglichen Bedarf vorbehalten.

Zum Transport des Brennstoffs von der Lagerstätte zur Feuerung können z.B. Förderbänder zum Einsatz kommen. Ein endloses Band, welches über zwei Umlenktrommeln läuft, wird zum Austragen der Biomasse aus dem Lager eingesetzt. Förderbänder können für Stück- oder Schüttgut verwendet werden, die Konstruktion ist einfach, preiswert und bietet die Möglichkeit, eine Wage zu installieren. Nachteilig ist hierbei, dass die Vermeidung von Staubemissionen bei offenen Förderbändern teuer ist. Außerdem sind sie empfindlich gegen äußere Einflüsse wie Temperatur oder Verschmutzungen im Bereich der Antriebsscheiben. Abgedeckte und damit deutlich teurere Förderbandsysteme umschließen das geförderte Material und vermeiden dadurch Staubemissionen. Alternative Systeme mit Kettenförderer wie z.B. Trogkettenförderer oder Kratzförderer können für Sägemehl, Rinde und Holzhackschnitzel eingesetzt werden. Um Staubemissionen zu vermeiden kann die gesamte Fördertechnik verkleidet werden. Schneckenförderer erlauben die Förderung von Schüttgütern ohne Staubemissionen. In Becherwerken können Probleme mit Staubemissionen und Dreckanhaftungen auftreten, wenn feine Partikel mit hoher Geschwindigkeit befördert werden [14].

Ein wesentliches Risiko bei biomassebefeuerten Feuerungsanlagen sind Feuer- und Explosionsgefahr, z.B. in der Brennstoffördertechnik oder schon auf dem LKW beim Transport. Die Freisetzung von flüchtigem Staub aus dem Brennstoff muss vermieden werden, dies kann beispielsweise durch den Einsatz von Wassersprühern erfolgen.

Um Transport, Umladen und Lagerung von Stroh sicher bewerkstelligen zu können, bedarf es besonderer Maßnahmen. Die Handhabung von Stroh erfolgt fast ausschließlich in Form von Ballen mit einem Einzelgewicht von etwa 400 – 700 kg. LKW transportieren jeweils 20 oder 24 Ballen von den Feldern oder Bauern zum Kraftwerksstandort, wo die LKW durch spezielle Hängekräne entladen werden. Parallel wird die Qualität des Strohs bezüglich Gewicht und Feuchte überprüft. Die Strohladungen (10 oder 12 Ballen pro Ladung) werden entweder an eine freie Stelle im Strohlager zur Einlagerung oder direkt zu den Aufbereitungsanlagen gebracht.

Die Strohballen werden vom Lager von einer Kran- und Prüfförderanlage abtransportiert und mittels Ballenauflösern zerkleinert, bevor sie der Feuerung zugeführt werden.

A.2.2 Vorbehandlung von Biomasse

Biomasse kann Elemente und Verbindungen beinhalten, die während der Verbrennung umweltschädliche Emissionen und Ablagerungen in Feuerung und Dampferzeuger bilden können. Die Vorbehandlung der Biomasse sollte die Zusammensetzung dahingehend beeinflussen, dass die anschließende Verbrennung der Biomasse den kleinstmöglichen Einfluss auf die Kraftwerkskomponenten, insbesondere auf den Kessel und die im weiteren Rauchgasweg befindlichen Komponenten zur Rauchgasreinigung hat.

Große Fremdkörper wie Metallstücke können durch einen Überbandmagnet (ferromagnetische Metalle) und eine Magnetwalze (nichtmagnetische Metalle) entfernt werden. Anschließend werden größere Biomassestücke abgeschieden. Das Ergebnis der Vorbehandlung ist ein Brennstoff, der fast frei von metallischen Verunreinigungen ist. Beim Einsatz von Holzabfällen kann die Abscheidung von kleinen Eisen- und Nichteisenmetallpartikeln den Anteil an Verunreinigungen und damit an aschebildenden Elementen deutlich verringern [5].

A.2.3 Lagerung

Als Hauptrisiken während der Lagerzeit zwischen Anlieferung und Nutzung von Biomasse sind folgende Punkte zu sehen: Selbstentzündung, Pilzbefall und Geruchsbildung, Masseverlust durch biologische Degradierung, Wiederbefeuchtung, Agglomeration durch Frost, Entmischung, Entstehung von Sickerwasser und Staubemissionen.

Ein geringer Wasseranteil in der Biomasse (unter 20 ma.-%) verhindert die meisten genannten Probleme. Ein Schutz des Lagers vor Regen und entsprechende Lüftung lassen den Feuchteanteil mit der Zeit abnehmen. Falls der Feuchtegehalt der Biomasse weiterhin problematisch hoch bleibt, ist eine Trocknung vor der Lagerung die einzige Option. Wenn möglich sollten schnell degradierende Materialien wie Blätter vor der Lagerung entfernt werden. Um die mögliche Lagerzeit zu verlängern, ist eine grobe Struktur der Biomasse vorteilhaft weshalb eine Zerkleinerung erst kurz vor der Verbrennung stattfinden sollte.

A.2.4 Trocknung

Der Feuchtegehalt von BiomasseBrennstoffen variiert sehr stark in Abhängigkeit der Biomasseart, der Erntezeit, der Vorbehandlung sowie der Art und Dauer der Lagerung. Um die Verbrennung zu optimieren (hohe Effizienz, geringe Emissionen), sollte der Feuchtegehalt des Brennstoffes so konstant wie möglich sein. Zum Einsatz von Brennstoff mit stark unterschiedlichen Feuchtegehalten sind eine anspruchsvollere

Verbrennungstechnologie und ein Prozessüberwachungssystem notwendig. Dies erhöht die Investitionskosten.

Wie bereits erwähnt sind Lagerung und Trocknung von Biomasse oft miteinander verbunden. Aktive Trocknung unter Zuhilfenahme von externer Wärme wird in existierenden Anlagen zumeist nicht angewendet, wenn keine ökonomisch einsetzbare Wärmequelle (Abwärme) verfügbar ist. Stattdessen wird das Potential der natürlichen Trocknung so weit wie möglich ausgenutzt.

Die Trocknung durch passive Belüftung kann in die Kategorien Bodentrocknung, Trocknung durch natürliche Konvektion und Trocknung durch Eigenerwärmung unterteilt werden.

Bodentrocknung bezeichnet das Ausbreiten der feuchten Biomasse auf dem Boden, welcher von Luft überströmt wird. Im Falle günstiger klimatischer Bedingungen kann der Feuchteanteil schnell auf bis zu 20 % innerhalb eines Tages reduziert werden. Nachteil der Bodentrocknung ist die große benötigte Fläche, eine mögliche Wiederbefeuchtung, wenn kein Regenschutz installiert ist und eine mögliche Verunreinigung der Biomasse, wenn das Material auf unbehandeltem Untergrund liegt.

Natürliche Konvektion tritt auf, wenn Biomasse gestapelt wird, wie es in der Regel mit Holz unmittelbar nach der Ernte getan wird. Innerhalb eines Jahres kann der Wasseranteil so von ursprünglich über 50 auf 20 - 30 % reduziert werden.

Biomasse hat bei der Lagerung als lose Schüttung die Tendenz, sich selbst zu erwärmen. Dieser Effekt unterstützt die Trocknung durch natürliche Konvektion. Wenn der Untergrund luftdurchlässig und die Biomasse grob gestapelt ist, führt die Selbsterwärmung zu einer effizienten Trocknung ohne großen Masseverlust.

Trocknung durch aktive Belüftung kann in Varianten mit und ohne Nutzung von externer Wärme unterteilt werden.

Insbesondere feinere Biomasseschüttungen benötigen aktive Belüftung, um das Risiko der Selbstentzündung zu vermeiden, einen angemessenen konvektiven Luftstrom zu erreichen und somit einen ausreichenden Trocknungseffekt zu erzielen. Durch die Selbsterhitzung der Biomasse wird die bereitstellte kalte Luft erwärmt und der Trocknungsprozess begünstigt. Die vorherige Erhitzung der zur Trocknung bereitgestellten Luft führt zu einer geringeren Wasserbeladung und somit zu einem schnelleren Fortschritt der Trocknung.

Eine von der Lagerung unabhängige Trocknung wird nur selten angewendet. Ein Beispiel ist die Herstellung von Pellets oder Briketts. Verfügbare Trocknungstechnologien schließen Bandtrockner, Schubwendetrockner, Rotationstrockner, Trommeltrockner und Dampftrockner ein. Die Trockner können direkt mit heißem Rauchgas oder indirekt mit heißem Wasser, Dampf oder Thermoöl betrieben werden.

Die Nutzung von verfügbarer Abwärme oder Sonneneinstrahlung ist die ökonomischste Option. Die zusätzlichen Kosten für die Trocknung müssen mit den Einsparungen aufgrund von Wirkungsgradsteigerungen gegenüber gestellt werden (niedrigerer Rauchgasstrom, niedriger Brennstoffbedarf).

A.2.5 Verbrennung

In deutschen Biomassekraft- und -heizwerken werden entweder Rost- oder Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt. Staubfeuerungen werden bei der ausschließlichen Verbrennung von Biomasse in Deutschland nicht eingesetzt. Im Falle der Mitverbrennung

von Biomasse in einer Staubfeuerung ist das Mahlen und Verbrennen der Biomasse zusammen mit der Kohle üblich.

Tabelle BM 3: Eigenschaften verschiedener Verbrennungstechniken für Biomasse

	Vorschubrost	Wanderrost	Wirbelschicht
Feuerungswärmeleistung (MW_{th})	5 – 100	10 – 110	50 – 400
Möglicher Heizwert des Brennstoffes (MJ_{th}/kg)	7– 11 vorgewärmte Verrennungsluft 11 – 16 w/ Rauchgas-rezirkulation	10 – 13 vorgewärmte Verrennungsluft 13 – 17 w/ Rauchgas-rezirkulation	6 – 30
Rostflächenbelastung (MW_{th}/m^2)	< 1.0	1.3 -2.0	1.5 - 7
Zulässiger Staubanteil < 1 mm (im Brennstoff)	< 10 wt.-%	< 10 wt.-%	< 20 wt.-%
Luftzahl	1,5	1.35	1.25-1.30

Bezüglich der gasförmigen und festen Emissionen zeigen Wirbelschichten aufgrund homogener und deshalb gut regelbarer Verbrennungsbedingungen zumeist geringe CO und NO_X Emissionen. Rostfeuerungen und Festbettfeuerungen emittieren dafür weniger Staubpartikel und ermöglichen einen besseren Ausbrand der Flugasche [14]. In einer deutschen Studie von 2008 wurden 24 von 30 untersuchten biomassebefeuerten Kraftwerken mit Rostfeuerung betrieben (16 Vorschubroste, 8 Wanderroste). Die verbleibenden 6 Kraftwerke waren als Wirbelschichtfeuerungen ausgeführt (3 stationäre und 3 zirkulierende) [18]. 2012 waren 28 biomasse-befeuerte GroßAnlagen in Betrieb, davon 17 Rostfeuerungen und 11 Wirbelschichtefeuerungen.

A.2.5.1 Rostfeuerung

Rostfeuerungen sind eine der ältesten Verbrennungstechnologien und wurden ursprünglich für Kohle verwendet. Aufgrund der geringen Anfälligkeit bei problematischen Brennstoffen sind Rostfeuerungen die am häufigsten eingesetzte Technologie bei der Verbrennung von Biomasse. Für den Einsatz im Großkraftwerksbereich sind Vorschubrost und Wanderroste von besonderer Relevanz.

Der Verbrennungsprozess bei Rostfeuerungen ist nicht so gut regelbar wie es bei Staubbrennern oder in Wirbelschichten der Fall ist. Rostfeuerungen sind bezüglich der Feuchtigkeit (5 - 60 %) und des Heizwerts (7-17 MJ_{th}/kg) des eingesetzten Brennstoffes verglichen mit den zuvor genannten Feuerungstechniken flexibel.

Der Vorteil der Rostfeuerung bezüglich der variablen Brennstoffzusammensetzung wird zu einem Nachteil, wenn sich die Brennstoffzusammensetzung während des Betriebs ändert. Aufgrund der unterschiedlichen Brennstoffzusammensetzung in einer Brennstoffcharge können sich Verbrennungsreaktionen, Temperaturen und damit die Emissionsbildung und das Ausbrandverhalten in den verschiedenen Zonen des Rostes verändern. Dies macht die Regelung der Verbrennung zu einer komplexen Aufgabe.

In einer Rostfeuerung wird der Brennstoff immer zuerst getrocknet. Danach setzt die Pyrolyse ein und abschließend wird das Restkoks verbrannt. Der bei der Pyrolyse

freigesetzte Teil an Brennstoffenergie beträgt bei biogenen Brennstoffen ungefähr 80 % [12].

Vorschubrost

Vorschubroste bestehen aus abwechselnd angeordneten festen und beweglichen Roststäben. Durch Bewegung der Roststäbe wird die Umwälzung und Durchmischung des Brennstoffes sichergestellt. Bei der Verbrennung von Biomasse sind geneigte Roste (10-25°) üblich.

Ein kompletter Ausbrand in der ersten Verbrennungszone direkt über dem Rost ist nur schwer zu erreichen, weil zur Vermeidung verstärkten Ascheaustrags turbulente Luftströmungsverhältnisse vermieden werden sollen. Deshalb wird in allen in Deutschland betriebenen Biomassekraftwerken die Technologie der Luftstufung eingesetzt. Diese Technologie stellt niedrige NO_X Emissionen und einen kompletten Ausbrand mit niedrigen CO Emissionen sicher. Die Sekundärluft wird in eine sekundäre Verbrennungszone geblasen, wobei eine gute Durchmischung mit dem Rauchgas durch hohe Geschwindigkeiten und somit turbulente Strömung erreicht wird.

Vorschubrostfeuerungen können im Gegen-, Kreuz- oder Gleichstromprinzip aufgebaut sein (siehe. Abbildung BM 3 und Abbildung BM 4).

Das Gegenstromprinzip kommt bei Brennstoffen mit hohem Wassergehalt von bis zu 60 % (und dementsprechend niedrigem Heizwert) zum Einsatz, da die frisch in die Brennkammer eintretende Biomasse mit dem heißesten Rauchgas in Kontakt kommt. Dieses Prinzip benötigt eine gute Vermischung von Rauchgas und Sekundärluft in der sekundären Brennkammer, um die Bildung von Gassträhnen aus Unverbranntem und die damit verbundenen erhöhten Emissionen zu vermeiden.

Das Gleichstromprinzip wird für trockene Brennstoffe wie Altholz oder Biomassen mit niedrigem Ascheschmelzpunkt wie Stroh eingesetzt. Die Technik erhöht die Verweildauer unverbrannter Gase aus dem Glutbett und verbessert die NO_X Minderung durch verbesserten Kontakt des Rauchgases mit dem Bettmaterial im hinteren Teil des Rostes.

Wenn BiomasseBrennstoffe mit niedrigem Ascheschmelzunkt (wie Stroh) eingesetzt werden, wird ein wassergekühltes Rost genutzt, um Ablagerungen (Fouling) und Verschlackungen an den Roststangen zu vermeiden. Zusätzlich wird die Dampftemperatur unter 500 °C gehalten um Korrosionserscheinungen in Grenzen zu halten und der Bildung von Schlacke, Versinterungen und Ablagerungen (Fouling) vorzubeugen.

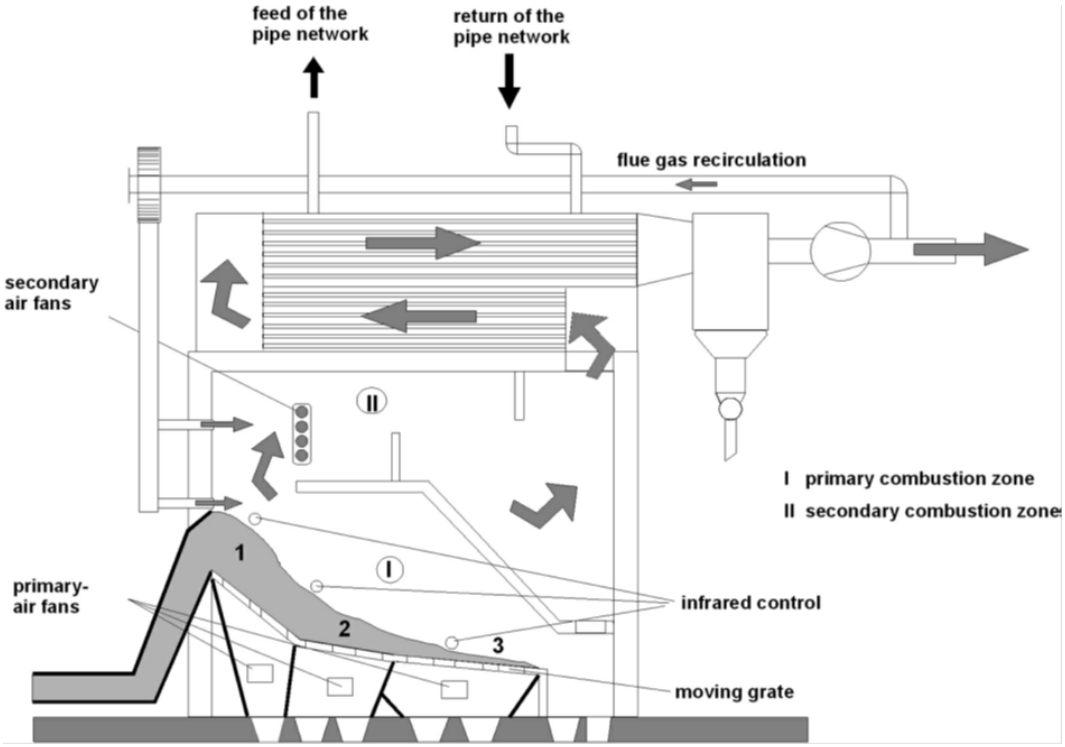

Abbildung BM 3: Vorschubrostfeuerung nach dem Gegenstromprinzip [14]

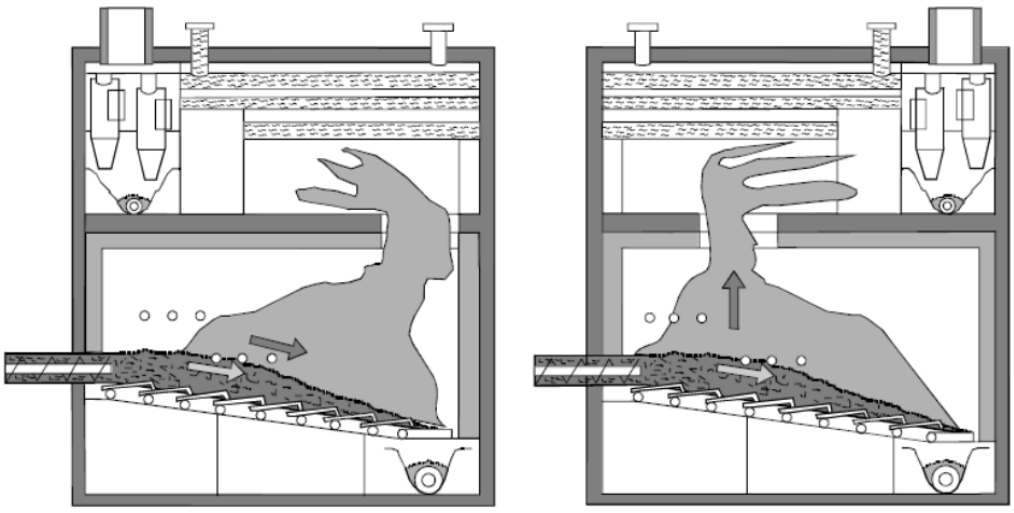

Abbildung BM 4: Vorschubrostfeuerung nach dem Gleichstromprinzip (links) und dem Kreuzstromprinzip (rechts) [12]

Wanderrost mit Wurfbeschickung

Ein Wanderrost besteht aus einer unendlichen Kette, zusammengesetzt aus einzelnen Segmenten. Die Segmente liegen auf der oberen Seite horizontal und falten sich zur Entaschung auf der unteren Seite in eine vertikale Position (siehe. Abbildung BM 5). Der Beschicker wirft den Brennstoff entgegen der Rostbewegung auf die andere Seite des Rostes.

Die ungleiche Verteilung des Brennstoffes über die Rostfläche erfordert eine erhöhte primäre Luftzufuhr für eine vollständige Verbrennung. Dadurch ist ein geringeres NO_X Reduktionspotenzial durch primäre Maßnahmen gegeben. Durch den Einsatz von

Wurfbeschickern kann dieses Problem teilweise vermeiden werden, weil die Brennstoffzuführung für eine adäquate Durchmischung sorgt [7].

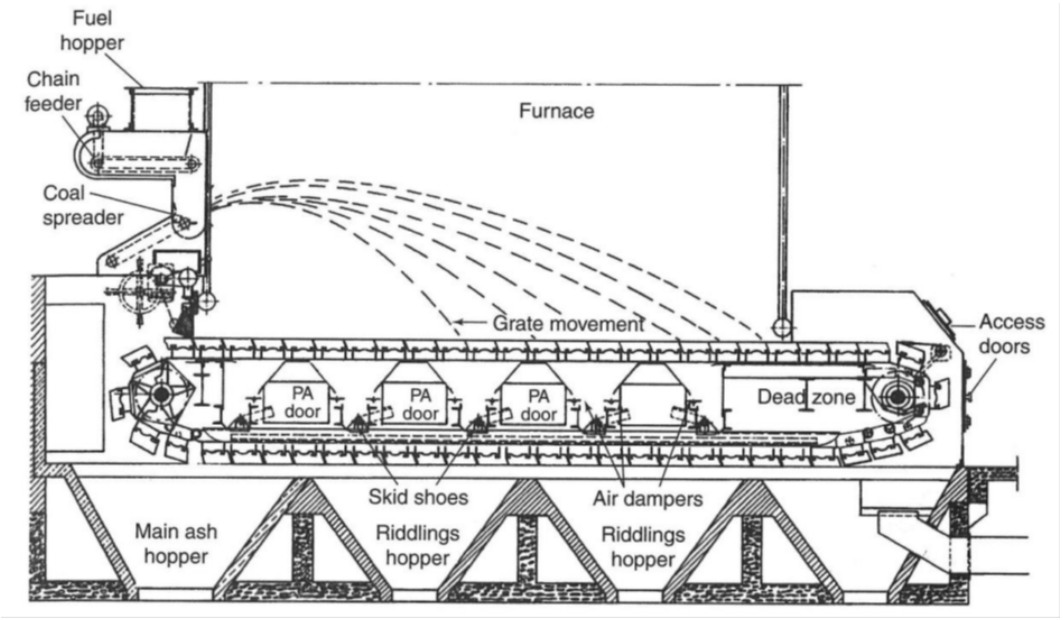

Abbildung BM 5: Wanderrost mit Wurfbeschickung [2]

A.2.5.2 Wirbelschichtfeuerungen

Wirbelschichten werden hauptsächlich in industriellen Anwendungen und bei der gekoppelten Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzt, in denen verschiedene Brennstoffe wie Steinkohle, Braunkohle, Torf und besonders Biomasse sowie Abfälle und ErsatzBrennstoffe verbrannt werden. Es existieren zwei Hauptarten von Wirbelschichtfeuerungen: stationäre (SWSF) und zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen (ZWSF).

SWSF sind zur Verbrennung von Biomasse speziell bei kleinen Anlagengrößen und bei industrieller Anwendung verbreiteter, während Kessel mit ZWSF vermehrt bei größeren Anlagen zum Einsatz kommen. Die meisten Wirbelschichtfeuerungen in Deutschland, die eine Feuerungswärmeleistung größer 50 MW_{th} aufweisen sind als ZWSF ausgeführt. Tabelle BM 4 fasst die wichtigsten Parameter beider Systeme zusammen.

Tabelle BM 4: : Typische charakteristische Parameter von stationären und zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen

	SWSF	ZWSF
Temperatur (°C)	800 - 950	800 - 950
Dampferzeugung (t/h)	< 150	100 – 2,000
Leerrohrgasgeschwindigkeit (m/s)	1.8 – 2.5	4.5 – 7.0
Glühverlust	4 – 8 %	1 – 2 %
Korngröße Bettmaterial (mm)	0.5 - 1.5	0.1 - 0.3
Wärmebelastung (MW_{th}/m^2)	1.5	5 – 7
Druckverlust (bar)	0.05 – 0.1	0.1 – 0.2
Primär/Sekundär Luft	90/10	60/40
Aufenthaltszeit (Bett + Freiraum) (Sek.)	2.5 – 3.0	4.0 – 5.5

Stationäre Wirbelschichtfeuerungen

Stationäre Wirbelschichtfeuerungen sind besonders zur thermischen Nutzung von inhomogenen Biomassen geeignet. SWSF bestehen aus einem 0,5 bis 1,5 m hohen Bett auf einem Düsenboden. Die Fluidisierungsgeschwindigkeit beträgt ungefähr 2 m/s. Die Dichte des fluidisierten Bettes liegt bei etwa 1000 kg/m^3. Typische Bettmaterialien sind Sand, Asche, Brennstoff, Dolomit und Kalkstein. Die Partikelgrößenverteilung im fluidisierten Bettmaterial liegt typischerweise bei 0,5 bis 1,5 mm, da kleinere Partikeln mit dem Fluidisierungsgasstrom ausgetragen werden und größere Partikel auf den Düsenboden absinken und abgezogen werden.

Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung

Zirkulierende Wirbelschichten unterscheiden sich von stationären Wirbelschichten hauptsächlich in zwei Punkten: die Partikelgröße des Bettmaterials ist kleiner (0,1 – 0,3 mm) und die Fluidisierungsgeschwindigkeit höher (ca. 5 – 7 m/s). Dieser Unterschied bewirkt, dass bei der ZWSF im Gegensatz zur SWSF Teile des Bettmaterials aus dem Bett ausgetragen werden. Diese, die Wirbelbrennkammer verlassenden Partikel, werden in einem Zyklon oder mittel U-förmigen Prallblechen aus dem Rauchgasstrom abgeschieden und zurück in das fluidisierte Bett geführt. Die nicht im Zyklon abgetrennten Partikel treten zusammen mit dem Rauchgas in den zweiten Zug des Kessels ein.

Abbildung BM 6: Brennstoff- und Bettmaterialströme in einem biomassebefeuerten ZWSF-Kessel

Neue Kessel mit ZWSF haben eine Feuerungswärmeleistung kleiner 200 MW_{th} und werden sowohl zur Erzeugung von Strom als auch zur Bereitstellung von Fernwärme eingesetzt. Schweröl wird üblicherweise als HilfsBrennstoff beim Anfahrvorgang eingesetzt. Die ZWSF toleriert Brennstoffqualitätsschwankungen, weshalb eine Trocknung oder Aufmahlung des Brennstoffs nicht notwendig ist. Es können geringe NO_X Emissionen durch gute Luftstufung, gute Durchmischung und geringen Luftüberschuss erreicht werden können. Des Weiteren können bei der ZWSF Hilfsstoffe (z.B. Kalkstein zur SO_X Abscheidung) zugegeben werden, was aufgrund der guten Durchmischung des Wirbelbettes zu guten Ergebnissen hinsichtlich der Entschwefelung führt. Die vergleichbar kleinen Luftüberschusszahlen erhöhen den Brennstoffnutzungsgrad und reduzieren den Rauchgasvolumenstrom. Diese Eigenschaften machen Kraftwerke mit ZWSF besonders für Anwendungen mit großer Feuerungswärmeleistung (> 20 MWth) interessant. Für kleinere Kraftwerke sind die Investitions- und Betriebskosten verglichen mit Rostfeuerungen üblicherweise zu hoch.

Ein Nachteil von ZWSF ist die hohe Flugstaubbeladung des Rauchgases, die effiziente Staubabscheider und Kesselreinigungssysteme notwendig macht. Außerdem geht Bettmaterial durch den Austrag verloren, weshalb ggf. neues Bettmaterial zugeführt werden muss. Von der ausgetragenen Bettmaterial/Aschemischung können grobe Partikel von den feinen Partikeln und Sand in einem Windsichter getrennt werden. Das feine Bettmaterial kann dem Bett wieder zugeführt werden und so der Verbrauch von zusätzlichem Bettmaterial reduziert werden [14].

A.2.5.3 Mitverbrennung von Biomasse und fossilen Brennstoffen

Der Hauptvorteil bei der Mitverbrennung von Biomasse mit Kohle ist die Einsparung von CO_2 Emissionen durch den Brennstoffersatz bei Nutzung bestehender Infrastruktur, sowie

die höheren Wirkungsgrade von kohlebefeuerten GroßAnlagen im Vergleich zu kleineren Biomassekraftwerken, wenn keine wirtschaftlich erschließbaren Wärmesenken zur Verfügung stehen. Die Wirtschaftlichkeit der Verwendung lokal verfügbarer Brennstoffe kann erheblich verbessert werden, wenn sie mit einem handelsüblichen Kraftstoff in einem bestehenden Kraftwerk mitverbrannt werden. Allerdings gibt es dabei einige technische und ökologische Beschränkungen.

Bei der Mitverbrennung bleiben die aufgeführten Herausforderungen die zur Verbrennung von Biomasse bereits dargelegt wurden bestehen. Durch die dominanten und konstanteren Eigenschaften des HautBrennstoffes Kohle können negative Auswirkungen deutlich abgeschwächt werden. Umso höher der Anteil beigemischter Biomasse wird, umso wichtiger wird die Brennstoffdurchmischung hinsichtlich der chemischen Zusammensetzung und den daraus resultierenden Eigenschaften bezüglich Verschlackung, Fouling, Versinterung, Korrosion und Qualität der Kraftwerksrückstände (Asche, Gips).

Auch wenn die Mitverbrennung von Biomasse zu reduzierten CO_2 Emissionen führt, müssen negative Effekte auf Kesselleistung, Wirkungsgrad, Korrosion und Fouling sowie (positive und negative) Effekte auf NO_X und SO_2 Emissionen in Betracht gezogen werden. Beispielsweise können die Rückstände der Rauchgasreinigung und die Aschezusammensetzung durch Alkalimetalle und Chlor negativ beeinflusst werden. Deshalb werden im Anlagenbetrieb normalerweise nicht mehr als etwa 5 – 10 % der zugeführten Feuerungswärmeleistung durch Biomasse bereitgestellt. In diesem Bereich ist die Beeinflussung der Asche und anderer Rückstände als Tolerabel zu erachten. Die Hauptanwendung von Biomassemitverbrennung ist die Mitverbrennung in Wirbelschichtfeuerungen oder von getrockneter, pulverisierter Biomasse in Kohlestaubfeuerungen, die in der Regel eine Brennstoffvorbehandlung notwendig macht [14].

A.2.6 Dampferzeugung

A.2.7 Vermeidung und Verminderung von Schwefeloxid Emissionen

Der Hauptteil des Brennstoffschwefels wird während der Verbrennung zu Schwefeldioxid (SO_2) und Schwefeltrioxid (SO_3) oxidiert (vgl. Kapitel A.1.2.2). In Abhängigkeit der Aschezusammensetzung (und somit letztlich auch der Biomassezusammensetzung) wird ein Teil des Schwefels in die Asche eingebunden.

SO_2 wird aus dem Rauchgas durch nasse oder trockene Sorptionsprozesse mit Calciumcarbonat (Kalkstein) und manchmal Natriumcarbonat entfernt. Ein Vorteil von bereits an deutschen Biomassekraftwerken eingesetzten trockenen Prozessen ist, dass keine zusätzliche Rauchgaskühlung erfolgen muss. Durch den Zusatz von Adsorptionsmaterial wie z.B. Herdofenkoks können außerdem Dioxine, Furane und Schwermetalle teilweise aus dem Abgas abgetrennt werden.

Die Vermeidung und Verminderung von SO_X Emissionen wird in den folgenden Kapiteln weiter diskutiert.

A.2.7.1 Rostfeuerung

Eine integrierte Entschwefelung bei Rostfeuerungen ist aufgrund der minimalen Kontaktzeit zwischen den Schweloxiden und dem zugegebenen Kalkstein bzw. dem

bereits in der Kohle enthaltenen reaktiven Alkalien nicht zielführend. Die Zugabe von Kalkstein in die Feuerung ist möglich, aber nicht effizient.

Wenn schwefelarme Brennstoffe eingesetzt werden (siehe Tabelle BM 2) ist teilweise keine Entschwefelung nötig. Bei höherem Schwefelanteil werden trockene Sorbentien in den Rauchgasstrom eingeblasen. Durch die Zugabe von Calciumhydroxid in trockener Form vor der Entstaubung kann eine angemessene SO_X Reduzierung erreicht werden. Durch diese Maßnahme können auch andere schädliche Emissionen, wie z.B. HCl, entfernt werden.

A.2.7.2 Wirbelschichtfeuerung

In einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung können Schwefeloxide in-situ abgeschieden werden, indem Dolomit oder Kalkstein als Bettmaterial bei einem Temperaturoptimum von 840 – 850 °C eingesetzt wird. Dolomit oder Kalkstein werden im Bett kalziniert und reagieren mit Schwefeloxid zu Calciumsulfat (Gips). Die Betttemperatur in ZWSF (850 °C) ist optimal für die calciumbasierte Entschwefelung.

SWSF benötigen ein Ca zu S Verhältnis von 2,5 – 3 und erreichen eine Schwefelabscheiderate von 85 %. Aufgrund der längeren Verweilzeit in ZWSF, reichen geringere Ca/S Verhältnisse (1,8 – 2,5) aus, um eine Schwefelabscheiderate von bis 95 % zu erreichen.

In einer stationären Wirbelschichtfeuerung findet die Verbrennung hauptsächlich in der Zone mit geringem Feststoffanteil oberhalb des eigentlichen Wirbelbetts statt, während die dichte Suspension nur im Wirbelbett selbst vorliegt. Aus den genannten Gründen ist die Effizienz der Schwefeleinbindung in SWSF deutlich geringer als in ZWSF. Der Einbindegrad bei SWSF liegt typischerweise bei 30 – 40%, höhere Einbindegrade erfordern höhere Ca/S Verhältnisse von bis zu 10. Bei solch hohen Ca/S Verhältnissen ist jedoch zu beachten, dass die Verwendung der abgeschiedenen Aschen auf Grund der hohen Restkalksteingehalte nicht erfolgen kann. Unter diesem Gesichtspunkt sind niedrigere Einbindegrade und damit verbunden auch niedrigere Ca/S Verhältnisse zu empfehlen.

Generell erhöht sich mit zunehmendem Einsatz von Kalkstein oder anderen Sorbentien die Ascheproduktion des Kraftwerks. Durch den hohen Gehalt und die Eigenschaften der zugegebenen Sorbentien kann es möglicherweise zu einer Verminderung der Abscheideeffizienz im E-Filter kommen. Daraus resultieren erhöhte Partikelemissionen, gerade beim Einsatz größerer Mengen Sorbentien zur Reduktion der Schwefeloxide.

A.2.8 Vermeidung und Verminderung von Stickoxid-Emissionen

Aufgrund der relativ geringen Verbrennungstemperatur von Biomasse von 800 – 1200 °C spielt lediglich die Bildung von Brennstoff-NO_X eine Rolle. Der Brennstoff-Stickstoff wird fast vollständig zu molekularem Stickstoff (N_2) oder Stickoxiden (NO_X) umgesetzt, nur ein vernachlässigbarer Anteil bleibt in der Asche zurück. Die theoretisch maximale NO_X Bildung beträgt ca. 380 mg/Nm^3 wenn ein Brennstoff 0,1 ma-% N_2 enthält und der Brennstoffstickstoff komplett zu NO_2 oxidiert wird. In Tabelle BM 2. werden typische Stickstoffgehalte verschiedener Brennstoffe aufgeführt. Es muss beachtet werden, dass nur ein Teil des Stickstoffs im Brennstoff zu NO oxidiert wird (siehe Abbildung BM 2).

Die Vermeidung und Minderung von NO_X Emissionen wird in den folgenden Kapiteln diskutiert. Zunächst werden primäre und sekundäre Minderungsmaßnahmen, die sowohl in Rost- als auch in Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt werden, aufgeführt.

Anschließend werden spezifische Aspekte der NO_X Vermeidung und Minderung hinsichtlich der verschiedenen Verbrennungssysteme diskutiert.

A.2.8.1 Gebräuchliche Primärmaßnahmen

Aufgrund der relativ geringen Verbrennungstemperatur stammen die NO_x Emissionen hauptsächlich aus dem Brennstoffstickstoff. Deshalb liegt das größte Potential zur NO_X Minderung in der Verbrennung bei unterstöchiometrischen Bedingungen in der primären Verbrennungszone. Der volle Ausbrand wird anschließend durch überstöchiometrische Sekundärluftzugabe in der sekundären Verbrennungszone erreicht.

Luftstufung ist die gebräuchlichste Primärmaßnahme zur NO_X Emissionsminderung (und zur Verminderung der CO Emissionen) bei derzeit in Deutschland betriebenen Biomassekraftwerken. Die Luftstufung hat die komplette Verbrennung zum Ziel und erreicht diese, indem eine genügend lange Verweilzeit des Rauchgases (>2 Sekunden bei 800 °C) und eine gute Vermischung von Verbrennungsluft und Rauchgas sichergestellt werden. Das NO_X Minderungspotential durch Luftstufung liegt in Abhängigkeit vom Stickstoffgehalt des eingesetzten Brennstoffs bei 50 bis 75 %.

Da thermische NO_X Bildung eine untergeordnete Rolle bei der Bildung von Stickoxiden spielt, beträgt das NO_X Minderungspotential durch eine verringerte Verbrennungstemperatur, die durch Rauchgaszirkulation erreicht werden kann lediglich etwa 10 % [14].

A.2.8.2 Gebräuchliche Sekundärmaßnahmen

Wenn die Primärmaßnahmen zur NO_X Reduktion nicht ausreichen, wird nach Verlassen der Brennkammer eine Reduktion des NO_X zu N_2 notwendig. Biogene Brennstoffe mit hohem Stickstoffgehalt, wie z.B. Spanplatten (vgl. Abbildung BM 2), benötigen sekundäre Maßnahme, um strenge NO_X Emissionsgrenzwerte einzuhalten. In Deutschland wird nur selektive nicht-katalytische Reduktionstechnologie (SNCR) angewendet, weil bei SCR Systemen Probleme mit der Deaktivierung des Katalysators auftreten. Die Deaktivierung steht u.a mit hohem Alkali (hauptsächlich Kalium) Gehalt des Rauchgases in Verbindung. In SNCR Anlagen sind ein Reduktionsmittel und eine Temperatur zwischen 850 und 950 °C erforderlich[12]. Das Reduktionsmittel, typischerweise Ammoniak (NH_3), wird nach der Verbrennung in die heißen Rauchgase eingedüst. Um einen Ammoniak- oder Harnstoffaustritt an die Umwelt zu vermeiden, sind eine exakte Regelung der Ammoniakdosierung und eine ausreichende Verweilzeit von Rauchgas und Reduktionsmittel entscheidend. Letzteres kann durch die Installation von Ablenkblechen im Rauchgasweg erreicht werden.

A.2.8.3 Rostfeuerung

Die geringe Verbrennungstemperatur von Rostfeuerungen ist bezüglich geringer NO_X Emissionen von Vorteil. Effiziente Low-NO_X Verbrennung benötigt ein ausgefeiltes Sekundärluftsystem und ein spezielles Brennkammerdesign, welches zwei Verbrennungszonen ermöglicht. Luftstufung mit Oberluft wird oft genutzt, um die Entstehung von NO_X Emissionen zu verringern. Da Rostfeuerungen größere Mengen Primärluft benötigen als Wirbelschichtfeuerungen, ist die Anwendbarkeit dieser Primärmaßnahme zur NO_X Reduktion begrenzt.

---

[12] Bei selektiv-katalytischen Reduktionsprozesses (SCR), wird die Reduktion von NO_X zu molekularem N_2 bereits bei Temperaturen zwischen 200 und 450 °C erreicht.

Bei der Luftstufung in Rostfeuerungen muss außerdem die ausreichende Kühlung des Rosts durch die Primärluft gewährleistet werden. Deshalb unterliegen die Veränderung des Primärluftstromes und das Verhältnis von Primär- zu Sekundärluft gewissen Grenzen, welche die zulässigen Materialtemperaturen der Roststäbe berücksichtigen. Wenn wassergekühlte Stäbe eingesetzt werden, kann der Freiheitsgrad für die Luftstufung erhöht werden. Eine weitere Option zur Rostkühlung ist die Rauchgasrezirkulation.

A.2.8.4 Wirbelschichtfeuerungen

Durch die niedrigen Temperaturen bei der Wirbelschichtverbrennung wird die Bildung von thermischem NO_x vermieden. Zusätzlich wird die Low NOx Verbrennung auch bei der Wirbelschichttechnologie durch Luftstufung unterstützt. Die Luftstufung bei der Wirbelschicht ist meist stark ausgeprägt, weil sich die Gase in horizontaler Richtung im Bereich des Wirbelbettes nur schlecht vermischen. Das vergleichbar dichte Wirbelbett unterdrückt Turbulenzen, die Verbrennungszone der Flüchtigen verschiebt sich vom Brennstoffzugabepunkt nach oben.

Im Vergleich zur Staubfeuerung ist bedingt durch die schlechtere Degradation des N_2O bei den vergleichbar geringen Verbrennungstemperaturen im Wirbelschichtprozess die Bildung von N_2O größer. Der Anteil des zugeführten Brennstoffstickstoffs, der zu N_2O oxidiert, nimmt mit steigender Betttempertaur (über 950 °C) ab. Gleichzeitig können höhere Verbrennungstemperaturen auch zu einer Zunahme der NO und NO_2 Emissionen führen. In SWSF Anlagen kann das Risiko von N_2O Emissionen vermieden werden, weil die Temperatur in der Zone oberhalb des dichten Wirbelbetts deutlich höher als 950 °C liegen kann.

A.2.9 Staubemissionen

Bei der Verbrennung von Biomasse sind Sekundärmaßnahmen insbesondere für die Absenkung der Staubemissionen notwendig. Staubemissionen bestehen aus anorganischen Partikeln (Salze), elementarem Kohlenstoff (Ruß) und kondensierbaren organischen Partikeln (Teer). Partikel können aus Gasströmungen durch Zyklone, elektrostatische Abscheider, Gewebefilter oder Nasswäscher entfernt werden.

Abbildung BM 7 zeigt die Wirkungsgrade verschiedener Technologien zur Abscheidung von Partikeln, Tabelle BM 5 zeigt typische Betriebsparameter. Filter und E-Filter erreichen die höchsten Abscheidegrade, benötigen jedoch die höchsten Investitions- und Betriebskosten. Ihre Anwendung beschränkt die zulässige Rauchgastemperatur und die zulässige Rauchgasgeschwindigkeit bei der Abscheidung, sie sind aber die einzige Möglichkeit um feine Partikel abzutrennen. Als Maßnahmen um die Rauchgastemperatur zu regeln sind Rauchgasrezirkulation und wassergekühlte Brennkammern zu nennen. Beide Maßnahmen reduzieren die Verbrennungstemperatur, reduzieren somit auch die Bildung von NO_X und verringern die Gefahr von Schlackebildung und Fouling. Die Qualität der Flugasche kann aufgrund von kondensierten Schwermetallen abnehmen, insbesondere Cd, Zn und Pb sind hier als die Flüchtigsten zu nennen.

In allen deutschen ausschließlich mit Biomasse Großfeuerungsanlagen werden Multizyklone und Gewebefilter eingesetzt. Mit Multizyklonen sind Staubbeladungen von 100 – 150 mg/Nm^3 erreichbar, mit Gewebefiltern 10 – 20 mg/Nm^3, teilweise bis zu 1 mg/Nm^3.

Gewebefilter zeigen auch für sehr feine Partikel (2 – 5 µm) hohe Abscheidegrade (>99,5%). Sie sind empfindlich gegenüber Feuchte, weshalb An- und Abfahrvorgänge, bei

denen die Rauchgastemperatur unter den Taupunkt fällt, sich negativ auf die Lebensdauer auswirken.

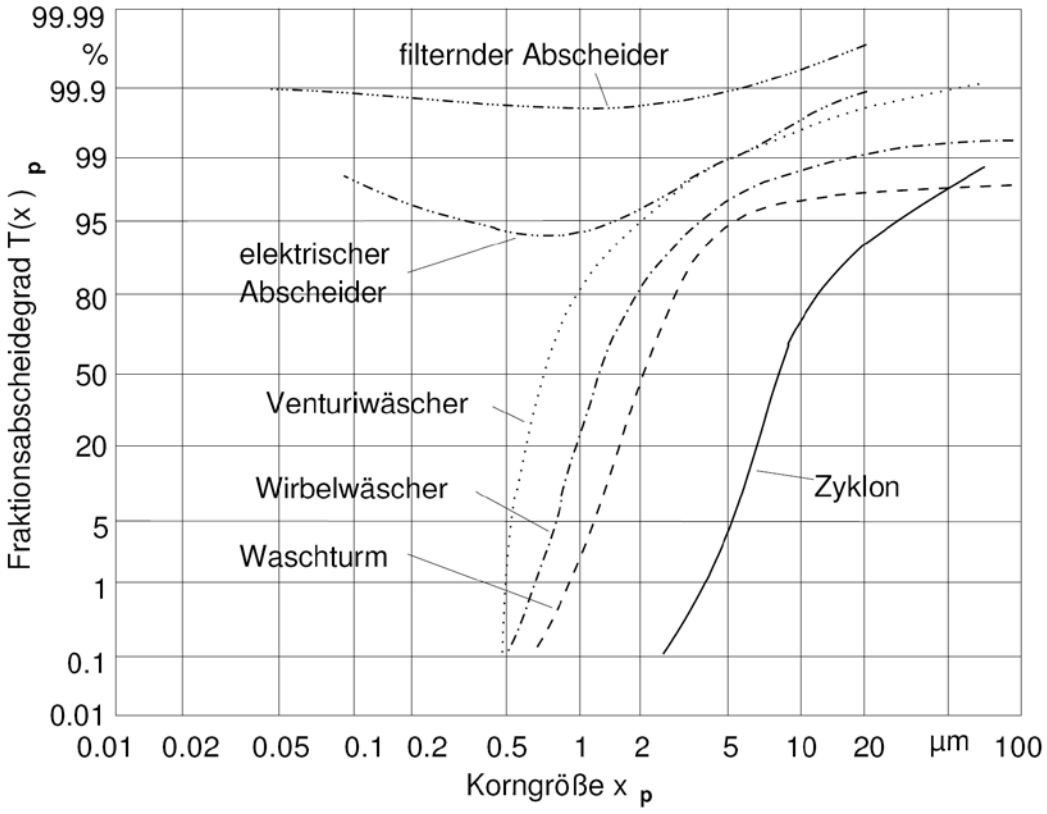

Abbildung BM 7: Effizienz verschiedener Systeme zur Partikelabscheidung [20]

Tabelle BM 5: : Typische Betriebsparameter verschiedener Partikelabscheider [27]

	Zyklon	Gewebefilter	E-Filter (trocken)	E-Filter (feucht)
Abscheidegrad (%)	85 – 95*	99 - 99,99	95 – 99,99	95 – 99,99
Gasgeschwindigkeit	15 – 25	0,5 - 5	0,5 – 2,0	0,5 – 2,0
Druckverlust (mbar)	6 - 15	5 - 20	1,5 – 3,0	1,5 - 3,0
Spez. Energieverbrauch (kWh/1000 m^3, feucht)	0,3 – 0,65	0,75 – 1,9	0,26 – 1,96	0,17 – 2,3

* für kleine Partikel < 1 ↔m nahe 0

A.2.9.1 Rostfeuerung

Bei Rostfeuerungen bleibt ein Großteil der Asche auf dem Rost zurück und wird als Rostasche gesammelt. Nur kleine Mengen und feine Aschepartikel verlassen den Brennraum als Flugasche und müssen in den staubabscheidenden Bauteilen abgeschieden werden. Der hohe Alkali- und Chloranteil in den Biomassen verursacht die Bildung von Salzen mit einem aerodynamischen Durchmesser kleiner <1 µm.

Zur Staubabscheidung werden bei Rostfeuerungen momentan sowohl E-Filter (Kleinanlagen) als auch Gewebefilter angewendet, wobei Gewebefilter weiter verbreitet sind und bei Großfeuerungsanlagen ausschließlich zum Einsatz kommen.

A.2.9.2 Wirbelschichtfeuerung

Bei biomassebefeuerten Wirbelschichtfeuerungen ist der Anteil an Flugasche, der in den staubabscheidenden Bauteile anfällt, höher als bei Rostfeuerungen. Sowohl E-Filter als auch Gewebefilter finden Anwendung, wobei Gewebefilter weiter verbreitet sind.

A.2.10 Emissionen infolge unvollständiger Verbrennung

Unvollständige Verbrennung ist durch die Entstehung von Kohlenstoffmonoxid (CO), unverbrannten Kohlenwasserstoffen (Teer) und unverbranntem Kohlenstoff (Ruß) charakterisiert.

A.2.10.1 Kohlenstoffmonoxid

Aufgrund der Luftstufung und Ausbrandoptimierungsmaßnahmen, die in modernen Biomassegroßfeuerungsanlagen eingesetzten werden, sind die Emissionen an Kohlenstoffmonoxid üblicherweise gering. Als Ergebnis des eingestellten Luftüberschusses werden gewöhnlich geringe CO Emissionen erreicht. Höhere Luftzahlen führen zu tieferen Temperaturen während ein verringerter Luftüberschuss zu einer unzureichenden Durchmischung führen kann. Ausreichende Verweilzeit ist ebenfalls wichtig, um tiefe CO Emissionen zu erreichen.

A.2.10.2 Kohlenwasserstoffe

Methan ist ein starkes Treibhausgas und tritt als Zwischenprodukt bei der Oxidation von Brennstoff-C zu CO_2 und H zu H_2O auf. Geringe Verbrennungstemperaturen, kurze Verweilzeiten und zu wenig verfügbarer Sauerstoff erhöhen die Methankonzentration im Rauchgas. Gut ausgeführte Luftstufung und eine entsprechende Brennkammergestaltung verringern die CH_4 Emissionen auf eine vernachlässigbare Menge.

Flüchtige Kohlenwasserstoffe sowie krebserregende polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) sind ebenfalls Zwischenprodukte bei der Oxidation von Brennstoff-C zu CO2 sowie von Brennstoff-H zu H2O. Sie kondensieren und werden in Form von Partikeln emittiert. Sie können durch gute Aufteilung und Zuführung der Verbrennungsluft verhindert werden.

A.2.10.3 Polychlorierte Dibenzodioxine und Dibenzofurane (PCDD/PCDF = PCDD/F)

Polychlorierte Dibenzodioxine und Dibenzofurane umfassen eine Gruppe hochgiftiger Verbindungen. Sie werden durch die de novo-Synthese bei Temperaturen von 180 °C bis 500 °C gebildet. Kohlenstoff, Chlor, Katalysator (Cu) und Sauerstoff sind für die Bildung von PCDD und PCDF notwendig. Beide können in sehr geringen Mengen bei allen Biomassen entstehen die Chlor enthalten. Die Emissionen von PCDD und PCDF hängen stark von den Bedingungen ab, unter denen die Verbrennung und die Abkühlung des Rauchgases stattfindet. Deshalb werden in der Praxis große Unterschiede bezüglich der Emissionen festgestellt. Obwohl halmgutartige Biomasse hohe Chlorgehalte aufweist, sind die PCDD/F Emissionen gewöhnlich sehr gering. Dies kann möglicherweise durch den hohen Alkalianteil erklärt werden, der zur Bildung von Salzen führt (KC, NaCl) und so ein geringerer Anteil gasförmigen Chlors für die de novo-Synthese bereitsteht. Aufgrund der vielen Faktoren, die die PCDD/F Bildung beeinflussen, sind stark unterschiedliche

Emissionen auch bei der gleichen BiomasseAnlage möglich. Im Allgemeinen sind die PCDD/F Emissionen von biomasseverbrennenden Anlagen, die naturbelassenes Holz verfeuern, weit unter dem gesundheitlich bedenklichen Wert. PCDD/F Emissionen können durch primär- und sekundärseitige Maßnahmen reduziert werden [14, S. 301].

Die Bildung von PCDD/F kann in Biomassefeuerungen vermieden werden, indem das kritische Temperaturfenster der de novo-Synthese von Dioxinen und Furanen zwischen 250 °C und 450 °C vermieden wird. Dies wird durch Anwendung einer Wasserkühlung des heißen Rauchgases, einer dadurch möglichen schnellen Durchquerung des kritischen Temperaturfensters und den Betrieb der Ascheabscheidung bei unter 220 °C gewährleistet. Ein geringer Anteil an Chlorverbindungen im Brennstoff verringert ebenfalls die Bildung von PCCD/F.

Manche Schwermetalle zeigen einen katalytischen Effekt auf die Bildung von PCDD/F.

A.2.10.4 Ammoniak

Bei sehr geringen Temperaturen kann unvollständige NH_3 Konversion bei der Pyrolyse und Vergasung des Brennstoffes auftreten. Sekundärmaßnahmen für die Vermeidung und Verminderung der NO_X Emissionen nutzen NH_3 zur NO_X-Reduktion. Unsachgemäße Dosierung oder schlechtes Design der Entstickungsmaßnahmen kann zu einem Stickstoffschlupf führen.

A.2.11 Wasser und Abwasseraufbereitung

Abwasser fällt bei biomassebefeuerten Großfeuerungsanlagen an verschiedenen Orten an. Der Großteil dieser Quellen ist durch den Verbrennungsprozess und die ihm zuordenbaren Hilfssysteme, wie die RGR, die Wasseraufbereitung, das Rückkühlsystem, u. A. bedingt. Hier anfallende Abwasserströme können mit konventioneller Abwasserreinigungstechnologie behandelt werden wie in anderen Großfeuerungsanlagen auch. Zusätzlich zu diesen Strömen kann es bei einer offenen Lagerung der Biomasse nötig sein, den Oberflächenablauf (hoher CSB-Wert und andere Verunreinigungen) gesondert aufzufangen und ebenfalls zu behandeln.

A.2.12 Handhabung von Verbrennungsrückständen und Kraftwerksrückständen

Die Ascherückstände von Wirbelschichtverbrennungen sind unterteilbar in zwei Arten:

- Die Flugaschen, die aus der Brennkammer ausgetragen und vom Partikelabscheider abgetrennt werden. Diese Fraktion beinhaltet die kleineren Brennstoffaschepartikel und Quarzsandpartikel sowie Kalkstein aus dem Bettmaterial. Der überwiegende Anteil des anfallenden Materials ist von dieser Art.
- Die großen Aschepartikel, die in der Brennkammer zurückbleiben und periodisch durch den Ascheabzug entnommen werden können. Diese umfassen auch agglomerierte Flugasche, Bettmaterialien und Ablagerungen von Schlacken die sich von den Brennkammerwänden lösen. Wenn Biomassen verfeuert werden, sind die Mengen von als Bettasche abziehbaren Materialien relativ gering.

Die zu entsorgende Asche aus einer Biomasseverbrennung kann je nach ihrer Zusammensetzung genutzt werden. Auf Grundlage der deutschen Düngemittelverordnung kann die Asche als Dünger eingesetzt werden, wenn die geforderten Nähr- und Schadstoffkonzentrationen eingehalten werden. Speziell die

Einhaltung der maximalen Cadmiumkonzentration von 1,5 mg/kg ist für die Nutzung als Dünger kritisch.

A.2.13 Emissionssenkung durch Prozessführung

Eine kombinierte CO/λ Steuerung zeigt beste Resultate im Hinblick auf Feuerungsregelung und CO Emissionssenkung. Die CO/λ Kennlinie hängt nicht nur von dem Feuchteanteil des Brennstoffes sondern auch vom Lastfall des Kessels ab. Höhere Gehalte an Brennstofffeuchte und Teillastfahrweise des Kessels erhöhen üblicherweise den optimalen Luftüberschuss und umgekehrt [14].

A.3 Zu betrachtende Techniken für die Bestimmung von BVT

A.4 BVT für die Verbrennung von Biomasse

A.5 Gegenwärtige Niveaus des Verbrauchs und der Emissionen

Siehe Kapitel 3.4.3.

A.6 Verfahren in der Entwicklung für die Verbrennung von Biomasse

A.6.1 Vorbehandlung von Biomasse

Üblicherweise wird eine Vorbehandlung durchgeführt, um die Eigenschaften der Biomasse an die Anforderungen der anschließenden Verbrennung anzupassen. Vorbehandlung von Biomasse kann zunächst in thermische und physikalische Vorbehandlungsmaßnahmen unterteilt werden. Während physikalische Vorbehandlung wie Trocknung und Mahlen den Stand der Technik darstellen sind einige Verfahren zur thermischen Vorbehandlung noch in der Entwicklung. Ziele der Vorbehandlung von Biomasse sind die Erhöhung der Energiedichte oder die Veränderung der chemischen Zusammensetzung.

A.6.1.1 Pyrolyse

Pyrolyse ist die thermische Degradierung von Biomasse in einer anaeroben Atmosphäre bei ca. 500 °C. Es gibt verschiedene Pyrolyseprozesse, die sich in der Verweildauer der Biomasse sowie in der Aufheizrate unterscheiden.

Es gibt drei verschiedene Produkte mit unterschiedlicher Qualität: Öl, Gas und Kohle. Die Mengenverhältnisse der Produkte sind zum größten Teil durch das angewandte Verfahren beeinflusst. Ein Vorteil der Pyrolyse ist, dass die Alkaliverbindungen nicht verdampft werden und deshalb in fester Form mit der Asche und der Kohle abgetrennt werden können und dadurch ein relativ reines Produktgas zurückbleibt. Die meisten existierenden PyrolyseAnlagen sind Pilotanlagen, es wurde so gut wie keine kommerzielle Anwendung errichtet. Pyrolyse ist ein allothermer Prozess. Aus diesem Grund und aufgrund der entstehenden Produkte kann es vorteilhaft sein, PyrolyseAnlagen in der Nähe von existierenden Kraftwerken zu errichten.

A.6.1.2 Torrefizierung

Torrefizierung ist eine thermo-chemische Umwandlung für die Aufwertung von Biomasse. Sie wird im Batch-Modus unter anaeroben Bedingungen bei Temperaturen bis 300 °C durchgeführt. Während der Torrefizierung wird ein Teil der flüchtigen Bestandteile des Brennstoffs verbrannt, um das autotherme Verfahren zu ermöglichen. Das Hauptprodukt der Torrefizierung ist ein der Braunkohle ähnlicher, fester Brennstoff. In Abhängigkeit von der Verweilzeit und der Temperatur, bei der die Torrefizierung durchgeführt wird, verbleibt bis zu 70% der ursprünglichen Masse im Produkt, während der Energiegehalt um nur 10% gesenkt wird. Die meisten der unerwünschten Substanzen wie Alkalimetalle oder Chlor bleiben im Brennstoff enthaltenen.

A.6.1.3 Hydrothermale Karbonisierung

Das Verfahren der Hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist dem Inkohlungsprozess nachempfunden. Hierbei wird die Biomasse in einer wässrigen Phase unter Sauerstoffausschluss in eine braunkohleähnliche Substanz umgewandelt. Der Prozess findet bei einer Anfangstemperatur von 180 bis 200 °C und einem Druck von 10 bis 25 bar statt, während eine Säure als Katalysator wirkt. Die auftretenden Reaktionen sind exotherm, was die abschließende Trocknung und den anfänglichen Wärmeeintrag unabhängiger von externen Wärmequellen macht. Das Produkt ist ein stabiler Feststoff, der fast den gesamten Kohlenstoff der eingesetzten Biomasse enthält. Andere energieenthaltende Bestandteile des ursprünglichen Brennstoffes werden für die Wärmebereitstellung genutzt, weshalb das Produkt nur etwa 2/3 des ursprünglichen Energiegehaltes aufweist. Durch den Wasserkontakt bei den gegebenen Umständen werden anorganische Substanzen wie Alkalien, Chlor oder Inerte aus dem Brennstoff ausgewaschen. Dies führt zur Notwendigkeit einer umfassenden Abwasseraufbereitung. Aufgrund der nassen Umgebung ist der Einsatz feuchter Biomassen wie Klärschlamm oder tierischer Abfälle vorteilhaft für HTC. Kommerzielle Anlagen gibt es bis heute nicht.

A.6.2 Vergasung von Biomasse

Atmosphärische Wirbelschichtvergasung (AWSVG) ist ein Prozess, bei dem ein fester Brennstoff durch partielle Oxidation in ein Brenngas umgewandelt wird. Luft wird genutzt, um das Bett der zirkulierenden Wirbelschicht zu fluidisieren und gleichzeitig Teile des Brennstoffes bei erhöhter Temperatur zu oxidieren.

Der atmosphärische Wirbelschichtvergaser (Abbildung BM 8) besteht aus einem Reaktor, in dem die Vergasung stattfindet, einem Zyklon, mit dem das zirkulierende Bettmaterial vom Gas abgetrennt wird und einem Rücklauf, in dem das Bettmaterials zurück zum Boden des Reaktors geführt wird. Nach dem Zyklon durchfließt das heiße Produktgas einen Luftvorwärmer, der unter dem Zyklon angeordnet ist. Die Vergasungsluft, die mit hohem Druck durch ein Gebläse bereitgestellt wird, wird dem Reaktors über einen Verteilerboden zugeführt. Der Brennstoff wird dem unteren Teil des Vergasers in einer bestimmten Höhe über dem Verteilerboden zugeführt.

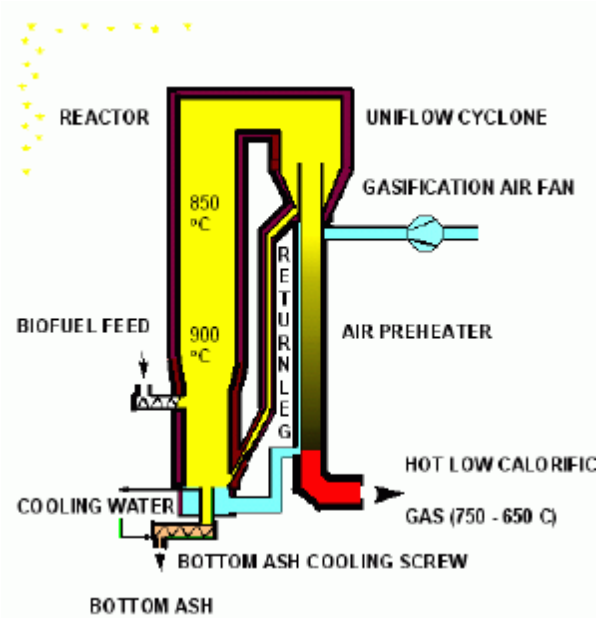

Abbildung BM 8: Beispiel eines Vergasers [28]

Die Betriebstemperatur im Reaktor beträgt in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffes und der jeweiligen Anwendung typischer Weise 800 – 1000 °C. Wenn die Brennstoffpartikel in den Reaktor eingebracht werden, trocknen diese sehr schnell und der erste Schritt der Reaktion, die Pyrolyse findet statt. Während der Reaktion wird fester Brennstoff zu Gas, Koks und Teer umgewandelt. Teile des Koks gehen zum Boden des Bettes und werden zu CO und CO_2 oxidiert, wobei Wärme freigesetzt wird. Anschließend findet eine zweite Stufe von Reaktionen statt, wenn die zuvor genannten Produkte im Reaktor aufsteigen. In diesen Reaktionen entsteht ein Brenngas, das in den Zyklon eintritt und das System zusammen mit feinem Staub verlässt. Der Hauptanteil des Feststoffs wird im Zyklon abgetrennt in den unteren Teil des Vergasungsreaktors zurückgeführt. Dieser Feststoff enthält Koks, das mit der Fluidisierungsluft, die durch den Verteilerboden in den Reaktor eingebracht wird um das Bett zu fluidisieren, verbrannt wird. Die bei der Verbrennung freigesetzte Wärme wird für die Pyrolyse und die anschließenden, zumeist endothermen Reaktionen, benötigt wird. Das zirkulierende Bettmaterial dient als Wärmeträger und stabilisiert die Prozesstemperatur. Die Grobasche sammelt sich im Vergaser und wird vom Boden des Verteilers entfernt.

Fluidisierte Betten sind empfindlich gegenüber den geringen Ascheerweichungstemperaturen, die bei Biomassen auftreten. Die reduzierende Atmosphäre im Vergaser führt zu einer weiteren Herabsetzung der Ascheerweichungstemperatur. Dies beschränkt die Temperatur der Vergasung nach oben. Nach unten wird die Vergasungstemperatur durch unvollständige Vergasung, z.B. durch einen erhöhten Anteil von Teerverbindungen im Produktgas, beschränkt. Auskondensierende Teere sind schädlich für Wäscher. Wenn die Entstaubung bei hohen Temperaturen durchgeführt wird, können Teere im Filter Koks erzeugen. Deshalb ist das technische Betriebstemperaturfenster bei der Vergasung von Biomasse begrenzt. Dies kann ein größer ökonomischer Nachteil gegenüber konventioneller Kraftwerkstechnik bei der Investition in neue Kraftwerke sein.

Literatur

[1] Leckner B.. Eskilson D. Tulin C. Amand, L.-E. Deposits on heat traansfer tubes co-combustion of bioBrennstoffs und sewage sludge. *Brennstoff*, 85:1313–1322, 2006.

[2] H. W. Bakker, R. R.; Elbersen. Managing ash content und -quality in herbaceous biomass: an analysis from plant to product. Technical report, Wageningen University & Research Centre (WUR), 2005.

[3] J. Brandt. SO_2/SO_3-Gleichgewichte im Ofengas einer Ölfeuerung und Einfluss des Ofengasschwefels auf eine Glasschmelze. Technical report, Bundesamt für Energiewirtschaft, RWTH Aachen, 1968.

[4] C. Braun-Fahrländer. Health effects of aerosols: What is the epidemiologic evidence? In *International Energy Agency – International Seminar on 27th June, 2001*, 2001.

[5] I.; Wellacher M. Brunner, T.; Obernberger. Altholzaufbereitung zur Verbesserung der Brennstoffqualität - Möglichkeiten und Auswirkungen. 2005.

[6] K.; Johnsson F.; Leckner B. Fleig, D.; Andersson. Conversion of sulfur pulverized oxycoal combustion. *Energy Brennstoffs*, 25 (2):647, 2011.

[7] M. Franz. Feuerungstechnik / axpo neue energien. *¬www.axpo-holz.ch/¬files/¬artikel/¬192/¬Feuerung.pdf*, 2009.

[8] M.; Jenni A. Gaegauf, C.; Schmid. Wirksamkeit neuer Abscheidetechniken in Holzfeuerungsabgasen bezüglich Feinpartikeln. Technical report, Ökozentrum Langenbruck, 2003.

[9] T.; Maier L. Hartmann, H.; Böhm. *Naturbelassene biogene FestBrennstoffe - umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten*. Bayrisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen (StMLU), 2000.

[10] R. B.; Bakker R. R.; Blunk S.; Yomogida D. E.; Carlson W.; Duffy J.; Bates R.; Stucki K.; Tiangco V. Jenkins, B. M.; Williams. Combustion of leached rice straw für power generation. *Biomass: A growth opportunity in green energy und value-added products*, page 1357–1363, 1999.

[11] R. R. Wei. J. B. Jenkins, B. M.; Bakker. On the properties of washed straw. *Biomass und Bioenergy*, 10 issue no. 4:177–200, 1996.

[12] H. (Ed.); Hofbauer H. (Ed.) Kaltschmitt, M. (Ed.); Hartmann. *Energie aus Biomasse*. Springer-Verlag, 2009.

[13] T. Launhardt. *Umweltrelevante Einflüsse bei der thermischen Nutzung fester Biomasse in Kleinanlagen*. PhD thesis, Lehrstuhl für Landtechnik der Technischen Universität München, 2002.

[14] J. Loo, S. van; Koppejan. The handbook of biomass combustion und co-firing. earthscan. ISBN 978-1-8440-7249-1, 2007.

[15] T. Nussbaumer. Verbrennung und Vergasung von Energiegras und Feldholz. Technical report, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern, 1997.

[16] T. Nussbaumer. Aerosols from biomass combustion. In International Energy Agency – International Seminar on 27th June, 2001, 2001.

[17] T.; Bärnthaler G. Obernberger, I.; Brunner. Chemical properties of solid bioBrenn-stoffs - significance und impact. *Biomass und Bioenergy*, 30, Issue no. 11:973 – 982, 2006.

[18] H. Oechsner. Thermische Verwertung halmgutartiger Biomasse. In *Fachtagung Bioenergie*, 2009.

[19] T.; Müller P.; Mohr M.; Figi R. Oser, M.; Nussbaumer. Grundlagen der Aerosolbildung in Holzfeuerungen. Technical report, Verenum, 2003.

[20] J. Schroer, C.; Konys. Rauchgasseitige Hochtemperaturkorrosion in Müllverbrennungsanlagen - Ergebnisse und Bewertung einer Literaturrecherche. Technical report, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, 2002.

[21] A.; Deutsch M.; Weiher R. Simon, R.; Christ. Untersuchung von Biomasse- und Altholz(heiz)kraftwerken im Leistungsbereich 5 bis 20 MW_{el} zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. Technical report, Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung Bingen, 2008, VGB-Nr. 302). Abschlussbericht Phase 1.

[22] M.; Pfeifer J.; Ponitka J.; Rode M.; Knispel S. Thrän, D.; Edel. Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomasse. *Deutsches BiomasseFoschungsZentrum gGmbH*, 2011.

[23] J Wilken. Charakterisierung der Partikelemissionen einer Biomasse-Kleinfeuerungsanlage. PhD thesis, Technische Universität Hamburg-Harburg, 2011.

[24] J.; Thraen D. Wirkner, R.; Witt. Woody biomass from short rotation coppice – an option für sustainable feedstock supply. In *18th European Biomass Conference und Exhibition, 1603–1607*, 2010.

[25] www.nachwachsende rohstoffe.de, editor. *Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von BioenergieAnlagen*. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe E.V., September 2011.

[26] P. A.; Jensen J. P.; Livbjerg H. Zeuthen, J.; Jensen. Aerosol formation the combustion of straw with addition of sorbents. *Energy & Brennstoffs*, 21 issue no. 2:699–709, 2007.

[27] von Turegg, R. Richtige und effiziente Staubabscheidung – Technologien und Potentiale, VDI Bericht 1319, 1997.

[28] RENTZ, O. ; GÜTLIN, K. ; KARL, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317 / Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). 2002. – Forschungsbericht