



# GUTACHTEN

**Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus  
bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw.  
Revierplänen veränderten Abbau und  
Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen**  
Gutachten im Auftrag des BMWi

Aachen, 14. Dezember 2020

(verwendete Daten und Informationen: Stand 29. November 2019)



## **Bearbeiter/in:**

Dr. Michael Ritzau	(B E T)
Lukas Schuffelen	(B E T)
Dominic Nailis	(B E T)
Sebastian Seier	(B E T)
Martin Selter	(EY)
Dr. Ferdinand Pavel	(EY)
Richard Salzer	(EY)
Florian Willmitzer	(EY)
Dr. Michael Denneborg	(ahu)
Stefan Fuchs	(FUMINCO)
Dr.-Ing. Benjamin Aulbach	(ZAI)
Dr.-Ing. Axel Eckart	(EMCP)
Dr. oec. Bernd-Uwe Haase	(EMCP)
Dr. Bernd Buschmann	(EMCP)

**INHALTSVERZEICHNIS**

---

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>16</b>
1.1	Ausgangslage .....	16
1.2	Aufgabenstellung .....	17
1.3	Szenarien .....	18
1.4	Folgekosten .....	22
1.5	Rückstellungen .....	26
1.6	Aussagen des Gutachtens zur Gestaltung der Tagebaue.....	28
1.7	Fazit und Ausblick.....	28
<b>2</b>	<b>Hintergrund und Auftrag des Gutachtens</b> .....	<b>29</b>
<b>3</b>	<b>Vorgehensweise</b> .....	<b>31</b>
<b>4</b>	<b>Ausgangslage in den deutschen Braunkohlenrevieren</b> .....	<b>35</b>
4.1	Grundlagen des Braunkohlenabbaus und der Rekultivierung .....	35
4.1.1	Böschungen .....	35
4.1.2	Wasserbedarf und Restseebefüllung.....	37
4.1.3	Versauerung .....	37
4.1.4	Genehmigungsverfahren .....	39
4.1.5	Wiedernutzbarmachung.....	41
4.2	Lausitzer Revier .....	44
4.2.1	Nochten.....	56
4.2.1.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	60
4.2.1.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	61
4.2.1.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	61
4.2.1.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	66
4.2.2	Reichwalde .....	67
4.2.2.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	69
4.2.2.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	69
4.2.2.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	70
4.2.2.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	77
4.2.3	Welzow-Süd.....	78
4.2.3.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	81
4.2.3.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	82
4.2.3.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	83
4.2.3.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	90
4.3	Mitteldeutsches Revier.....	91

4.3.1	Profen .....	95
4.3.1.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	99
4.3.1.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	100
4.3.1.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	101
4.3.1.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	105
4.3.2	Schleenhain .....	107
4.3.2.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	110
4.3.2.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	111
4.3.2.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	112
4.3.2.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	115
4.4	Rheinisches Revier .....	116
4.4.1	Garzweiler .....	119
4.4.1.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	120
4.4.1.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	123
4.4.1.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	124
4.4.1.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	128
4.4.2	Hambach.....	131
4.4.2.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	132
4.4.2.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	133
4.4.2.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	133
4.4.2.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	134
4.4.3	Inden .....	135
4.4.3.1	Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt.....	135
4.4.3.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	135
4.4.3.3	Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen .....	135
4.4.3.4	Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen .....	136
<b>5</b>	<b>Beschreibung und Bewertung der Szenarien.....</b>	<b>137</b>
5.1	Einführung zu Szenarien .....	137
5.2	Referenzszenario.....	139
5.2.1	Beschreibung des Szenarios .....	140
5.2.2	Auswirkungen auf die Tagebaue .....	145
5.2.2.1	Lausitzer Revier .....	145
5.2.2.1.1	Nochten.....	150
5.2.2.1.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	151
5.2.2.1.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	152
5.2.2.1.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	152
5.2.2.1.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	152
5.2.2.1.2	Reichwalde .....	152

5.2.2.1.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	154
5.2.2.1.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	155
5.2.2.1.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	155
5.2.2.1.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	155
5.2.2.1.3	Welzow-Süd.....	156
5.2.2.1.3.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	157
5.2.2.1.3.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	158
5.2.2.1.3.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	158
5.2.2.1.3.4	Ökonomische Auswirkungen .....	158
5.2.2.2	Mitteldeutsches Revier .....	158
5.2.2.2.1	Profen .....	161
5.2.2.2.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	162
5.2.2.2.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	162
5.2.2.2.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	162
5.2.2.2.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	162
5.2.2.2.2	Schleenhain .....	162
5.2.2.2.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	169
5.2.2.2.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	169
5.2.2.2.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	169
5.2.2.2.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	170
5.2.2.3	Rheinisches Revier.....	170
5.2.2.3.1	Garzweiler.....	170
5.2.2.3.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	170
5.2.2.3.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	174
5.2.2.3.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	176
5.2.2.3.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	177
5.2.2.3.2	Hambach.....	177
5.2.2.3.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	177
5.2.2.3.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	179
5.2.2.3.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	179
5.2.2.3.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	179
5.2.2.3.3	Inden .....	179
5.2.2.3.3.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	179
5.2.2.3.3.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	179
5.2.2.3.3.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	179
5.2.2.3.3.4	Ökonomische Auswirkungen .....	179
5.2.3	Zusammenfassung der Kernaussagen zum Referenzszenario.....	179
5.3	Ausstiegsszenario 1.....	180
5.3.1	Grundgedanke der Ausstiegsszenarien 1 und 2 .....	180



5.3.2	Beschreibung des Szenarios .....	181
5.3.3	Auswirkungen auf die Tagebaue .....	183
5.3.3.1	Lausitzer Revier .....	183
5.3.3.1.1	Nochten.....	184
5.3.3.1.2	Reichwalde .....	184
5.3.3.1.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	185
5.3.3.1.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	186
5.3.3.1.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	186
5.3.3.1.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	187
5.3.3.1.3	Welzow-Süd.....	188
5.3.3.2	Mitteldeutsches Revier .....	188
5.3.3.2.1	Profen .....	189
5.3.3.2.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	189
5.3.3.2.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	189
5.3.3.2.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	189
5.3.3.2.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	189
5.3.3.2.2	Schleenhain .....	190
5.3.3.2.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	192
5.3.3.2.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	194
5.3.3.2.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	195
5.3.3.2.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	195
5.3.3.3	Rheinisches Revier.....	197
5.3.3.3.1	Garzweiler.....	197
5.3.3.3.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	197
5.3.3.3.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	199
5.3.3.3.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	201
5.3.3.3.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	202
5.3.3.3.2	Hambach.....	202
5.3.3.3.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	202
5.3.3.3.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	209
5.3.3.3.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	211
5.3.3.3.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	211
5.3.3.3.3	Inden .....	212
5.3.3.3.3.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	212
5.3.3.3.3.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	212
5.3.3.3.3.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	212
5.3.3.3.3.4	Ökonomische Auswirkungen .....	213
5.3.4	Zusammenfassung der Kernaussagen zu Szenario A1 .....	213
5.4	Ausstiegsszenario 2.....	214

5.4.1	Beschreibung des Szenarios .....	214
5.4.2	Auswirkungen auf die Tagebaue .....	216
5.4.2.1	Lausitzer Revier .....	216
5.4.2.2	Mitteldeutsches Revier .....	217
5.4.2.2.1	Profen .....	218
5.4.2.2.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	218
5.4.2.2.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	218
5.4.2.2.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	218
5.4.2.2.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	219
5.4.2.2.2	Schleenhain .....	219
5.4.2.2.2.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	220
5.4.2.2.2.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	220
5.4.2.2.2.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	221
5.4.2.2.2.4	Ökonomische Auswirkungen .....	221
5.4.2.3	Rheinisches Revier .....	221
5.4.2.3.1	Garzweiler.....	221
5.4.2.3.1.1	Bergbautechnische Auswirkungen.....	221
5.4.2.3.1.2	Wasserwirtschaftliche Auswirkungen .....	221
5.4.2.3.1.3	Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur .....	221
5.4.2.3.1.4	Ökonomische Auswirkungen .....	221
5.4.2.3.2	Hambach.....	222
5.4.2.3.3	Inden .....	222
5.4.3	Zusammenfassung der Kernaussagen zu Szenario A2 .....	222
<b>6</b>	<b>Folgekosten der Rekultivierung .....</b>	<b>223</b>
6.1	Definition, Erfassung und Bewertung der Kosten .....	223
6.2	Quellen.....	224
6.3	Verpflichtung zur Wiedernutzbarmachung.....	227
6.4	Systematik und Mechanik der Rückstellungsbildung nach Handelsgesetzbuch (HGB) .....	227
6.4.1	Grundlagen der Bilanzierung von Rückstellungen .....	228
6.4.2	Bildung von Rückstellungen .....	229
6.4.3	Inanspruchnahme von Rückstellungen.....	231
6.5	Bewertung der Folgekosten .....	231
6.5.1	Rahmenbedingungen.....	231
6.5.2	Vorgehensweise .....	232
6.6	Abschätzung und Bewertung der Folgekosten .....	234
6.6.1	Lausitzer Revier .....	236
6.6.2	Mitteldeutsches Revier.....	240
6.6.3	Rheinisches Revier .....	246

6.7	Veränderung von „spezifischen“ Kosten in den Ausstiegsszenarien .....	252
6.7.1	Einordnung in den Kontext der Analysen .....	252
6.7.2	Vorgehensweise und Auswertung .....	253
<b>7</b>	<b>Analyse der Tragfähigkeit aus Sicht der Unternehmen .....</b>	<b>256</b>
7.1	Vorüberlegungen .....	256
7.2	Statische Betrachtung.....	256
7.3	Dynamische Betrachtung.....	258
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>259</b>
<b>9</b>	<b>Anlagenübersicht .....</b>	<b>267</b>





Abbildung 29: Geplante Bergbaufolgelandschaft des Tagebaus Reichwalde. Ausschnitt von Karte 4 des Braunkohlenplans von 1994 .....	72
Abbildung 30: Geplante Bergbaufolgelandschaft des Tagebaus Reichwalde nach Rahmenbetriebsplan .....	73
Abbildung 31: Gliederung des Tagebaus Reichwalde. Ausschnitt von Karte 1 des Braunkohlenplans von 1994 74	74
Abbildung 32: Gliederung des Tagebaus Reichwalde. Darstellung zum Stand 2010.....	75
Abbildung 33: Darstellung des Abbauprinzips im Südfeld, ohne Vorschnitt .....	76
Abbildung 34: Panorama Tagebau Reichwalde Dezember 2015 Östlicher Tagebaurand im Südfeld, Blick nach West. Rechts Abraumförderbrücke und links Absetzer, dazwischen Kippenfeld .....	76
Abbildung 35: Panorama Tagebau Reichwalde Dezember 2015 Östlicher Tagebaurand im Südfeld mit Abraumförderbrücke und deren Kippenfeld. Abbaustoß mit Zweitem Lausitzer Flöz und Deckschichten, ohne Vorschnitt	77
Abbildung 36: Panorama Tagebau Reichwalde Februar 2016 Westlicher Tagebaurand im Südfeld mit Abraumförderbrücke und Kippenfeld	77
Abbildung 37: Luftbild Tagebau Welzow-Süd. Stand 2017/2018 Ortschaft Welzow zwischen Tagebau (TA I) im Osten und Nordost-Südwest verlaufender Piste des Flughafens Welzow. Bildbreite etwa 12 km Nord-Süd und 14 km Ost-West.....	78
Abbildung 38: Gliederung des Tagebaus Welzow-Süd Die dicke violette Linie markiert die Landesgrenze Brandenburg/Sachsen. Die dünne violette Linie im Ostteil von TA I markiert die Zuständigkeitsgrenze zwischen LEAG im Westen und LMBV im Osten.....	79
Abbildung 39: Bergbaufolgelandschaft mit Restsee in TA I gemäß Szenario 1A der LEAG .....	80
Abbildung 40: Gliederung in TA I.....	81
Abbildung 41: Geologischer N-S Schnitt über den Tagebau Welzow-Süd, TA I und TA II.....	84
Abbildung 42: Bergbaufolgelandschaft laut aktuellem Braunkohlenplan (Ausschnitt von Karte 5 des aktuellen Braunkohlenplans).....	85
Abbildung 43: Arbeitsprinzip Tagebau Welzow-Süd TA I, Südfeld .....	86
Abbildung 44: Panorama Tagebau Welzow-Süd Februar 2016 Rechts Abraumförderbrücke mit zwei Eimerkettenbaggern im Tiefschnitt. Mittig Grubenbetrieb mit Kohleförderband und Eimerkettenbagger im Vordergrund. Links Abraumkippe mit kippenseitiger Gleisanlage und Abraumverkipfung auf drei Ebenen..	86
Abbildung 45: Panorama Tagebau Welzow-Süd Februar 2016 Blick entlang der Abraumförderbrücke auf Front der Abraumkippe und Grubenbetrieb im Vordergrund	87
Abbildung 46: Aktuell geplanter Abbaustand 2022 .....	88
Abbildung 47: Aktuell geplanter Abbaustand 2028 .....	89
Abbildung 48: Aktuell geplanter Abbaustand 2031 .....	90
Abbildung 49: Revierkarte Mitteldeutschland .....	92
Abbildung 50: Helmstedter Revier.....	93
Abbildung 51: ROMONTA GmbH.....	94
Abbildung 52: Endzustand Tagebau Profen mit Landesgrenzen .....	96
Abbildung 53: Ausschnitt aus dem Planungsgebiet des TEP mit dem Tagebau Profen und seinen Abbaufeldern 97	97
Abbildung 54: Luftbild Tagebau Profen, Stand 01.01.2017.....	98
Abbildung 55: Nutzung von Sumpfungswasser zur Flutung von Bergbaufolgeseen im Südraum Leipzig ...	100
Abbildung 56: Geologischer Schnitt durch den Sächsischen Teil des Abbaufeldes Profen-Süd.....	102

Abbildung 57: Geologischer Schnitt West-Ost .....	102
Abbildung 58: Gewinnung von Kohlen aus einem Kessel im Abbaufeld Schwerzau .....	103
Abbildung 59: Quarzitkippe im Norden des Abbaufeldes Profen Süd (EMCP) .....	104
Abbildung 60: Innenkippe Abbaufeld Profen-Süd in der Nähe zur Quarzitkippe im Norden.....	104
Abbildung 61: Restsee Domsen und Schwerzau .....	106
Abbildung 62: Braunkohlenabbau (links) und Endzustand (rechts).....	108
Abbildung 63: Luftbild Tagebau Vereinigtes Schleenhain Stand 01.01.2017 .....	109
Abbildung 64: Repräsentativer Schnitt .....	113
Abbildung 65: Prinzipieller Kippenaufbau der Innenkippe des Abbaufeldes Schleenhain .....	114
Abbildung 66: Überblick über das Rheinische Braunkohlenrevier .....	116
Abbildung 67: Wasserüber- und -ableitungen zur Befüllung der Restseen im Rheinischen Revier .....	117
Abbildung 68: Übersicht über den Tagebau Garzweiler II.....	119
Abbildung 69: Beispiel für weitere, nicht realisierbare Planungsvarianten zur A61n .....	121
Abbildung 70: Abgesenkter Geländebereich .....	122
Abbildung 71: Beispiel für ein geologisches Profil im Abbaufeld Garzweiler II als Grundlage für die Tagebausimulation .....	124
Abbildung 72: Geologischer Kohlenvorrat Garzweiler II.....	125
Abbildung 73: Versauerungsempfindlicher Abraum im Tagebau Garzweiler und Prinzip der A1-Maßnahme 126	
Abbildung 74: Blick von Süden in das östliche Restloch (Stand 7.8.2019) Am linken Bildrand der Damm mit der A44n 128	
Abbildung 76: Prognostizierte Füllung des verkleinerten Restsees .....	130
Abbildung 77: Tagebaustand Hambach 2020 mit Bezeichnungen der Böschungen und dem Erweiterungsbereich .....	132
Abbildung 78: Geologischer Längsschnitt NW-SE .....	133
Abbildung 79: Übersicht über die Emissionsminderungsziele der Bundesregierung.....	141
Abbildung 80: Erwartete installierte Leistung der deutschen Braunkohlekraftwerke in unterschiedlichen Studien und Szenarien .....	143
Abbildung 81: Installierte Kraftwerksleistung für das Referenzszenario .....	144
Abbildung 82: Vorräte und Entnahmen im Referenzszenario .....	145
Abbildung 83: Restseegestaltung Tagebau Jänschwalde (links laut RBP und rechts laut Unternehmensszenario 1A der LEAG) .....	150
Abbildung 84: Restseegestaltung Tagebau Nochten nach verschiedenen Vorlagen .....	151
Abbildung 85: Gliederung des Tagebaus Reichwalde (Stand 2010) .....	153
Abbildung 86: Tagebau Reichwalde, Konfiguration gemäß Referenzszenario.....	154
Abbildung 87: Restseegestaltung Tagebau Welzow-Süd nach verschiedenen Vorlagen Links laut Braunkohleplan, Mitte laut RBP, rechts laut Szenario 1A der LEAG. Das rechte Bild entspricht dem Referenzszenario. Bilder in der Mitte und rechts aus Tudeshki (2018, Teil A, S. 68). 157	
Abbildung 88: Ausschnitt aus Karte 2 BKP mit skizzierten Vorbehaltsgebieten .....	165
Abbildung 89: BKP Karte 4, Entwicklung von Abbau und Verkippung, Auszug.....	167
Abbildung 90: BKP Karte 4, Entwicklung von Abbau und Verkippung, Auszug.....	168

Abbildung 91: Zimmer (2018), Gestaltung der Bergbaufolgelandschaft, Auszug, Restsee Peres nach Vorsorgekonzept – schematisch .....	168
Abbildung 92: Legende .....	171
Abbildung 93: Ausgangszustand (01.01.2015) und aktuelle Tagebauplanung der RWE .....	172
Abbildung 94: Tagebauendstand Gewinnung im Referenzszenario zum 01.01.2019 .....	173
Abbildung 95: Tagebauendstand Gewinnung und Endzustand der Kippen im Referenzszenario .....	174
Abbildung 96: Lage des Restsees im Referenzszenario .....	175
Abbildung 97: Geplanter Abbaustand zum Ende des dritten RBP .....	178
Abbildung 98: Installierte Leistung Braunkohle im Referenzszenario und in Ausstiegsszenario 1 .....	182
Abbildung 99: Vorräte und Entnahmen in Ausstiegsszenario A1 .....	182
Abbildung 100: Abbaustände im Tagebau Reichwalde laut BKP Nach Auskohlung von Süd- und Nordfeld (links) und nach Auskohlung des Nordostfeldes und damit des gesamten Tagebaus laut BKP (Mitte); Grün: Kippenfläche, Schraffur: offener Tagebaureaum. Rechts Bergbaufolgelandschaft mit Restsee von rund 1.500 ha. 184	184
Abbildung 101: Tagebau Reichwalde, Konfiguration gemäß Ausstiegsszenario 1 .....	185
Abbildung 102: Verlauf des Truppenübungsplatzes (TrÜPI) im Nord- und Nordostfeld laut BKP .....	187
Abbildung 103: Zimmer (2018), Auszug Restsee Peres ohne Abraum aus Groitzscher Dreieck – schematisch 193	193
Abbildung 104: Zimmer (2018), Auszug, Restsee Groitzsch – schematisch .....	194
Abbildung 105: Tagebauendstand Gewinnung in Ausstiegsszenario 1 .....	198
Abbildung 106: Tagebauendstand Gewinnung und Endzustand der Kippen in Ausstiegsszenario 1 .....	199
Abbildung 107: Lage des Restsees im Tagebau Garzweiler in Ausstiegsszenario 1 .....	200
Abbildung 108: Hambachböschung 1:7, im Vordergrund das Tagebaufenster mit der offenliegenden Kohle (Stand 07.08.2019) .....	203
Abbildung 109: Tagebauendstand mit dem Elsdorfer Vorland (500 m Breite) und drei Sohlen im Erweiterungsbereich .....	204
Abbildung 110: Innenkippe in Polderschüttung (Stand 7.8.2019) .....	205
Abbildung 111: Eingedrehte Absetzer in der Innenkippe und Schüttung von vier Absetzerscheiben für die spätere Nordböschung bei Elsdorf im laufenden Betrieb und der Bereich des Depots auf der Innenkippe .	206
Abbildung 112: Derzeitige Nordböschung bei Elsdorf (1:3,87), im Vordergrund die Innenkippe, im Hintergrund die Hambachböschung (Stand 07.08.2019) .....	207
Abbildung 113: Lage des verkleinerter Restsses Hambach mit der Annahme des Erhalts des Hambacher Forsts und des Elsdorfer Vorlands mit einer Breite von ca. 500 m .....	210
Abbildung 114: Installierte Kraftwerksleistung in Ausstiegsszenario A2 .....	215
Abbildung 115: Vorräte und Entnahmen in Ausstiegsszenario 2 .....	216
Abbildung 116: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Barwert und Erfüllungsbetrag	228
Abbildung 117: Zins- und Inflationsentwicklung (2015 bis 2018) .....	229
Abbildung 118: Rückstellungen nach Gesamtverpflichtung – schematische Darstellung .....	230
Abbildung 119: Verteilungsrückstellungen – schematische Darstellung .....	230
Abbildung 120: Ansammlungsrückstellungen – schematische Darstellung .....	231
Abbildung 121: Barwertfaktoren und Rechnungszinssätze/Abzinsungssätze zum Betrachtungstichtag (31.12.2018)	233

## TABELLENVERZEICHNIS

---

Tabelle 1: Rheinisches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten .....	24
Tabelle 2: Lausitzer Revier – Zusammenfassung der Folgekosten .....	25
Tabelle 3: Mitteldeutsches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten.....	26
Tabelle 4: Bilanzielles Eigenkapital nach HGB .....	27
Tabelle 5: Planmäßiges Auslaufen der deutschen Braunkohlentagebaue .....	33
Tabelle 6: Kohlequalitäten der Tagebaue im Lausitzer Revier .....	50
Tabelle 7: Kraftwerkesteckbrief für das Lausitzer Revier .....	55
Tabelle 8: Rohkohleverteiung der Tagebaue auf Kraftwerke im Lausitzer Revier 2016 .....	56
Tabelle 9: Förderzahlen Tagebau Nochten .....	61
Tabelle 10: Förderzahlen Tagebau Reichwalde.....	70
Tabelle 11: Förderzahlen Tagebau Welzow-Süd.....	82
Tabelle 12: Kraftwerkesteckbrief für das Mitteldeutsche Revier .....	95
Tabelle 13: Braunkohlevorräte Tagebau Profen (Stand: 01.01.2019) .....	99
Tabelle 14: Qualitätswerte der Braunkohlen im Tagebau Profen.....	101
Tabelle 15: Abraum-Kohle-Verhältnis im Tagebau Profen.....	103
Tabelle 16: Braunkohlevorräte Tagebau Schleenhain (Stand: 01.01.2019) .....	110
Tabelle 17: Kennzahlen Tagebau Vereinigtes Schleenhain.....	111
Tabelle 18: Qualitätswerte der Braunkohlen im Tagebau Schleenhain .....	112
Tabelle 19: Kraftwerkesteckbrief für das Rheinische Revier .....	118
Tabelle 20: Förderzahlen Tagebau Garzweiler .....	123
Tabelle 21: Kippenkalkung .....	126
Tabelle 22: Kohlevorräte und Wiedernutzbarmachungskosten im Referenzszenario .....	147
Tabelle 23: Bewertungsansätze für Ermittlung der Differenzkosten in Lausitzer Tagebauen .....	149
Tabelle 24: Veränderung der Wiedernutzbarmachungskosten im Referenzszenario.....	156
Tabelle 25: Bewertungsansätze für Ermittlung der Differenzkosten in mitteldeutschen Tagebauen.....	161
Tabelle 26: Vorrats- und Flächenbestimmung der Vorbehaltsgebiete .....	163
Tabelle 27: Vorbehaltsgebiete im Tagebau Schleenhain.....	165
Tabelle 28: Ökonomische Auswirkungen des Referenzszenarios auf die Wiedernutzbarmachungskosten des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain.....	170
Tabelle 29: Veränderung des Restsees im Tagebau Garzweiler im Referenzszenario .....	175
Tabelle 30: Kohlevorräte und Wiedernutzbarmachungskosten in Ausstiegsszenario 1 .....	183
Tabelle 31: Veränderung der Wiedernutzbarmachungskosten im Ausstiegsszenario.....	188
Tabelle 32: Zusätzliche Aufwendungen für den Tagebau Profen in Ausstiegsszenario 1 .....	190
Tabelle 33: Mögliche Varianten der Auskohlung des Tagebaus Schleenhain.....	192
Tabelle 34: Zusätzliche Aufwendungen bei der Wiedernutzbarmachung des Abbaufelds Peres im Tagebau Schleenhain in Ausstiegsszenario 1 .....	195



Tabelle 35: Zusätzliche Aufwendungen bei der Wiedernutzbarmachung des Abbaufelds Groitzscher Dreieck im Tagebau Schleenhain in Ausstiegsszenario 1 .....	196
Tabelle 36: Einsparungen bei der Wiedernutzbarmachung des Abbaufelds Groitzscher Dreieck im Tagebau Schleenhain in Ausstiegsszenario 1 .....	196
Tabelle 37: Veränderung der Wiedernutzbarmachungskosten für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain in Ausstiegsszenario 1 .....	197
Tabelle 38: Veränderung des Restsees im Tagebau Garzweiler in den einzelnen Szenarien .....	200
Tabelle 39: Hambach – 2 Sohlen vs. 3 Sohlen .....	207
Tabelle 40: Veränderung des Restsees in den einzelnen Szenarien im Tagebau Hambach .....	209
Tabelle 41: Mehrkosten in Ausstiegsszenario 1 im Tagebau Hambach .....	212
Tabelle 42: Vergleich der sich aus den Szenarien ergebenden Auswirkungen für die Tagebaue im Mitteldeutschen Revier .....	218
Tabelle 43: Mögliche Varianten der Auskohlung des Tagebaus Schleenhain .....	220
Tabelle 44: Übersicht zu den vorhandenen Daten für das Lausitzer Revier .....	225
Tabelle 45: Übersicht zu den vorhandenen Daten für das Rheinische Revier .....	226
Tabelle 46: Lausitzer Revier – erste Komponente der Folgekosten .....	237
Tabelle 47: Nochten und Reichwalde – „allokierte“ bergbaubedingte Rückstellungen (hergeleitete Werte sind farbig hinterlegt) .....	237
Tabelle 48: Lausitzer Revier – zweite Komponente der Folgekosten .....	238
Tabelle 49: Reichwalde – Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 .....	239
Tabelle 50: Lausitzer Revier – Zusammenfassung der Folgekosten .....	240
Tabelle 51: Profen – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario .....	241
Tabelle 52: Vereinigtes Schleenhain – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario .....	241
Tabelle 53: Mitteldeutsches Revier – erste Komponente der Folgekosten .....	242
Tabelle 54: Mitteldeutsches Revier – zweite Komponente der Folgekosten .....	243
Tabelle 55: Profen – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 .....	244
Tabelle 56: Vereinigtes Schleenhain – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 .....	245
Tabelle 57: Mitteldeutsches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten .....	245
Tabelle 58: Hambach – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario ..	247
Tabelle 59: Garzweiler – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario	247
Tabelle 60: Rheinisches Revier – erste Komponente der Folgekosten .....	248
Tabelle 61: Hambach – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in Szenario A1 .....	249
Tabelle 62: Garzweiler – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in Szenario A1 .....	249
Tabelle 63: Rheinisches Revier – zweite Komponente der Folgekosten .....	250
Tabelle 64: Hambach – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 .....	251
Tabelle 65: Rheinisches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten .....	252
Tabelle 66: Übersicht zur Veränderung der spezifischen Kosten der einzelnen Tagebaue .....	254
Tabelle 67: Veränderung der spezifischen Kosten des Tagebaus Reichwalde unter Berücksichtigung von investiven Minderausgaben .....	255
Tabelle 68: Bilanzielles Eigenkapital gemäß Jahresabschlüssen (HGB) .....	257

Tabelle 69: Bergbaubedingte Rückstellungen gemäß Jahresabschlüssen (HGB) ..... 257

**ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS**

---

AG	Abbauggebiet
BBergG	Bundesberggesetz
BBodSchG	Bundes-Bodenschutzgesetz
BKP	Braunkohlenplan
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V.
CAD	Computer-Aided Design
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.
DM	Deutsche Mark
EE	Erneuerbare Energien
ESStG	Einkommensteuergesetz
EUA	European Union Allowances
HGB	Handelsgesetzbuch
HKW	Heizkraftwerk
IRR	Internal Rate of Return (interner Zinsfuß)
KMS	Kohlemisch- und Stapelplatz
KrW-/AbfG	Kreislaufwirtschaftsgesetz/Abfallgesetz
KWSB	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“
LAUBAG	Lausitzer Braunkohle AG
LBGR	Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg
LEAG	Lausitz Energie Bergbau AG
LMBV	Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH
LPIG	Landesplanungsgesetz
MIBRAG	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
MUEG	Mitteldeutsche Umwelt- und Entsorgung GmbH
NEP	Netzentwicklungsplan
NHN	Normalhöhennull
RAA	Richtlinie für die Anlage von Autobahnen
RBP	Rahmenbetriebsplan
ROG	Raumordnungsgesetz
TA	Teilabschnitt
THG	Treibhausgas
TEP	Teilgebietsentwicklungsprogramm
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVU	Umweltverträglichkeitsuntersuchung
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WNM	Wiedernutzbarmachung

**Hinweis des BMWi:**

„Es wird darauf hingewiesen, dass Ergebnisse und Feststellungen des Gutachtens die Bundesregierung in keiner Weise präjudizieren im Hinblick auf Schlussfolgerungen und Maßnahmen in politischen, gesetzgeberischen und gerichtlichen Zusammenhängen.

Hinweis: Am 10. Dezember 2020 fand ein Workshop mit Auftraggeber und Auftragnehmer statt, um die Annahmen des Gutachtens in Hinblick auf die Festlegungen des Kohleausstiegsgesetzes zu erläutern. Auf das Protokoll dieses Workshops wird verwiesen.“

**Vorbemerkung der Autoren:**

Die inhaltlichen Arbeiten an diesem Gutachten wurden Ende November 2019 abgeschlossen. Danach erfolgten Änderungen am Text des Endberichts mit der Zielstellung einer möglichst verständlichen Darstellung, aber keine Neubildung von Szenarien und anderen Annahmen aufgrund zwischenzeitlich eingetretener Ereignisse. Die im Gutachten dargestellten Ausstiegsszenarien spiegeln nicht die Verhandlungsergebnisse wider, die die Bundesregierung in Vereinbarungen mit den Ländern und mit den Unternehmen erreicht hat bzw. die sich aus den Gesetzen ergeben.

## **1 ZUSAMMENFASSUNG**

---

### **1.1 Ausgangslage**

#### **Politische Ausgangslage**

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, im Folgenden Kommission bzw. KWSB genannt, hat in ihrem Bericht vom 26.01.2019 Vorschläge für einen auf breiter gesellschaftlicher Akzeptanz fußenden Ausstieg aus der Kohleverstromung vorgelegt.<sup>1</sup> Dieser Ausstieg soll durch ein umfangreiches Maßnahmenpaket zum Struktur- und Beschäftigungswandel begleitet werden. Dieses Gutachten analysiert einen Teilbereich des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, nämlich die unmittelbaren Folgewirkungen des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung auf die Kosten der Tagebaue, also die aus der Beendigung der Verstromung resultierenden finanziellen Auswirkungen auf die Tagebaubetreiber, die aus veränderten Mengen und ggf. daraus erfolgenden Anpassungen der bisherigen Tagebauplanungen resultieren.

#### **Technische Ausgangslage: Kraftwerke**

Betroffen von der Empfehlung sind zunächst die Kraftwerke, in denen Braunkohle „verstromt“, also verbrannt, und mit der freiwerdenden Energie Strom und teilweise in geringem Umfang Fernwärme erzeugt wird. Dieser Kraftwerkspark umfasst aktuell etwa 60 Blöcke an Standorten, die ganz überwiegend rohstoffnah, also nahe an den Braunkohlegewinnungsstätten liegen. Die Kommission hat jeweils eine Zielgröße für die verbleibende Kraftwerkskapazität für die Jahre 2023, 2030 und 2038 definiert. Die Kommission hat allerdings keine Empfehlungen ausgearbeitet, welcher Kraftwerksbetreiber welchen Block in welchem Jahr aus dem Markt nehmen sollte. Vor diesem Hintergrund besteht eine Aufgabe für die Umsetzung der Kommissionsbeschlüsse und auch für dieses Gutachten darin, eine blockscharfe Abschaltreihenfolge dieser Kraftwerke zu konkretisieren.

---

<sup>1</sup> KWSB (2019)



**Technische Ausgangslage: Tagebaue**

Die Braunkohlegewinnung ist in Deutschland in drei Revieren angesiedelt: dem Rheinischen Revier, dem Mitteldeutschen Revier und dem Lausitzer Revier. Diese Reviere unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht. Die Lagerungsart der Kohlen ist ebenso unterschiedlich wie die darauf spezialisierten Abbaumethoden und -geräte. Auch die umgebenden geologischen Gegebenheiten sind verschieden. Hieraus resultieren jeweils andere Herausforderungen, wenn ein Tagebau umgeplant oder anders als geplant stillgelegt werden soll.

Auch die Verbindung von Tagebau zum Kraftwerk ist individuell. In manchen Fällen besteht eine 1:1-Zuordnung zwischen Tagebau und Kraftwerksstandort, wie z. B. zwischen dem Tagebau Inden und den Kraftwerksblöcken am Standort Weisweiler. In anderen Fällen ist die Logistik flexibler (Tagebauverbund durch Kohlebahnen), sodass Kohlen aus mehreren Tagebauen in mehreren Kraftwerksstandorten genutzt werden können. Die Abhängigkeiten zwischen Kraftwerksstandorten und die damit verbundenen jeweiligen Tagebaue führen somit dazu, dass eine Abschaltung der Kraftwerksblöcke mit den Randbedingungen der Tagebaue und den verfügbaren Kohlenqualitäten möglichst synchronisiert werden muss.

All diese Aspekte gilt es, angemessen zu berücksichtigen, wenn die notwendige Konkretisierung und die darauf aufbauende Folgebetrachtung der Kommissionsempfehlung erfolgen soll.

**1.2 Aufgabenstellung**

Die Aufgabenstellung des Gutachtens gliedert sich in fünf methodische Schritte, die in der folgenden Grafik dargestellt sind. Um die Folgekosten des von der KWSB vorgeschlagenen Kohleausstiegspfad zu bemessen, wird im Gutachten zunächst ein Referenzszenario definiert, welches die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und der daraus resultierenden Tagebaukapazitäten auf Basis technisch-wirtschaftlicher Nutzungsdauern der Kraftwerke im Rahmen der bestehenden, genehmigten Rahmenbetriebspläne und veröffentlichten Unternehmenspläne beschreibt. Dieses Referenzszenario berücksichtigt neben diesen Genehmigungen auch den energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmen. Damit ergeben sich Abweichungen zwischen dem Referenzszenario des Gutachtens einerseits und den Rahmenbetriebsplänen bzw. den Unternehmensplänen andererseits. Das Gutachten unterstellt, dass sich u. a. wegen sich verändernden energiepolitischen Rahmenbedingungen auch ohne ein explizites Kohleausstiegsgesetz diese Pläne nicht zwangsläufig in vollem Umfang realisieren lassen (weil zum Beispiel der Neubau von Braunkohlekraftwerksblöcken als weder energiewirtschaftlich noch energiepolitisch sinnvoll erscheint), und somit in der Tendenz der Abbau nicht so umfangreich erfolgt wie bisher geplant.

Diesem Referenzszenario „ohne gesetzlich verordneten Kohleausstieg“ werden zwei Ausstiegsszenarien gegenübergestellt. Sie bestimmen auf der Grundlage zweier unterschiedlicher Modelle die Folgekosten im Fall des Kohleausstiegs. Beide Ausstiegsszenarien erfolgen auf der Grundlage der Beschlüsse der Kommission.

Diese Szenarien sind Annahmen für die Zwecke dieses Gutachtens. Ohne solche Annahmen lassen sich die Folgekosten nicht bestimmen. Die beiden Ausstiegsszenarien halten sich immer im Rahmen der Empfehlungen der KWSB.

Die Ermittlung der Szenarien geschieht auf Basis definierter Kriterien. Im Ergebnis resultiert daraus eine jahresscharfe Stilllegungsreihenfolge. Diese korrespondiert wiederum mit Kohlenbedarfen pro Tagebau. Der Grad der Auskohlung eines Tagebaus ist ein bestimmender Faktor für den finalen Zustand des Tagebaus und damit für die zur Rekultivierung und für Sicherungsmaßnahmen etc. aufzuwendenden Geldmittel sowie für weitere Folgewirkungen. Hieraus lässt sich dann final die Aussage generieren, welche Auswirkungen auf die Tagebaukosten für Umplanung, Rekultivierung etc. resultieren (im Gutachten Folgekosten genannt) und wie sich der Bedarf an Rückstellungen für die tagesbaubetriebenden Unternehmen sowie die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Unternehmen verändern.

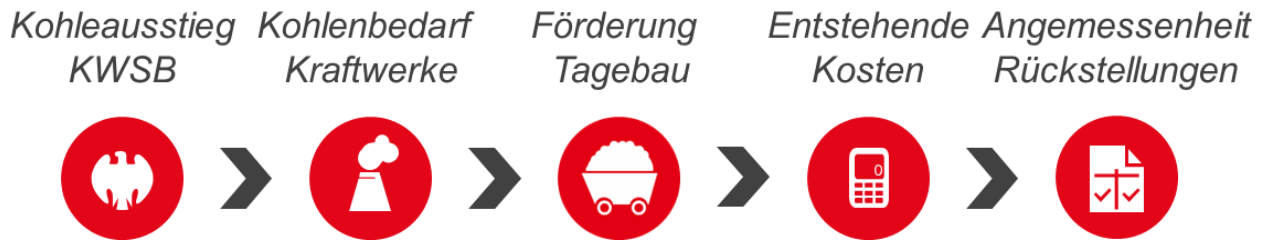


Abbildung 1: Fünf methodische Schritte des Vorgehens

Die Zusammenhänge zwischen diesen fünf Schritten müssen adäquat abgebildet werden. Dazu wurde im Gutachten zum einen der Kraftwerkseinsatz blockscharf modelliert und daraus der Kohlebedarf abgeleitet. Zum anderen wurden die für Folgekostenabschätzung relevanten Tagebaue mit digitalen Geländemodellen analysiert. Für das Lausitzer Revier betrifft das den Tagebau Reichwalde und für das Mitteldeutsche Revier die Tagebaue Profen und Schleenhain. Dafür standen nur stark vereinfachte Geländemodelle zur Verfügung. Für die großen Tagebaue Garzweiler und Hambach waren die zu betrachtenden Tagebauszenarien sehr komplex, aber es waren aus Sicht der Tagebauexperten ausreichend Daten verfügbar, sodass über diese Daten hinaus digitale Lagerstättenmodelle aufgebaut werden konnten (Anlage 2). Die so ermittelten Mengenänderungen bei Kohleförderung, Abraum und anderen relevanten Größen werden mit aus unterschiedlichen Quellen verfügbaren Preisen bewertet, um daraus die entstehenden Kosten zu berechnen. Diese Kosten (bzw. Mehr- oder Minderausgaben) werden nach bestimmten Annahmen planerisch zeitlich verteilt. Über diese zeitliche Verteilung werden dann die entstehenden, auf den heutigen Zeitwert diskontierten Folgekosten ermittelt.

### Disclaimer

Für die Abschätzung der Folgekosten erforderlichen umfangreichen Datenerhebungen und -analysen standen ausschließlich öffentlich zugängliche Quellen, Studien, Unternehmensinformationen und Gutachten zur Verfügung. Detaillierte – nicht öffentliche – Betreiberdaten konnten auf Wunsch des Auftraggebers bei den Unternehmen bzw. Behörden nicht angefragt werden und standen damit nicht zur Verfügung.

Angesichts der somit im Verhältnis zu den betroffenen Unternehmen bestehenden Informationsasymmetrie sind die in diesem Gutachten dargestellten Annahmen, Schlussfolgerungen und Ergebnisse daher mit einer gewissen Bandbreite an Unsicherheit zu interpretieren. Gleichwohl werden die grundlegenden Erkenntnisse der vorliegenden Untersuchung durch die Gutachter grundsätzlich als belastbar eingeschätzt.

Die Darstellung der Folgekosten und ihrer Komponenten erfolgt in diesem Gutachten (insbesondere Kapitel 6) grundsätzlich gerundet auf ganzzahlige Millionen-Euro-Werte. Da die zugrundeliegenden Kalkulationen im Regelfall mit exakten (d. h. ungerundeten) Werten erfolgten, können sich in den Tabellen darstellungsbedingte Rundungsabweichungen ergeben.

## 1.3 Szenarien

Um eine höhere Aussagekraft zu generieren, wurde die Untersuchung für ein Referenzszenario und zwei Ausstiegsszenarien der Kraftwerksstilllegungsreihenfolge durchgeführt:

### Referenzszenario

Zweck des Referenzszenarios im Rahmen dieses Gutachtens ist die – soweit möglich objektivierte – Projektion der Braunkohleverstromung unter der Annahme, dass kein regulatorisch oder durch Verhandlungen vorzeitiger Ausstieg aus der Braunkohleverstromung erfolgt. Hierzu wurden unter anderem die Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviere sowie das Lausitzer Revierkonzept gewürdigt. Dies kann gleichwohl zur Folge haben, dass der Abbau nicht wie bisher in den Genehmigungen und Unternehmensplänen vorgesehen erfolgt und die Verstromung früher als bisher geplant beendet wird, denn es sind zum einen die energiepolitischen Rahmenbedingungen und zum anderen die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Braunkohlekraftwerke zu betrachten. Das kann – unabhängig von

einem gesetzlich verordneten Kohleausstieg – zu Abweichungen von den bisherigen Planungen und Genehmigungen führen.

Auch wenn Tagebaue und Kraftwerke hier in der Regel eine wirtschaftliche Einheit bilden, kann ceteris paribus nicht automatisch geschlossen werden, dass die Laufzeit der Kraftwerke immer synchron ist mit den Vorräten in den (genehmigten) Tagebauen. Der Kraftwerks- und Tagebaubetreiber hat grundsätzlich ein Interesse, den einmal aufgeschlossenen Tagebau möglichst vollständig auszukohlen.

Reichen allerdings die Rohmargen längerfristig nicht mehr aus, um die mittel- und langfristig unvermeidbaren fixen Betriebskosten<sup>2</sup> zu decken, werden Tagebau und Kraftwerk möglicherweise nicht weiter betrieben. Dies gilt insbesondere dann, wenn durch eine vorzeitige Stilllegung gewährleistet ist, dass die Folgekosten aus einer Veränderung (Verkleinerung) eines Tagebaus die vermeidbaren Fixkosten von Kraftwerk und Tagebau nicht übersteigen.

Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass über die bestehenden, genehmigten Rahmenbetriebspläne hinaus keine weiteren Tagebaue bzw. Tagebauerweiterungen und auch keinerlei Neubauten von Braunkohlekraftwerksblöcken erfolgen.

Im Ergebnis werden im Referenzszenario die verfügbaren Kohlemengen in einzelnen Tagebauen nicht vollständig ausgekohlt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die vollständige Auskohlung weitere Kraftwerksinvestitionen erforderlich machen würde, deren wirtschaftliche Tragfähigkeit zumindest als ungewiss bezeichnet werden muss.

## Ausstiegsszenario 1

Ausstiegsszenario 1 betrachtet als Leitgröße das Betriebsalter der Kraftwerke. Die Kraftwerksblöcke werden in der Reihenfolge ihres Alters stillgelegt, und zwar so viel pro Jahr, dass die Vorgabe der Kommission möglichst gut erfüllt wird. Diese Entscheidung über Betrieb oder Stilllegung der Kraftwerke führt zu einem Kohlenbedarf pro Kraftwerksblock. Sofern zwischen Kraftwerk und Tagebau eine 1:1-Zuordnung besteht, führt die Stilllegungsreihenfolge also auch zu einem bestimmten Ende der Förderung im betreffenden Tagebau. In vielen Fällen sind Tagebaue innerhalb eines Revieres aber verbunden und es bestehen Freiheitsgrade, aus welchem Tagebau die Kohlen für einen bestimmten Kraftwerksblock entnommen werden. Innerhalb des A1-Szenarios wurden diese Freiheitsgrade so genutzt, dass ein augenscheinlich sinnvoller Pfad der Tagebaunutzung beschritten wurde. So kann es bei verbundenen Tagebauen z. B. sinnvoller sein, nur in einem Tagebau eine Restmenge zu belassen und die übrigen vollständig auszukohlen. Die Maßgabe des Szenarios, also die Stilllegungsreihenfolge der Kraftwerksblöcke, wurde dabei *nicht* nachträglich angepasst, um Tagebaue besser nutzen zu können, sie bleibt eine altersbedingte Stilllegungsreihenfolge.

Ausstiegsszenario A1 beschreibt also einen kraftwerksseitig getriebenen Ausstiegspfad. Ziel ist es dabei, die Kommissionsvorgaben einzuhalten. Die Kommission empfiehlt:

- die Reduzierung der Leistung der Kohlekraftwerke im Markt<sup>3</sup> im Jahre 2022 auf 15 GW und
- im Jahre 2030 auf 9 GW,
- das Ende des Jahres 2038 als endgültigen Abschlusszeitpunkt,
- die stetige Reduzierung zwischen diesen Punkten sowie

<sup>2</sup> Die vermeidbaren fixen Betriebskosten umfassen im Wesentlichen Personalkosten, Kosten für Wartung durch eigenes Personal und/oder bezogene Leistungen, damit verbundene Kosten für Overhead sowie längerfristig erforderliche Investitionen z. B. für das Umsetzen von Großgeräten (Bandanlagen, Großbagger). Vgl. dazu auch: Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen, Kapitel 9. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.

<sup>3</sup> Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden somit nicht betrachtet.

- den Erhalt des Hambacher Forstes.

Das regulatorische Ausstiegsszenario A1 orientiert sich an der Überlegung, die Kraftwerke streng in der Reihenfolge ihres Betriebsalters außer Betrieb zu nehmen (also die ältesten Kraftwerke zuerst). Daraus folgt, dass die Tagebaue entsprechend den jeweiligen Verbänden zwischen Kraftwerken und Tagebauen stillgelegt werden müssen.

### **Ausstiegsszenario 2**

Ausgehend von der Reihenfolge von A1 wird hier versucht, eine tagebauseitige Optimierung vorzunehmen, wobei es zulässig ist, von der altersbedingten Stilllegungsreihenfolge des A1 abzuweichen. Da – wie ausgeführt – die Tagebaue innerhalb eines Revieres oft miteinander verbunden sind, der Abtausch auf dieser Ebene also schon in A1 Raum gegriffen hat, geht die Optimierung eher in den Abtausch zwischen Revieren. Um die Günstigkeit oder Vorzugswürdigkeit einer solchen, angepassten Stilllegungsreihenfolge zu beurteilen, muss allerdings wiederum die Bewertungskette vom Kraftwerk über die Kohlenmengen zu den Tagebauen und den resultierenden Folgekosten durchlaufen werden. Es ist also nicht von vornherein ersichtlich, ob ein Abtausch tatsächlich zu geringeren Folgekosten führen wird. Die Ermittlung dieser Beurteilung ist ein aufwändiges Prozedere. Die Gutachter versuchten also in Ausstiegsszenario 2, durch eine bevorzugte Berücksichtigung der Tagebauseite, die Kosten zu mindern.

Wie schon in Kapitel 1.2 ausgeführt, verweisen die Gutachter auf den Umstand, dass auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen nur ein begrenzter Detaillierungsgrad erreicht werden kann. Infolgedessen kann keine Tagebaudetailplanung erfolgen. Die resultierenden Ergebnisse halten die Gutachter für grundsätzlich plausibel und sind als Anhaltswerte für den Auftraggeber des Gutachtens geeignet.

### **Ergebnisüberblick der Szenarien**

Einen Überblick über die Auskohlung der einzelnen Tagebaue in den drei Szenarien geben die folgenden Grafiken:



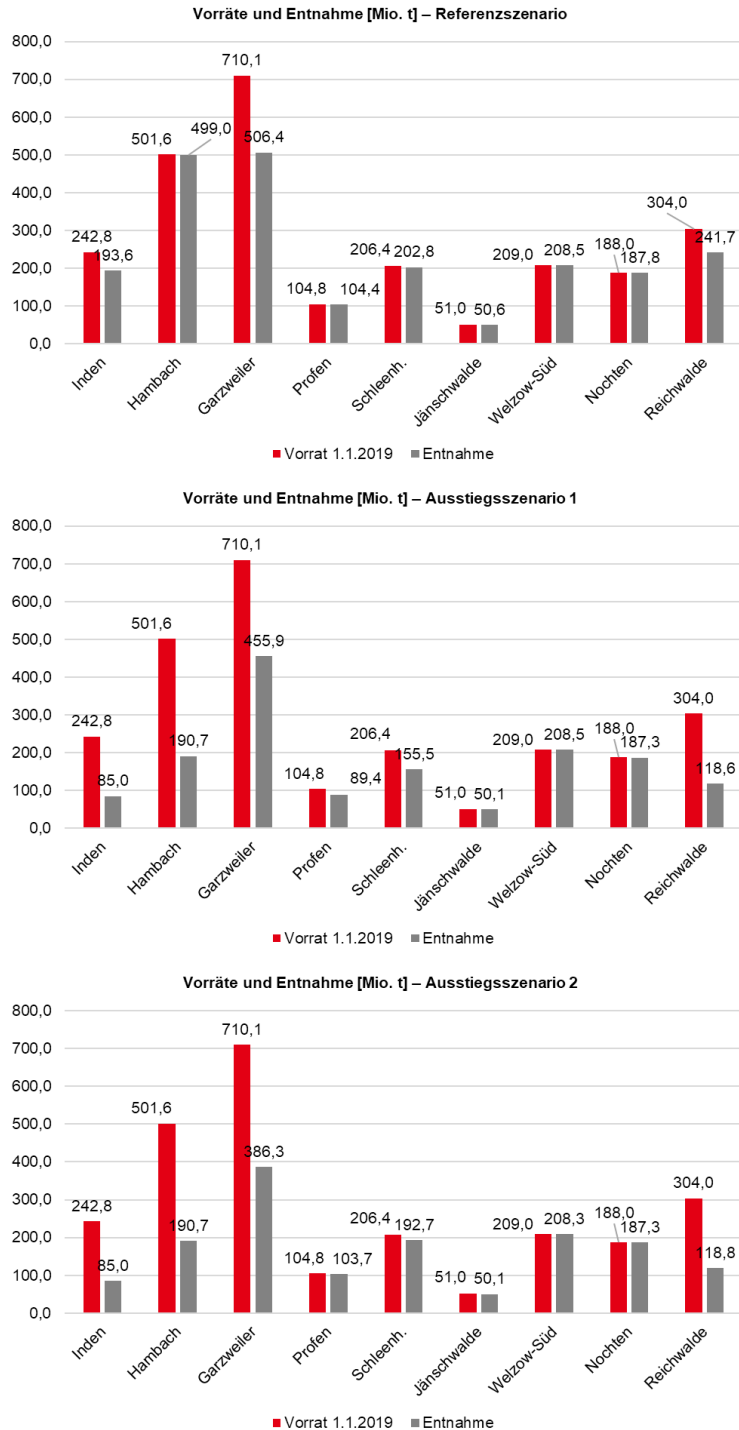


Abbildung 2: Auskohlung in den Szenarien

Für das **Referenzszenario** ergibt die Modellierung, dass alle Tagebaue im Umfang der genehmigten Rahmenbetriebspläne ganz oder sehr weitgehend ausgekohlt würden, mit Ausnahme von Garzweiler II und Reichwalde. Im Rheinischen Revier würde eine vollständige Auskohlung von Garzweiler II (und eine ursprünglich geplante weitere Auskohlung des Tagebaus Hambach im Rahmen des bisher nicht beantragten vierten Rahmenbetriebsplans) den Neubau zumindest eines weiteren Braunkohlekraftwerkes erfordern (ursprüngliches Projekt einer BoA 4). Den Bau eines solchen Kraftwerkes halten die Gutachter auch ohne explizites Kohleausstiegsgesetz für energiewirtschaftlich unrealistisch, sodass der Tagebau Garzweiler in geringerem Maß ausgekohlt wird als in Leitentscheidungen und Unternehmensplänen angegeben.

Allerdings muss bezüglich der Gestaltung des Restsees und für den Wegfall der A61 eine Lösung gefunden werden. Der Tagebau Hambach wird im Referenzszenario weiter ausgekohlt, sodass der Hambacher Forst nicht erhalten bleibt. Diese Annahme entspricht der Genehmigungslage.

Im Lausitzer Revier würde der Tagebau Reichwalde, der zugleich die geringwertigsten Kohlen beinhaltet, zu etwa 80 % ausgekohlt. Die Inanspruchnahme des Teilabschnitts II im Tagebau Welzow-Süd sowie des Abbaubereiches 2 und des Sonderfeldes Mühlrose sind nicht erforderlich. Der Tagebau Reichwalde kann, so die Annahme des Gutachtens, flexibel verkürzt werden und stellt somit die Residualgröße im Lausitzer Revier dar. Dies führt dazu, dass dort die Auskohlung in den Szenarien verändert wird, dies führt zur größten Zunahme an Folgekosten außerhalb des rheinischen Reviers.

**Ausstiegsszenario A1** führt im Rheinischen Revier dazu, dass sowohl der Hambacher Forst als auch die Ortschaften Keyenberg, Kuckum, Westrich (Ober- und Unterwestrich) sowie Berverath am Tagebau Garzweiler II erhalten bleiben. Mit dem Erhalt des Hambacher Forsts folgt das Szenario auch der Empfehlung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“. Der Erhalt des Hambacher Forstes erfordert sehr hohe Massenbewegungen, um standfeste Böschungen zur Herstellung einer Endfigur des Tagebaus zu erhalten. Weiterhin sind im Tagebau durch die frühzeitige Stilllegung aufwändige wasserwirtschaftliche Maßnahmen erforderlich.

Im Mitteldeutschen Revier wäre eine Verkleinerung des Tagebaus Schleenhain zu erwarten. Die Verkleinerung betrifft insbesondere die nicht mehr vorzunehmende Auskohlung des Teilgebiets Groitzscher Dreieck. Die frühere Stilllegung führt zu einer nicht notwendigen Inanspruchnahme des Vorbehaltsgebiets Pödelwitz, hat aber keine weitergehenden Auswirkungen auf die Wiedernutzbarmachung.

Im Lausitzer Revier werden wiederum bis auf den Tagebau Reichwalde alle übrigen vollständig ausgekohlt. Die Restmengen im Tagebau Reichwalde liegen mit rund 185 Mio. t im Vergleich zur Referenz (dort 62,3 Mio. t) deutlich höher; es werden somit ca. 40 % der Vorräte bezogen auf 2018 ausgekohlt.

**Ausstiegsszenario A2** zeigt, dass der Versuch einer Nachoptimierung zwischen den Revieren durch die komplexen Zusammenhänge zwischen Abraum und Fördermenge nicht zu positiven Effekten führt, die Folgekosten sich also insgesamt nicht reduzieren ließen. Die Gutachter versuchten in Ausstiegsszenario 2, durch eine bevorzugte Berücksichtigung der Tagebauseite die Kosten zu mindern. Eine solche Kostenoptimierung lässt sich aber nicht realisieren.

Für die Lausitzer und Mitteldeutschen Reviere wurde, basierend auf den im Referenzszenario modellierten Kraftwerkslaufzeiten, bereits mit Ausstiegsszenario 1 die optimale Variante gefunden.

Im Ergebnis führt Ausstiegsszenario 2 im Rheinischen Revier dazu, dass in Garzweiler erhebliche Massenbewegungen ohne die Förderung von Kohle notwendig werden. Insofern ergeben sich hier Abweichungen von Ausstiegsszenario 1. Diese übersteigen in den Folgewirkungen erzielbare Optimierungserfolge in den anderen Revieren deutlich.

Die qualitativen Kriterien (Umsiedlung, Erhalt des Hambacher Forstes) spielen insbesondere in den Handlungsoptionen des Rheinischen Revieres eine große Rolle.

Wichtig erscheint die Erkenntnis, dass bereits durch die geänderte Marktsituation (dokumentiert im Referenzszenario) eine grundlegende Änderung gegenüber früheren Planungen eingetreten ist. Die Differenzen zwischen dem Referenzszenario und den Ausstiegsszenarien ergeben sich nicht für alle Tagebaue, sondern insbesondere für die Tagebaue Garzweiler II, Hambach und Reichwalde.

## 1.4 Folgekosten

Die Folgekosten im Sinne des für dieses Gutachten definierten Ansatzes setzen sich zusammen aus dem mit der zeitlichen Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils einhergehenden wertmäßigen Effekt auf

die zum Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bilanzierten Rückstellungen einerseits („Erste Komponente“) sowie den tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben andererseits („Zweite Komponente“).

Komponente 1 bildet somit die bereits gebildeten Rückstellungen für bereits ausgekohlte Flächen ab. Diese Rückstellungen verändern sich je nach unterstelltem Realzinssatz durch das früher als bisher geplante Verstromungsende und die früher anfallenden Ausgaben bzw. Auszahlungen für die Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung der Flächen, die in der Vergangenheit bereits ausgekohlt wurden.

Komponente 2 bildet hingegen Kosten für künftig auszukohlende Flächen, für die noch keine Rückstellungen gebildet wurden, ab. Die Beträge der beiden Komponenten werden addiert.

### **Rheinisches Revier**

Die folgende Tabelle (Folgeside) zeigt die auf Basis der Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden Folgekosten bei den Tagebauen Garzweiler und Hambach.

Bezüglich der Abschätzung ökonomischer Auswirkungen stellt der Tagebau Inden eine Besonderheit dar.

In den Ausstiegsszenarien (in beiden identisch) beträgt die Kohlenabbaumenge mit 85 Mio. t etwas weniger als die Hälfte des Referenzszenarios. Zugleich ist die Planung des Restsees mit seiner multifunktionalen Nutzung sehr weit fortgeschritten. In den Überlegungen der Restseegestaltung bei einem Ausstieg gemäß Szenario A1 oder A2 ist zu beachten, dass die Anlegung des Restsees einerseits politisch getrieben war, zum anderen bei RWE auch zu Kosteneinsparungen führt, weil die Errichtung einer Bandanlage zur Verfüllung des Restlochs Inden durch Mengen aus Hambach nicht erforderlich ist: Über die bergbaulichen Fragestellungen hinaus sind aufgrund der fortgeschrittenen Planung die Interessen der Stakeholder von besonders hoher Bedeutung, also insbesondere die Frage nach der multifunktionalen Nutzung des Restsees. Eine geänderte Restseeplanung würde einen neu zu erzielenden Kompromiss zwischen diesen Stakeholderinteressen und den Kosten anstreben. Eine Detailplanung, die dies angemessen berücksichtigt, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens und zudem ohne Detaildaten der bergbaubetriebenden Unternehmen und Kenntnis weiterer Randbedingungen nicht möglich.

Als Abschätzung kann folgendes gelten:

Einerseits ist vorstellbar, dass der Restsee in etwa in der ursprünglich geplanten Form, aber mit geringerer Tiefe erfolgt. In diesem Falle gehen die Gutachter davon aus, dass sich Mehrkosten für die Umplanung und ersparte Aufwendungen in etwa ausgleichen.

Eine obere Abschätzung führt zu der Überlegung, in Inden eine reine Abraumförderung (wie in Hambach) durchzuführen, um Abraum zu beschaffen. Eine erste grobe Kostenschätzung – nur für die Abraumbeschaffung – beläuft sich für Inden auf etwa 330 Mio. €. Hierbei wurde wie folgt vorgegangen: Bei einem Kohle-Abraumverhältnis von 1:3,1 würden bei einer um 108,6 Mio. t verringerten Kohlenförderung (85 Mio. t statt 193,6 Mio. t) auch 337 Mio. m<sup>3</sup> Abraum weniger gefördert werden. Um die Restseegeometrie – vor allem in der Lage – annähernd vergleichbar herzustellen, müsste diese Abraummenge trotzdem gefördert werden. Die spezifischen Kosten für die Aufnahme und den Wiedereinbau von 1 m<sup>3</sup> Abraum im Regelbetrieb (ohne Anlage von Depots) betragen in Inden 0,86 €/m<sup>3</sup> (Tudeshki 2017). Dadurch würden Kosten in Höhe von 337 Mio. t x 0,86 € = 330 Mio. € entstehen. Bei der Abschätzung wurden der aktuelle Abbaustand und die noch abzubauenen Kohlen- bzw. Abraummengen nicht berücksichtigt. Da die Kohlen im Boden verbleiben, würde der See auch ca. um 40 bis 45 m flacher werden (Mächtigkeit der Kohlenflöze). Eine genaue Bilanzierung der Abraummengen (und darauf basierend die Abschätzung der Mehrkosten) und die Ausgestaltung des Restsees erfordern genauere Betreiberdaten und die Aufstellung eines digitalen Lagerstättenmodells. Ein rein kostenoptimaler Abschluss der Kohlenförderung, der auf die bisherige Planung des Restsees keinerlei Rücksicht nimmt, könnte diese Folgekosten allerdings ganz oder teilweise vermeiden. Dies führt zu einer theoretischen Folgekostenspanne von 0 bis etwa 330 Mio. €.

Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich einzuhaltender Zusagen betreffend der Restseegestaltung, der fehlenden Unternehmensdaten und der daraus folgenden, großen Spanne möglicher Folgekosten wurde im Weiteren davon abgesehen, die Kostenposition Inden in gleicher Weise in den Tabellen mitzuführen wie die anderen Rheinischen Tagebaue. Eine abschließende Beurteilung, ob und ggf. in welcher Höhe für Inden tatsächlich ausstiegsbedingte Tagebaufolgekosten anzusetzen sind, ist den Gutachtern aufgrund der verfügbaren Datenbasis derzeit nicht möglich.

Rheinisches Revier – Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe
<b><i>Inflationierung: 1,5 % p. a.</i></b>						
Hambach	113	1.666	1.779	113	1.666	1.779
Garzweiler	97	-	97	97	364	461
<b>Summe</b>	<b>210</b>	<b>1.666</b>	<b>1.876</b>	<b>210</b>	<b>2.030</b>	<b>2.240</b>
<b><i>Inflationierung: 2,0 % p. a.</i></b>						
Hambach	77	1.744	1.821	77	1.744	1.821
Garzweiler	67	-	67	67	403	471
<b>Summe</b>	<b>144</b>	<b>1.744</b>	<b>1.888</b>	<b>144</b>	<b>2.147</b>	<b>2.292</b>
<b><i>Inflationierung: 2,5 % p. a.</i></b>						
Hambach	29	1.824	1.853	29	1.824	1.853
Garzweiler	6	-	6	6	447	453
<b>Summe</b>	<b>35</b>	<b>1.824</b>	<b>1.859</b>	<b>35</b>	<b>2.271</b>	<b>2.306</b>

Tabelle 1: Rheinisches Revier (ohne Inden) – Zusammenfassung der Folgekosten (Die Markierung „-“ in den Tabellen [wie z. B. bei den zweiten Komponenten bei Garzweiler in A 1] bedeutet, dass keine Kosten aufgeführt werden, der Betrag also Null ist. Alle Werte sind gerundet.<sup>4</sup>

Die Aufteilung der Folgekosten zwischen den Tagebauen Hambach und Garzweiler ist der Ausgestaltung der Ausstiegsszenarien geschuldet. Eine andere Gestaltung bei ähnlichen Auskohlungsmengen (z. B. Auskohlung des Tagebaus Hambach und frühzeitiger Ausstieg in Garzweiler und Inden) wurde nicht in den Szenarien abgebildet, da die Vorgabe der Kommission bezüglich des Hambacher Forstes eingehalten werden sollte.

**Für das Rheinische Revier (ohne Inden) ergibt das Gutachten Folgekosten im Fall eines Kohleausstiegs je nach Szenarien und Annahmen bei der Inflationierung zwischen 1,9 Milliarden Euro und 2,3 Milliarden Euro.**

### Lausitzer Revier

Die folgende Tabelle zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden Folgekosten bei den Tagebauen Nochten und Reichwalde.

Die Tagebaue Jänschwalde und Welzow unterscheiden sich in den hier betrachteten Szenarien nicht, daher führt die Deltabetrachtung auch nicht zu Folgekosten. Die Brandenburger Tagebaue (Welzow Süd und Jänschwalde) werden in den Ausstiegsszenarien so ausgekohlt, wie es die bisherige Genehmigungs- und Planungslage ergibt. Der Kohleausstieg hat somit für diese Tagebaue keine nennenswerten Auswirkungen auf die Folgekosten. Folglich werden ihre Werte in den Tabellen nicht ausgewiesen.

<sup>4</sup> Die Rundung der Zahlen kann dazu führen, dass die Summe aus zwei gerundet Null ergebenden Positionen von Null abweicht, z. B. ergibt  $0,4 + 0,4 = 0,8$ , gerundet:  $0 + 0 = 1$ .

Die Folgekosten im Sinne des für dieses Gutachten definierten Ansatzes setzen sich wiederum zusammen aus dem mit der zeitlichen Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils einhergehenden wertmäßigen Effekt auf die zum Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bilanzierten Rückstellungen einerseits („Erste Komponente“) sowie den tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben andererseits (Zweite Komponente).

Lausitzer Revier – Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe
<b>Inflationierung: 1,5 % p. a.</b>						
Nochten	15	-	15	15	-	15
Reichwalde	5	13	18	7	13	20
<b>Summe</b>	<b>20</b>	<b>13</b>	<b>33</b>	<b>22</b>	<b>13</b>	<b>35</b>
<b>Inflationierung: 2,0 % p. a.</b>						
Nochten	7	-	7	7	-	7
Reichwalde	3	13	16	4	13	17
<b>Summe</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>23</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>24</b>
<b>Inflationierung: 2,5 % p. a.</b>						
Nochten	-	-	-	-	-	-
Reichwalde	-	14	14	-	14	14
<b>Summe</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>14</b>

Tabelle 2: Lausitzer Revier – Zusammenfassung der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

**Für das Lausitzer Revier ergibt das Gutachten Folgekosten im Fall eines Kohleausstiegs je nach Szenarien und Annahmen bei der Inflationierung zwischen 14 Millionen Euro und 35 Millionen Euro.** In den Tagebauen, die in der Tabelle nicht genannt sind, treten keine Folgekosten auf.

### Mitteldeutsches Revier

Die folgende Tabelle zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden Folgekosten bei den Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain, jeweils wieder für die erste und die zweite Komponente.

Mitteldeutsches Revier – Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe
<b>Inflationierung: 1,5 % p. a.</b>						
Profen	5	107	112	2	-	2
Vereinigtes Schleenhain	8	-10	-2	2	-	2
<b>Summe</b>	<b>13</b>	<b>97</b>	<b>110</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>4</b>
<b>Inflationierung: 2,0 % p. a.</b>						
Profen	3	115	118	1	-	1
Vereinigtes Schleenhain	5	-10	-5	1	-	1
<b>Summe</b>	<b>8</b>	<b>105</b>	<b>113</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>Inflationierung: 2,5 % p. a.</b>						
Profen	1	124	125	0	-	0
Vereinigtes Schleenhain	2	-9	-8	0	-	0
<b>Summe</b>	<b>3</b>	<b>114</b>	<b>117</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>

Tabelle 3: Mitteldeutsches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet<sup>5</sup>.

**Für das Mitteldeutsche Revier ergibt das Gutachten Folgekosten im Fall eines Kohleausstiegs je nach Szenarien und Annahmen bei der Inflationierung zwischen 1 Millionen Euro und 117 Millionen Euro.** Nur hier sind Abweichungen zwischen den beiden Ausstiegsszenarien erheblich.

### Veränderung von „spezifischen“ Kosten

Ergänzend zur Abschätzung der Folgekosten mittels der Auswirkungen auf bereits bilanzierte Rückstellungen („Erste Komponente“) und der tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben („Zweite Komponente“) in den beiden Ausstiegsszenarien wurden aus variierenden Mengengerüsten resultierende spezifische Kostenveränderungen der einzelnen Reviere beispielhaft für ausgewählte Ausgabenpositionen untersucht.

Mit der Bestimmung der Folgekosten trifft das Gutachten wichtige Aussagen zu den Aussagen des Kohleausstiegs. Im Folgenden betrachtete das Gutachten noch Rückstellungen und die Auswirkungen auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Unternehmen. Hier war die Datengrundlage für die Gutachten weit schwieriger. Diese Aspekte standen aber auch nicht im Schwerpunkt der Aufgabenstellung.

## 1.5 Rückstellungen

Mangels spezifischer zukunftsgerichteter bzw. Plandaten aus den betroffenen Unternehmen (z. B. was die Ertragssituation und Liquiditätsentwicklung anbelangt) folgte die Abschätzung zur Tragfähigkeit einer Belastung aus (zusätzlich zu bildenden) Rückstellungen einer statischen (rein bilanziellen) Perspektive, festgemacht an dem jeweiligen bilanziellen Eigenkapital, welches sich aus der folgenden Tabelle ergibt.

<sup>5</sup> Die Rundung der Zahlen kann dazu führen, dass die Summe aus zwei gerundet Null ergebenden Positionen von Null abweicht, z. B. ergibt  $0,4 + 0,4 = 0,8$ , gerundet:  $0 + 0 = 1$ .

<b>Bilanzielles Eigenkapital nach HGB [Mio. €]</b>		
	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2018</b>
RWE Power	2.037	2.037
LEAG <sup>6</sup>	627	n. v.
MIBRAG	326	n. v.

Tabelle 4: Bilanzielles Eigenkapital nach HGB

Dabei ist zu beachten, dass die reine Betrachtung der Auswirkungen der Folgekosten auf die Rückstellungen zu kurz greift. Durch die veränderten Planungsparameter, insbesondere die durch die Verkürzung der Kraftwerkslaufzeiten bedingten fehlenden Umsatzerlöse und Deckungsbeiträge ergeben sich weitere Auswirkungen auf das Eigenkapital, die derzeit nicht abzuschätzen, in einer Gesamtbetrachtung aber durchaus relevant sind. Deshalb konnte das Gutachten zur Tragfähigkeit keine soliden Aussagen machen.

Die im vorangehenden Kapitel für das Rheinische Revier abgeleiteten Folgekosten würden – bei isolierter Betrachtung, unter Ausblendung etwaiger kompensierender Effekte und bei unterstellter unmittelbarer Aufwandswirksamkeit sämtlicher Folgekosten (durch Bildung zusätzlicher Rückstellungen) – zu einer bilanziellen Überschuldung der RWE Power führen.

Die RWE Power war bzw. ist gemäß dem letzten verfügbaren Jahresabschluss aber über einen Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der RWE AG verbunden. Letztere wies gemäß Jahresabschluss zum 31.12.2018 nach handelsrechtlicher Rechnungslegung ein Eigenkapital in Höhe von 5.654 Mio. € aus. Wegen dieses Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages (d. h. Verlustausgleich zugunsten der RWE Power, entsprechende Minderung des Reinvermögens der RWE AG) würde sich zum Betrachtungstichtag 31.12.2018 keine bilanzielle Überschuldung der RWE AG ergeben.

Die im vorangehenden Kapitel für das Lausitzer Revier abgeleiteten Folgekosten würden – bei isolierter Betrachtung, unter Ausblendung etwaiger kompensierender Effekte und bei unterstellter unmittelbarer Aufwandswirksamkeit sämtlicher Folgekosten (durch Bildung zusätzlicher Rückstellungen) – nicht zu einer bilanziellen Überschuldung der LEAG führen. Diese Aussage basiert auf dem handelsrechtlichen Eigenkapital der Gesellschaft zum 31.12.2017.<sup>7</sup> Die bereits oben postulierte, vollständige Betrachtung der Verhältnisse erfordert allerdings auch eine Betrachtung der operativen Ergebnisse der Gesellschaft. Die LEAG erwirtschaftete in den letzten Jahren Verluste, die das Eigenkapital weiter aufgezehrt haben. Zudem ist die LEAG nicht über einen Verlustübernahmevertrag in einen weiteren Haftungsverbund eingeschlossen.

Die im vorangehenden Kapitel für das Mitteldeutsche Revier abgeleiteten Folgekosten würden – bei isolierter Betrachtung, unter Ausblendung etwaiger kompensierender Effekte und bei unterstellter unmittelbarer Aufwandswirksamkeit sämtlicher Folgekosten (durch Bildung zusätzlicher Rückstellungen) – nicht zu einer bilanziellen Überschuldung der MIBRAG führen. Diese Aussage basiert auf dem handelsrechtlichen Eigenkapital der Gesellschaft zum 31.12.2017.

Die MIBRAG war bzw. ist gemäß dem letzten verfügbaren Jahresabschluss über einen Ergebnisabführungsvertrag mit der JTSD - Braunkohlebergbau GmbH verbunden. Letztere wies gemäß Jahresabschluss zum 31.12.2017 nach handelsrechtlicher Rechnungslegung ein Eigenkapital in Höhe von 160 Mio. € aus. Auch für die MIBRAG gilt, dass laufende Ergebnisse und Veränderungen der operativen Mittelzu- und -abflüsse (beispielsweise in Zusammenhang mit wegfallenden Umsatzerlösen und Deckungsbeiträgen) in eine (dynamische) Gesamtbetrachtung einzuführen wären.

<sup>6</sup> Es handelt sich hierbei um die Lausitz Energie Bergbau AG.

<sup>7</sup> Ein aktuellerer Jahresabschluss für 2018 war zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens nicht verfügbar.



## 1.6 Aussagen des Gutachtens zur Gestaltung der Tagebaue

Das Gutachten trifft an vielen Stellen Aussagen zur Gestaltung der Tagebaue in allen drei Szenarien. Dies betrifft z. B. die Umsiedlungen von Dörfern sowie die Gestaltung von Verkehrswegen und Seen. Diese Aussagen erfolgen ausschließlich als Annahmen innerhalb der Szenarien. Die Aussagen zur Gestaltung der Tagebaue sind notwendige Voraussetzungen, um aufgrund dieser so getroffenen Annahmen die Folgekosten bestimmen zu können. Nur für diesen Hauptzweck des Gutachtens, nämlich die Bestimmung der Folgekosten, werden die Annahmen getroffen und Aussagen zur Gestaltung der Tagebaue gemacht.

## 1.7 Fazit und Ausblick

Als Fazit kann festgehalten werden:

- Im Referenzszenario können trotz angenommener langer Laufzeiten der bestehenden Braunkohlekraftwerksblöcke nicht alle Kohlenmengen der genehmigten Rahmenbetriebspläne genutzt werden. In den Tagebauen Garzweiler II und Reichwalde verbleiben Restmengen, die eine Umplanung erforderlich machen würden.
- In Ausstiegsszenario A1, dessen Stilllegung sich primär am Alter der Kraftwerksblöcke orientiert, kann der Hambacher Forst erhalten werden. Die Restseegestaltung und die Wiederrichtung der A61n erfordern eine Umplanung (nicht Gegenstand dieses Gutachtens), die mit weiteren Kosten und Genehmigungsrisiken verbunden sein kann. Bis auf Reichwalde können im Lausitzer Revier die Tagebaue planmäßig zu Ende geführt werden. Im mitteldeutschen Revier können die Tagebaue Profen und Schleenhain planmäßig zu Ende gefahren werden und die minimalen Auswirkungen entstehen nur im Feld Groitzscher Dreieck.
- Der Versuch einer weitgehenden Optimierung in Ausstiegsszenario A2 durch Verschiebung von Mengen aus dem Rheinischen Revier zu den ostdeutschen Revieren führt zu keiner Optimierung der Folgekosten.
- Die Folgekosten im Mitteldeutschen sowie im Lausitzer Revier bewegen sich im unteren bis mittleren dreistelligen Millionenbereich. Der größte Aufwand entsteht im Rheinischen Revier mit einer Größenordnung von 1,9 Mrd. € für das günstigere Szenario A1 für die Tagebaue Garzweiler II und Hambach. Diese Mehrkosten entstehen vor allem durch die erheblichen, trotzdem zu bewegendenden Abraummengen, um Böschungen und Restseen zu gestalten bei einem gleichzeitig deutlich niedrigeren Auskohlungsgrad. Bei einer noch stärkeren Verlagerung von Kohlenmengen in die ostdeutschen Standorte würden die Folgekosten im Rheinischen Revier auf 2,3 Mrd. € ansteigen.

In Summe sind die erhöhten Folgekosten durch einen zeitlich vorgezogenen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung also mit etwa 1,9 bis 2,5 Mrd. € zu beziffern.

## 2 HINTERGRUND UND AUFTRAG DES GUTACHTENS

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, im Folgenden Kommission bzw. KWSB genannt, hat in ihrem Bericht vom 26. Januar 2019 Vorschläge für einen auf breiter gesellschaftlicher Akzeptanz fußenden Ausstieg aus der Kohleverstromung vorgelegt.<sup>8</sup> Das Ausstiegsszenario wird durch ein umfangreiches Maßnahmenpaket zum Struktur- und Beschäftigungswandel begleitet. Dieses Gutachten diskutiert einen Teilbereich dessen, konkret die unmittelbaren Folgewirkungen des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung auf die Folgekosten für die Tagebaue.



Tagebaue

### RHEINISCHES REVIER

- 1 Garzweiler
- 2 Inden
- 3 Hambach

### MITTELDEUTSCHES REVIER

- 4 Amsdorf
- 5 Profen
- 6 Vereinigtes Schleenhain

### LAUSITZER REVIER

- 7 Welzow-Süd
- 8 Jänschwalde
- 9 Nochten
- 10 Reichwalde

Abbildung 3: Übersicht über die deutschen Braunkohlenreviere und Tagebaue<sup>9</sup>

Der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung wird zu einer Veränderung der Planungen in den deutschen Braunkohlerevieren führen. Da Braunkohle ein Brennstoff ist, der nicht weiträumig transportiert, sondern fast

<sup>8</sup> KWSB (2019)

<sup>9</sup> DEBRIV (2017d)

ausschließlich in direkter Nähe zur Förderstätte in Kraftwerken zur Strom- und teilweise auch zur gekoppelten Fernwärmeerzeugung genutzt wird, sind nicht nur die Daten für den Ausstieg einzelner Kraftwerksblöcke zu bestimmen. Der Ausstieg ist vielmehr durch die komplexen Wechselwirkungen zwischen Tagebau und Braunkohleverstromung geprägt. Die Situation in den einzelnen Revieren, bestimmt durch den umfangreichen Eingriff in die Natur- und Siedlungsräume, bestehende Genehmigungssituationen und verfügbare Transportinfrastrukturen wird den Ausstieg deutlich mehr prägen, als dies bei einer reinen Planung der Kraftwerksabschaltung, wie z. B. in der Steinkohle, der Fall ist.

Die folgende Grafik zeigt den von der Kommission vorgeschlagenen Ausstiegspfad im Überblick:

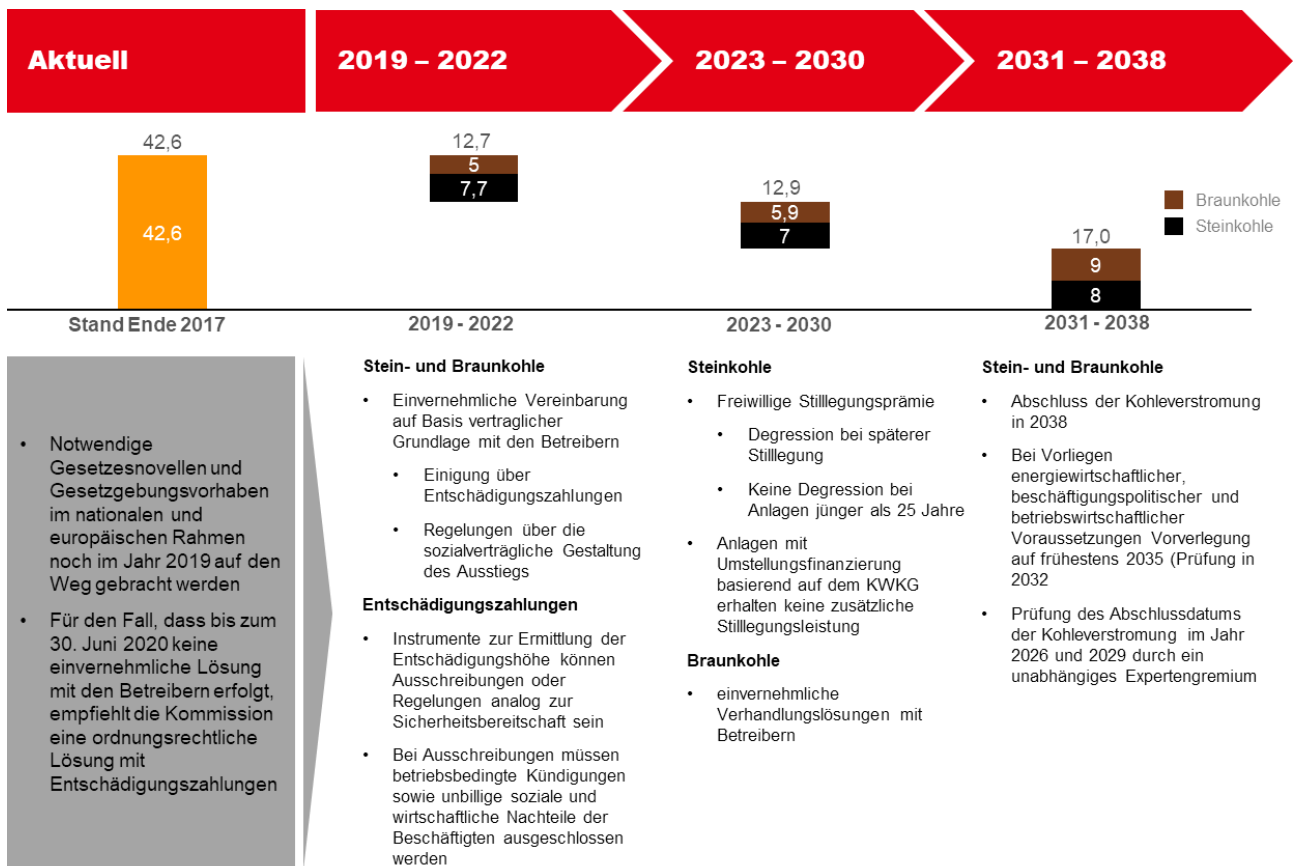


Abbildung 4: Übersicht Fahrplan der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung

Die Betrachtungen der veränderten Kostensituation durch den Braunkohleausstieg basiert in diesem Gutachten auf drei Szenarien. Ein Referenzszenario soll den Status quo der Bergbauplanung darstellen, wie er sich ohne den Beschluss der KWSB und daraus resultierenden gesetzgeberischen oder ordnungspolitischen Vorgaben eingestellt hätte. Zwei weitere Szenarien sollen im Verhältnis zum Referenzszenario eine Bandbreite darstellen, wie sich die Kosten für die Tagebaue (Betriebsphase, Rekultivierungsphase) in der Folge des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung ändern.

In diesem Gutachten sollen auf Basis öffentlich verfügbarer Daten realistische Bandbreiten von zu erwarteten Kostenänderungen in den gewünschten Szenarien angegeben werden. Für diese Kostenbetrachtungen werden in dem Gutachten Annahmen in drei Szenarien getroffen. Damit berührt das Gutachten insoweit auch grundlegende Fragestellungen, mit denen sich die betroffenen Akteure in den nächsten Jahren beschäftigen müssen, um möglichst von allen Seiten akzeptable Entscheidungen in den einzelnen Szenarien herbeiführen zu können. Dies betrifft u. a. Fragen wie die unterschiedlichen Auswirkungen von „Erhalt des Hambacher Forsts“, „Verzicht auf weitere Umsiedlungen in Garzweiler, Welzow-Süd und/oder Nochten“ oder „Verkehrswegeumplanung im Umfeld der A61“ auf die einzelnen Ausstiegsszenarien (siehe hierzu Kapitel 5). Die in diesem Gutachten getroffenen Aussagen erfolgen jedoch ausschließlich im Rahmen von Annahmen, die zugrundegelegt werden, um die Folgekosten zu bestimmen.

## 3 VORGEHENSWEISE

### Szenarien

Die Abschätzung der Folgekosten, welche durch den Beschluss der KWSB entstehen, ist eine vielschichtige Herausforderung mit bergbautechnischen, wasser-, energie- und betriebswirtschaftlichen Dimensionen. Zu Beginn der Untersuchung wird zunächst eine möglichst fundierte Datenbasis aus öffentlich zugänglichen Quellen erstellt. Darauf aufbauend wird dann die Situation ohne Kohleausstieg (das Referenzszenario) im Rahmen einer Deltaanalyse mit zwei möglichen Ausstiegsszenarien verglichen, welche beide den Rahmen der KWSB einhalten. Die Deltabetrachtung ergibt ceteris paribus die veränderten Kosten, die durch den Ausstieg entlang der KWSB-Empfehlung entstehen und als Folgekosten definiert sind.

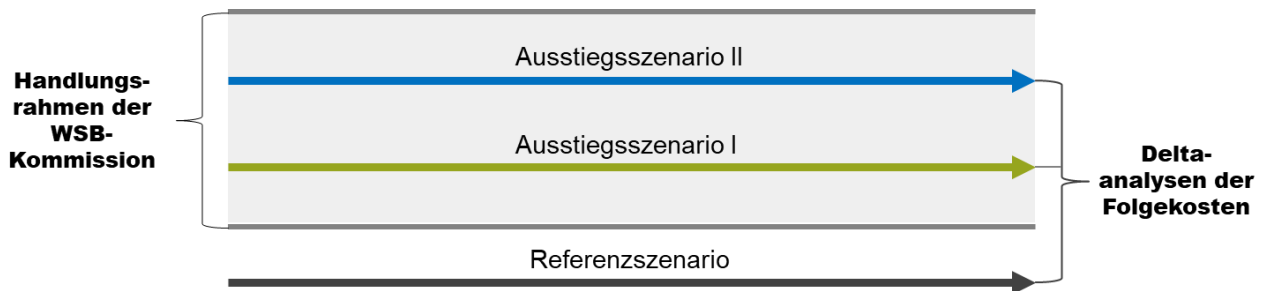


Abbildung 5: Delta-Analyse Folgekosten

Es ergeben sich für die drei Reviere unterschiedliche Schwerpunkte sowohl hinsichtlich des Datenbedarfes als auch der Rahmenbedingungen. In den Revieren sind die Gegebenheiten z. T. sehr unterschiedlich, weshalb es überaus wichtig ist, diese separat zu analysieren, aber immer wieder in den Gesamtkontext einzubetten. Insbesondere vor dem Hintergrund der langen Zeiträume nach Abschluss des Tagebaus sind potenzielle langfristige Plan- und Umsetzungszeiträume zu berücksichtigen (z. B. Rheinwasserüberleitung).

Bei allen quantitativen Berechnungen bilden immer die technischen Möglichkeiten das Fundament aller Überlegungen – also z. B. die Standsicherheit von Böschungen oder die Hydrologie. Basierend auf diesen technischen Gegebenheiten werden die Zusammenhänge zwischen dem Angebot an Kraftwerkskapazität, dem durch die Stromerzeugung entstehenden Kohlenbedarf, der daraus resultierenden Fördermenge angeschlossener Tagebaue und der entsprechenden Gesamtauskohlung, den damit entstehenden Kosten und abschließend den notwendigen Rückstellungen hergestellt (vgl. Abbildung 6). Die technischen Möglichkeiten werden in den Kapiteln 4 und 5 für jeden Tagebau individuell dargestellt.



Abbildung 6: Fünf methodische Schritte des Vorgehens

Für die Erstellung der drei Szenarien muss in einem ersten Schritt jeweils eine Reihenfolge der Stilllegung von Braunkohlenkraftwerksblöcken festgelegt werden (vgl. Kapitel 5.2.1, 5.3.2 und 5.4.1). Während dies für das Referenzszenario auf Basis der genehmigten Rahmenbetriebspläne geschieht, geben die Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung Bedingungen für die Ausstiegsszenarien vor. Die KWSB setzt den Ausstieg aus der Kohlenverstromung fest, indem sie für die Jahre 2022, 2030 und 2038 maximale Erzeugungskapazitäten aller noch in Betrieb befindlichen Braunkohlenkraftwerke vorschlägt. Gleichzeitig soll darauf geachtet werden, dass jeweils im Zeitraum bis zu diesen Stützjahren eine möglichst gleichmäßige Stilllegung erfolgt (Abbildung 7). Dabei wurden die Mengen durch die Kommission noch nicht einzelnen Kraftwerksblöcken zugeordnet.

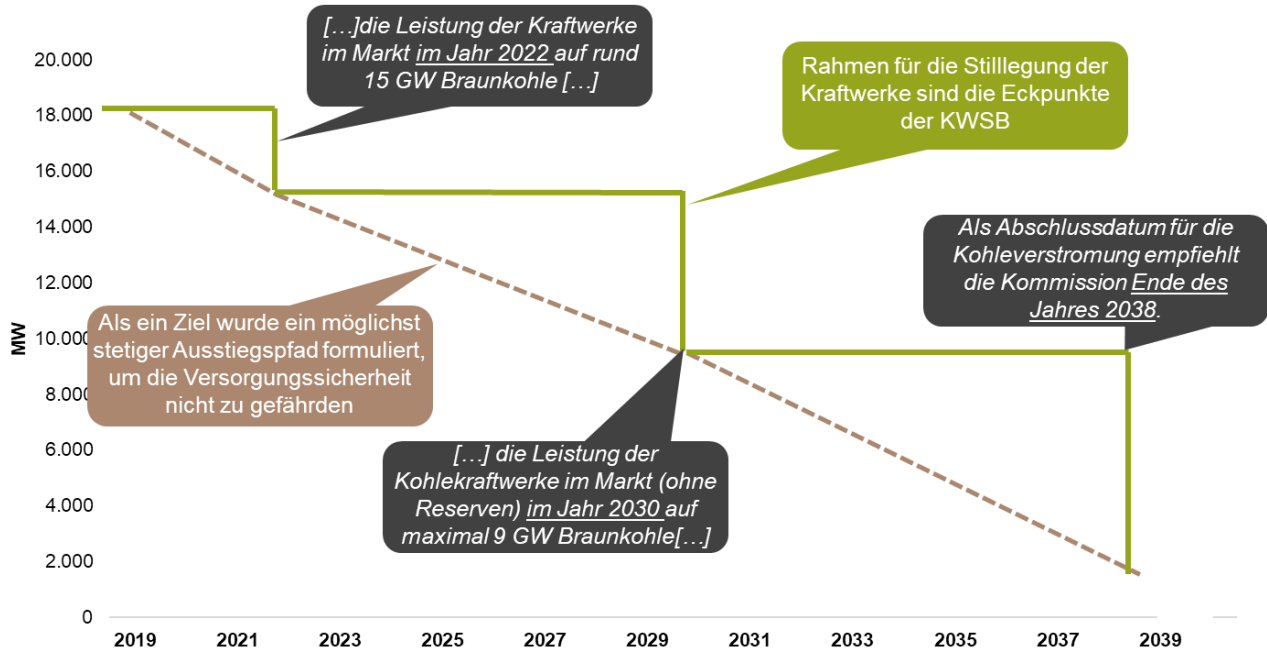


Abbildung 7: Rahmenannahmen des Kohleausstiegs

Der zweite Schritt sieht eine Abschätzung des Braunkohlenkraftwerkseinsatzes vor sowie eine Ableitung der daraus resultierenden Einsatzzeiten für Braunkohlenkraftwerke und benötigte Braunkohlenmengen. Der Kohlenverbrauch bzw. -bedarf der Kraftwerke ist maßgeblich von den Einsatzzeiten und den Wirkungsgraden der einzelnen Blöcke sowie der Einstellung der Kraftwerke auf die verbrannten Kohlen abhängig. Zwar sind Braunkohlenkraftwerke als Grundlasttechnologie vergleichsweise geringen Schwankungen in ihren Einsatzzeiten unterworfen, dennoch ergeben sich in den verschiedenen energiewirtschaftlichen Zukunftsszenarien erkennbare Differenzen. Dies gilt zusätzlich auch für die unterschiedlichen technologischen Zustände der Kraftwerksblöcke; neue Kraftwerksblöcke haben eine höhere Effizienz und verbrauchen somit weniger Kohle für die Stromerzeugung. Weiterhin werden die Einsatzzeiten auch von den erzielbaren Spreads (Differenz der erzielbaren Stromerlöse auf unterschiedlichen Marktstufen), den Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate (European Union Allowances; EUA) sowie den variablen Einsatzkosten der Braunkohleförderung und der Kraftwerksblöcke) bestimmt.

Weitere Einflussgrößen auf die Einsatzzeiten können sich durch Anforderungen für die Bereitstellung von Regelleistung sowie erzwungenen Redispatch bei Netzengpässen ergeben. In den letzten Jahren haben die Kraftwerksbetreiber die Braunkohlenblöcke erheblich flexibilisiert und können z. B. bei hohen Einspeisungen aus Erneuerbare-Energie-Anlagen und daraus resultierenden niedrigen Strompreisen die Anlagen teilweise mit deutlich reduzierter Leistung betreiben. Sollten die Braunkohlenkraftwerke auch eine Wärmeauskopplung haben, ist diese ebenfalls zu berücksichtigen.

Die in Schritt zwei ermittelten Braunkohlenmengen müssen in den Tagebauen in Summe gefördert werden, um die Kraftwerke so zu versorgen, dass sie den ermittelten Einsatz fahren können. Es muss also vereinfacht gesagt genug Kohle zur Verfügung stehen, um den Kraftwerkseinsatz gemäß Schritt zwei zu ermöglichen. Dabei sind verschiedene technische und genehmigungsrechtliche Aspekte zu berücksichtigen, die in Kapitel 4 ausführlich dargestellt werden. Limitierender Faktor bei der Erstellung von Szenarien sind die möglichen Abbaumengen der jeweiligen Tagebaue. Die zur Evaluierung anstehenden Tagebaue und deren Auslaufdaten gemäß aktuellem Genehmigungsstand sind in Tabelle 5 dargestellt.

Revier	Tagebau	Betreiber	Planmäßiges Auslaufen
Lausitz	Tagebau Jänschwalde	LEAG	2023 bis 2025 <sup>10</sup>
	Tagebau Welzow-Süd	LEAG	2032
	Tagebau Nochten	LEAG	2042
	Tagebau Reichwalde	LEAG	2042
Mitteldeutschland	Tagebau Profen	MIBRAG	2035
	Tagebau Schleenhain	MIBRAG	2042
Rheinland	Tagebau Inden	RWE	2030
	Tagebau Hambach	RWE	2030 (dritter Rahmenbetriebsplan; RBP)
	Tagebau Garzweiler	RWE	noch nicht terminiert <sup>11</sup>

Tabelle 5: Planmäßiges Auslaufen der deutschen Braunkohlentagebaue

Die Braunkohlenkraftwerke sind zum Teil über Transportbänder oder Kohlenbahnen an mehrere Tagebaue im Verbund angeschlossen oder es existieren einzelne systemische Einheiten aus Kraftwerk und Tagebau. Jeder Tagebau verfügt dabei über eine individuelle Kohlenqualität. Die Feuerungen der Kessel in den Kraftwerksblöcken sind üblicherweise bezüglich der chemischen Eigenschaften der Kohlen auf bestimmte zulässige Kohlebänder ausgelegt. Diese Daten liegen im Einzelfall nicht vor. Im Falle des Verbundes muss daher auch das mengenmäßige Verhältnis der Bereitstellung der Kohlen aus den potenziell zur Verfügung stehenden Tagebauen berücksichtigt werden. Als eine gute Indikation zumindest für die kurze bis mittlere Frist wird hierfür das Mischverhältnis der Vergangenheit genutzt.

Aufbauend auf den sich daraus ergebenden Braunkohlenmengen werden pro Szenario für jedes Tagebaugebiet die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen und ökologischen Folgen abgeleitet. Methodisch umfassen die erfassten „Folgen“ also wesentliche Veränderungen, die sich aus geänderten Kohlemengen, geänderten Massenbewegungen, Veränderungen der Rekultivierung (z. B. veränderte Restseegestaltung) sowie veränderte Infrastrukturmaßnahmen (z. B. veränderte Verkehrswegeföhrung nach Tagebauabschluss) ergeben. Diese bilden dann die Grundlage zur Ermittlung der jeweiligen Folgekosten und der notwendigen Rückstellungen. Die detaillierte methodische Vorgehensweise dieses Schrittes wird in Kapitel 6 dargestellt.

### Datenrecherche

Im Rahmen der Gutachtenerstellung ist eine umfassende Datenbasis mit spezifischen Informationen zu den einzelnen Tagebauen notwendig. Für die Analyse werden öffentlich verfügbare Unternehmensdaten sowie detaillierte Daten zu Planungen und korrespondierenden Rückstellungspositionen aus Gutachten und anderen Studien herangezogen.

- **Öffentlich verfügbare Unternehmensdaten** bilden den Kern der gesammelten Informationen. Als primäre Quelle ziehen wir die Datenbank Capital IQ von S&P heran, welche prinzipiell öffentlich verfügbare Informationsquellen (insbesondere aus Jahresabschlüssen und sonstigen Unternehmensberichten) aggregiert und konsistent aufbereitet. Ergänzend werden nicht auf Capital IQ verfügbare Geschäftsberichte und Analystenreports für börsennotierte Unternehmen genutzt. Basierend auf den kompletten Unterneh-

<sup>10</sup> Derzeit ist die Genehmigung für den Tagebau Jänschwalde gemäß Urteil des Oberverwaltungsgerichts Berlin-Brandenburg vom 28. August 2019 ausgesetzt. Die Gutachter gehen als konservative Annahme davon aus, dass die Betriebsgenehmigung alsbald wieder in Kraft tritt. Anderweitige Szenarien bezgl. des Tagebaus Jänschwalde sind ausdrücklich nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

<sup>11</sup> In der „Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviere/Garzweiler II“ aus dem Jahr 2016 ist kein Stilllegungsdatum enthalten.



mensdaten können dann die Indikatoren auf die Spartenebene heruntergebrochen werden, wobei bedarfsweise auch auf die Jahresabschlüsse und Unternehmensberichte selbst zurückgegriffen wird. Zur Ergänzung werden zudem ebenfalls Informationen aus weiteren Unternehmensdatenbanken (Thomson sowie Bisnode-Unternehmensdatenbank) herangezogen, um eventuelle Datenlücken zu schließen.

- **Detaillierte Daten zu Rückstellungen aus Gutachten sowie anderen Studien** dienen als wichtige Ergänzung zu den Kernunternehmensdaten, da diese Informationen zu den tagebauspezifischen Rückstellungen enthalten.
- **Zu den einzelnen Unternehmen in den Revieren wurden primär veröffentlichte Gutachten und Studien genutzt.** Box 1 gibt einen Überblick über wesentliche Veröffentlichungen der letzten Jahre.

### Box 1: Ausgewählte Gutachten als Grundlage für die Datenerfassung

Die aufgeführte Liste gibt den aktuellen Forschungsstand wieder und ist in keiner Weise als Wertung oder Rangfolge zu verstehen.

- Becker Büttner Held (2017): Ein Kohleausstieg nach dem Vorbild des Atomausstiegs? Eine juristische Analyse des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- KPMG (2016): Vollständigkeit und Angemessenheit der bilanzierten bergbaubedingten Rückstellungen nach IFRS zum 31. Dezember 2016, Gutachtliche Stellungnahme, RWE Power AG.
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.
- RWTH Aachen (2017): Gutachterliche Stellungnahme zur Bewertung von langfristigen wasserwirtschaftlichen Maßnahmen im Rheinischen Revier, Schlussbericht.
- Tudeshki (2017): Validierung und Prüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohlentagebaue, Altstandorte und Kraftwerksreststoffdeponien der RWE Power AG.
- Tudeshki (2018): Vorsorge für die Wiedernutzbarmachung der Oberfläche im Lausitzer Braunkohlenbergbau, Validierung und Plausibilitätsprüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohlentagebaue der Lausitz Energie Bergbau AG.



## 4 AUSGANGSLAGE IN DEN DEUTSCHEN BRAUNKOHLREVIEREN

---

### 4.1 Grundlagen des Braunkohlenabbaus und der Rekultivierung

Im Folgenden werden allgemeine Grundlagen sowie die individuellen Ausgangsbedingungen in den einzelnen Tagebauen beschrieben. Diese bilden den Rahmen für mögliche Handlungsoptionen und Szenarien, die anschließend Kapitel 5 ausführlich darstellt.

#### 4.1.1 Böschungen

Da die Gutachter keinen Zugang zu unternehmensspezifischen und tagebauspezifischen Unterlagen und Daten hatten, sind alle Aussagen zu den Tagebauböschungen nur grundsätzlicher Natur und beschränken sich auf Plausibilitätsprüfungen auf der Grundlage pauschaler Aussagen zur Standsicherheit anhand von angenommenen Neigungen, angenommenen Bodenkennwerten und angenommenen hydrologischen Verhältnissen.

Bei allen Ausstiegsszenarien spielt die Langzeitstabilität der Böschungen in den späteren Restseen eine große Rolle. Die Ausführungen zu den Böschungen sollen vor allem verdeutlichen, dass die Langzeitsicherheit der Böschungen eine zentrale Aufgabe bei der Restlochgestaltung ist, die einen hohen und nicht zu vernachlässigenden Aufwand bedeutet. Dadurch ergeben sich fixe Rahmenbedingungen für die Ausstiegsszenarien, die berücksichtigt werden müssen, da ansonsten die Szenarien nicht genehmigungsfähig wären.

In diesem Zusammenhang ist zwischen zwei Böschungsarten zu unterscheiden:

- langzeitsichere Endböschungen mit einer Generalneigung von 1:5 und
- Betriebsböschungen mit einer Generalneigung von 1:3 (die auch über Jahre standfest sind).

Die Herstellung dieser Endböschungen erfordert große Mengen an standfestem Abraum, der ggf. in Depots zwischengelagert werden muss.

Die Generalneigung bemisst sich vom Böschungsfuß am Übergang der Böschung zur Sohle des Tagebaus bis zur Böschungsoberkante am Übergang der Böschung zum umliegenden Gelände außerhalb des Tagebaus. Die großen Böschungen in den Tagebauen sind durch Bermen (= Zwischenstufen) unterteilt, die eine Breite von bis zu 400 m haben, sodass darauf die Bagger, Absetzer und Bandanlagen eingesetzt werden können. Die Neigungen der Einzelböschungen sind daher teilweise deutlich größer als die Generalneigung.

Dabei resultiert die Neigung der durch die Bagger geschnittenen Einzelböschungen zwischen den einzelnen Bermen im Wesentlichen aus der Geometrie der Schaufelräder, die die Herstellung von steileren Böschungen zur Folge hat. Diese Generalneigung der Böschungen während des Abbaus (Gewinnungsschnitt) liegt zwischen 1:2,3 bis 1:3. Eine so geschnittene Böschung ist in der Regel für Jahre standfest (wie z. B. die Nordböschung bei Elsdorf im Tagebau Hambach). Die späteren Endböschungen der Restseen haben eine Generalneigung von 1:5. In der späteren Wellenschlagzone des Sees und den ökologisch wichtigen Flachwasserbereichen sind sie je nach revierspezifischen Auflagen von 1:15 bis 1:20 noch flacher (Abbildung 8).

Neben den Gewinnungsböschungen bei der Gewinnung der Braunkohlen entstehen rückwärtig bzw. der Gewinnung nachlaufend weitere Böschungen, die durch die Verkipfung des Abraums aufgebaut werden. Diese werden Innenkippen genannt. Erfolgt die Verkipfung bis über die ursprüngliche Geländehöhe, wird dies als überhöhte Innenkippe (z. B. Tagebau Hambach) bezeichnet. Auch die Böschungen der Innenkippen müssen zum Tagebauende hin als langzeitstabile Endböschungen aufgebaut bzw. modelliert werden.

Der Böschungsfuß einer Kippe muss aus Gründen der Standsicherheit immer trocken bleiben. Dies wird durch Entwässerungsbrunnen in der Kippe erreicht und/oder weil ständig neues (trockenes) Material aufgeschüttet wird.

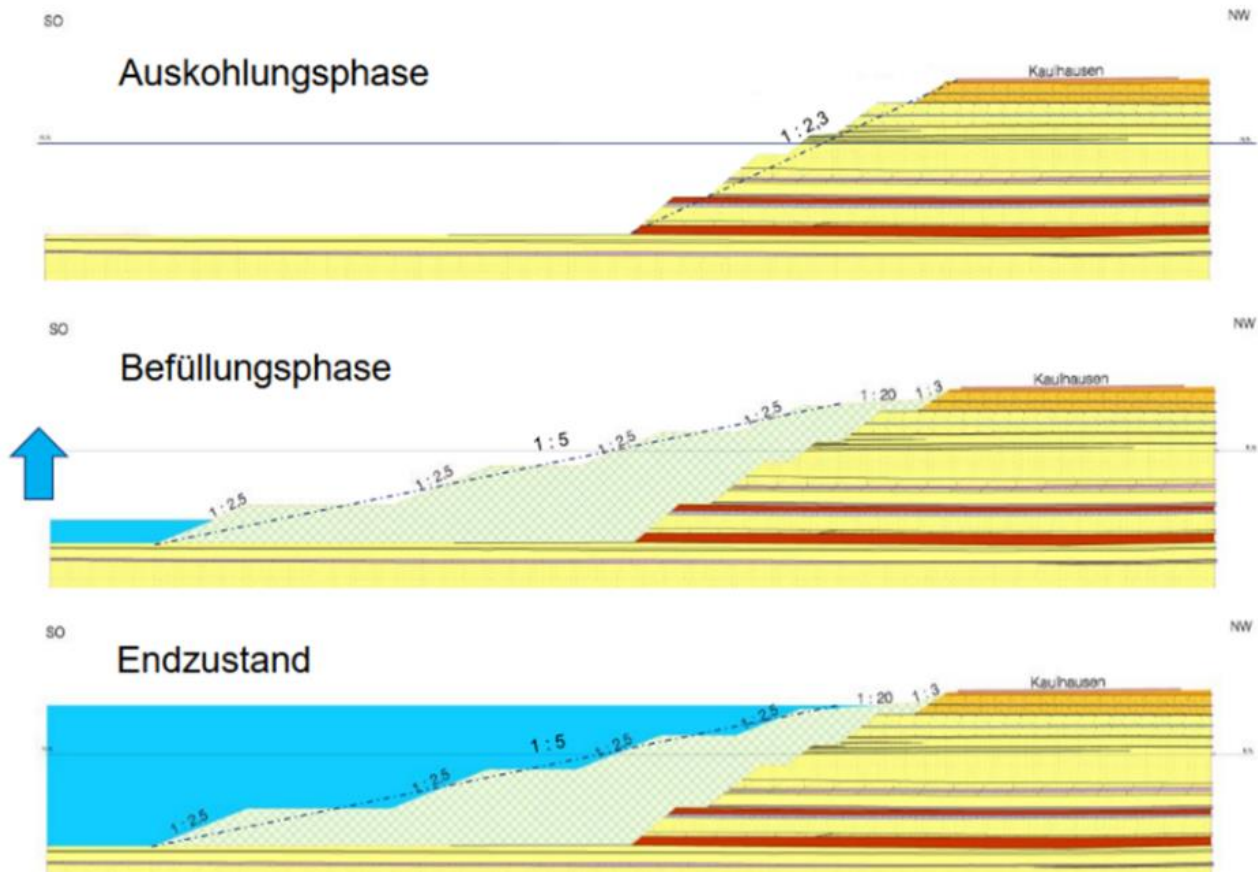


Abbildung 8: Beispiel für die Erstellung einer nachlaufenden Endböschung in drei Phasen<sup>12</sup>

Grundsätzlich gibt es zur Erstellung der Endböschungen zwei Möglichkeiten:

- Vorlaufend: Die Böschungen werden direkt mit einer Generalneigung 1:5 geschnitten (Böschungsschnitt). Dies erfordert ggf. Nacharbeit mit kleineren Geräten und es kann weniger Kohle gewonnen werden, weil die Böschungen direkt flacher angelegt sind.
- Nachlaufend: Die steilen Gewinnungsböschungen (1:2,3 bis 1:3), die die Gewinnung der Kohle auch noch am Böschungsfuß erlauben, werden nach der Auskohlung durch Vorschüttungen mit standfestem Material wieder abgeflacht. Je tiefer der Tagebau ist, desto mehr Material muss am Ende wieder vorgeschüttet werden. Dies benötigt große Massen und beginnt ca. 10 Jahre vor dem planmäßigen Ende eines Tagebaus. Beispielsweise wird in Inden, der noch bis ca. 2030 betrieben werden soll, derzeit damit begonnen, die ersten Endböschungen zu modellieren. Bei einem vorzeitigen Ende der Kohlenförderung muss deswegen weiterhin Abraum umgelagert werden, um die Endböschungen und die geplante Restseegeometrie zu gestalten.

Das Volumen des Abraums ist je nach Auflockerung unterschiedlich. Ein Kubikmeter festen Abraums im unverritzten (d. h. noch nicht abgebauten) Gebirge ( $1 \text{ m}^{3\text{F}}$ ; F = Fest) wird für den Transport zu  $1,3 \text{ m}^{3\text{T}}$  (T = Transport) Abraum aufgelockert. Wenn der Abraum durch Absetzer geschüttet wird, erfolgt wieder eine Verdichtung auf  $1,05 \text{ m}^{3\text{L}}$  (L = Locker). Es gilt also das Verhältnis:

$$1 \text{ m}^{3\text{F}} \triangleq 1,3 \text{ m}^{3\text{T}} \triangleq 1,05 \text{ m}^{3\text{L}}$$

<sup>12</sup> RWE (2019b), S. 21.

Die unterschiedlichen Volumenverhältnisse sind für die Kostenbetrachtung und Planung des Maschineneinsatzes sowie für die Tagebauplanung und Böschungsgestaltung relevant. Wenn es nicht explizit erwähnt wird, werden im Gutachten immer m<sup>3L</sup> verwendet.

#### **4.1.2 Wasserbedarf und Restseebefüllung**

Im Rahmen des Tagebaubetriebs und in dessen Umfeld wird zwischen verschiedenen Wässern unterschieden. Dies betrifft zum einen die Förderung (bergmännisch: Hebung oder Sumpfung) und zum anderen die Verwendung.

- Sümpfungswasser: Gehobenes Grundwasser im Tagebauvorfeld zur Trockenhaltung des Tagebaus. Bei einem voranschreitenden Tagebau steigt die Menge auf ein Maximum, da immer neue Bereiche entwässert werden. Bei einem stehenden Tagebau sinken die Mengen, da nur noch das dem Tagebau zulaufende Wasser gesümpft werden muss.
- Ersatzwasser: In Wasserwerken aufbereitetes Wasser für die öffentliche Trinkwasserversorgung (v. a. Rheinisches Revier).
- Eigenbedarfswasser: Wasser für die Kraftwerke und im Tagebau (z. B. zur Staubbekämpfung).
- Ökowasser: Aufbereitetes Wasser zur Versickerung und Einleitung in Feuchtgebiete und Oberflächengewässer.
- Einleitung: Einleitung nicht benötigter Wässer in die Gewässer.
- Restseebefüllung: Nach Beendigung des Tagebaus müssen große Mengen an Wasser bereitgestellt werden, um die Restseen aktiv zu befüllen. Dies begründet sich damit, dass eine vollständige Befüllung infolge des natürlichen Wiederanstiegs des Grundwassers und des daraus resultierenden Zulaufs in die Restseen je nach Tagebautiefe und -größe bis zu mehreren hundert Jahren andauern würde. Daher sind für die Restseebefüllung der großen Tagebaue Überleitungen aus umliegenden Fließgewässern vorgesehen. Aufgrund dieser langen Zeiträume werden derartige Maßnahmen häufig nicht ex ante in Wiedernutzbar-machungskonzepten ausgeführt. Daraus resultieren wiederum Unwägbarkeiten hinsichtlich des sehr langfristigen Rückstellungsbedarfes (z. T. auch „Ewigkeitslasten“). Während der Restseebefüllung muss der Wasserstand innerhalb des Sees immer höher sein als außerhalb des Sees in den Grundwasserleitern bzw. den geschütteten Kippen, damit die Grundwasserströmung (und der dadurch entstehende Strömungsdruck) immer vom See ins Gebirge gerichtet ist. Ansonsten besteht die Gefahr von Böschungsrutschungen und einer erhöhten Versauerung. Daher müssen während der Füllung der Restseen um diese herum Sumpfungsb Brunnen betrieben werden, damit der Grundwasserstand sicher unter Seewasserstand-niveau gehalten wird. Dieses Wasser wird ebenfalls in die Restseen eingeleitet und dient somit der beschleunigten Befüllung.

#### **4.1.3 Versauerung**

Eine Versauerung des Grundwassers entsteht, wenn das im Sediment feinverteilte Pyrit (FeS<sub>2</sub>) beim Zutritt von Sauerstoff oxidiert. Hierbei entsteht Säure und Sulfat (Abbildung 9). Durch den infolge der freigesetzten Säure abgesenkten pH-Wert wird Eisen im Wasser gelöst. Da Eisen in Spuren fast immer mit Schwermetallen vergesellschaftet ist, steigt neben dem Eisengehalt auch oft die Konzentration an Schwermetallen im Wasser. Das Ergebnis sind dann Restseen, Gewässer und Böden mit einem sehr niedrigen pH-Wert. Diese Seen sind ökologisch tot. Zusätzlich werden nach der Stilllegung der Tagebaue durch den Grundwasserwiederanstieg große Mengen an Sulfat freigesetzt. Der Anteil der versauerungsempfindlichen Schichten ist in den einzelnen Tagebauen unterschiedlich und wird bei Bedarf in den entsprechenden Kapiteln genauer adressiert.

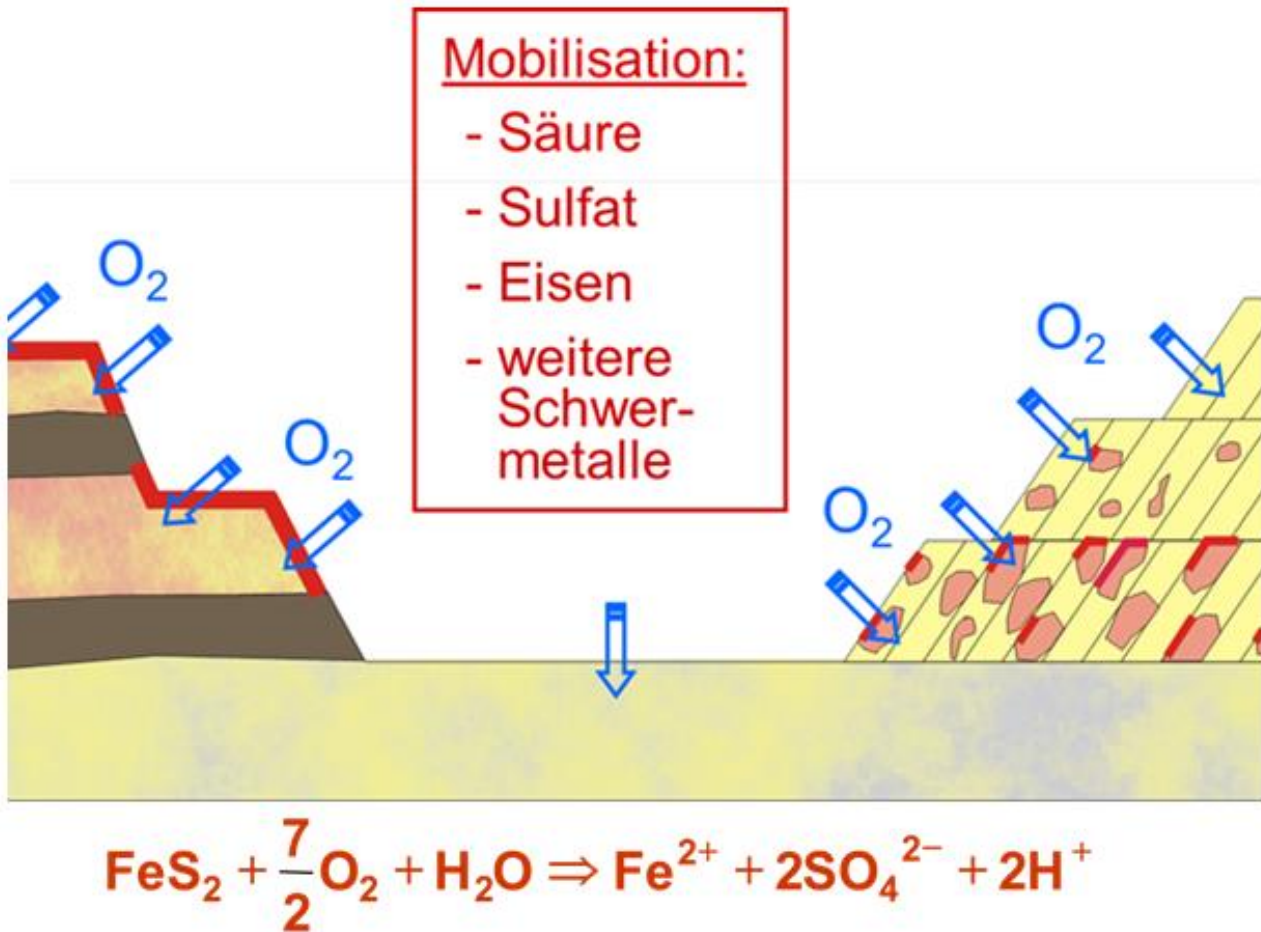


Abbildung 9: Ablauf der Pyritoxidation<sup>13</sup>

Die charakteristische Versauerung der Restseen von Braunkohlentagebauen ist in erster Linie durch das Grundwasser bedingt, welches aus dem Abraumkippenbereich zuströmt. Es entsteht nach Einstellung der Tagebauentwässerung bei der Durchströmung der Abraumkippen mit Grundwasser aus natürlichen Grundwasserleitern aus der Umrandung der Abraumkippenfelder und durch die Versickerung von Regenwasser im Kippenbereich.

Bei der Versauerung handelt es sich um einen komplexen hydrochemischen Prozess (Abbildung 10), der hier nicht im Detail dargestellt werden soll. Ausgangspunkt sind Eisendisulfidminerale (FeS<sub>2</sub>, Markasit, Pyrit) im Abraummaterial. Die Eisendisulfidminerale haben sich ursprünglich unter reduzierenden, d. h. quasi sauerstofffreien Bedingungen in der Braunkohle und deren Deckschichten gebildet. Bei Zutritt von Sauerstoff unter Anwesenheit von Wasser setzt in den Abraumkippen die ‚Pyritverwitterung‘ ein. Dabei ist die starke Versauerung von Tagebauseen nicht nur auf die unmittelbare Oxidation von Eisendisulfidmineralen zurückzuführen, sondern vor allem auf die Hydrolyse von dreiwertigem Eisen und von Aluminium. Das Ergebnis sind niedrige pH-Werte um 2,5 bis 3,5 im Tagebaurestsee. Dazu kommen ein hoher Elektrolytgehalt, v. a. von Sulfationen, und hohe Konzentrationen von Metallen (Fe, Al, Mn, Zn, Ni, Cu, Co, As), die v. a. bei der ‚Pyritverwitterung‘ freigesetzt werden.

<sup>13</sup> LANUV (2017)

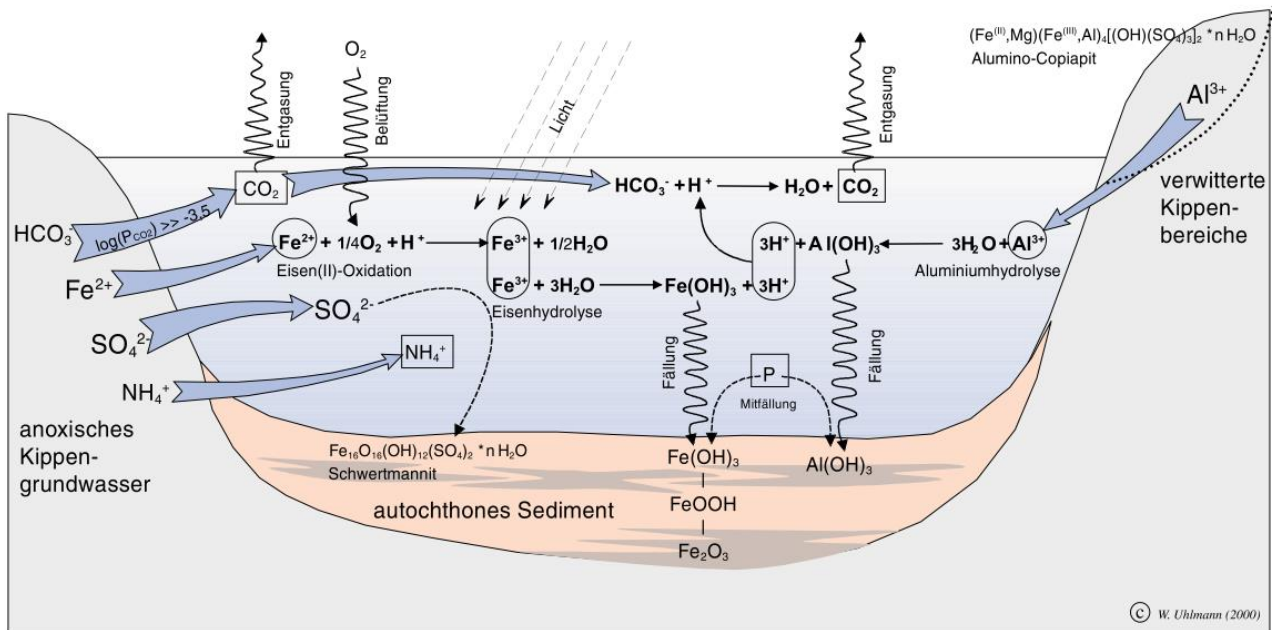


Abbildung 10: Stoffquellen und hydrogeochemische Prozesse in sauren Tageauseen<sup>14</sup>

Solche sauren, elektrolyt- und metallreichen Gewässer sind lebensfeindlich für mehrzellige Organismen und ungeeignet für Wassersportaktivitäten. Sie entsprechen damit nicht den Vorgaben einer Wiedernutzbarmachung und müssen weitgehend neutralisiert werden.

Für die Seeneutralisation kommen drei grundlegende Herangehensweisen in Frage.<sup>15</sup> Die Fremdflutung durch neutrale Wässer mit gelöstem Kohlendioxid bringt bereits eine Verdünnung und Neutralisation sowie eine Verdrängung des zuströmenden Kippenwassers mit sich. Stand der Technik für die Seeneutralisation ist jedoch die chemische Behandlung mit Neutralisationsmitteln. Diese werden teilweise bereits für eine Konditionierung des Flutungswassers eingesetzt, überwiegend aber für eine direkte Behandlung des Seewassers. Dabei kommen in erster Linie Suspensionen von Karbonatgesteinsmehl (Kalkstein, Dolomit) zum Einsatz. Nach Erfahrungen im Lausitzer Revier stellt das direkte Einbringen von Karbonatgesteins Suspensionen durch Wasserfahrzeuge (Schuten) ein optimales Verfahren zur Seeneutralisation dar. Im Rheinischen Revier wird außerdem eine intensive Bekalkung der Abraumkippen durchgeführt. Eine biologische Seeneutralisation durch bakterielle Sulfatreduktion und Eisensulfidbildung im Seesediment befindet sich noch im Versuchsstadium.

Die Aufwendungen für die Seeneutralisation sind ein signifikanter Bestandteil der Rückstellungen für die Wiedernutzbarmachung.

#### 4.1.4 Genehmigungsverfahren

Genehmigungsverfahren für Braunkohlentagebaue umfassen verschiedene langwierige und komplexe Planverfahren, die in der Hoheit der jeweiligen Bundesländer liegen. Die zentrale Rechtsgrundlage ist das Bundesberggesetz (BBergG). Die wesentlichen Eckpunkte des Genehmigungsverfahrens für einen Braunkohlentagebau umfassen:

##### 1. Aufstellen eines Braunkohlenplans durch den Braunkohlenausschuss

Der Braunkohlenplan liegt in der Zuständigkeit der Landesplanung und dient in erster Linie zur Vereinbarung des öffentlichen Interesses mit dem Tagebauvorhaben. In Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen haben die Landesregierungen zu diesem Zweck jeweils einen Braunkohlenausschuss eingerichtet, der die Rahmenbedingungen für den Braunkohlenabbau erarbeitet und den Braunkohlenplan entwirft.

<sup>14</sup> Landesumweltamt Brandenburg (2001)

<sup>15</sup> Benthaus et al. (2014)



Der Ausschuss überwacht zudem kontinuierlich die ordnungsgemäße Einhaltung der Braunkohlenpläne und meldet Verstöße ggf. an die zuständigen Stellen. Institutionell dient der Ausschuss zudem der Einbeziehung betroffener Interessengruppen und der Zivilgesellschaft (z. B. Industrie- und Handwerkskammern, Landwirtschaftsverbände, Arbeitgeberverbände, Gewerkschaften, Kirchen, Umweltverbände). Braunkohlenpläne sind gemäß den jeweiligen Landesplanungsgesetzen (LPIG) mit ihrer Bekanntmachung Teil der Raumordnung und Landesplanung. Insgesamt sind für Änderungen des Braunkohlenplans bis zur Vorlage aller Zulassungen mindestens 10 Jahre einzukalkulieren. Dies bedeutet letztlich, dass bei allen Ausstiegszenarien nur Änderungen und Umplanungen möglich sind, die bereits bergrechtlich genehmigt wurden bzw. von den bestehenden Genehmigungen abgedeckt sind.

*Anmerkung: Die im Prozess der Zulassung des Braunkohlenplanes und folgenden Betriebsplänen ergangenen Genehmigungen sind durch den aktiven Bergbau seit Jahren bzw. Jahrzehnten in der Umsetzung, der Realisierung oder die Massnahmen bereits abgeschlossen. Sie umfassen u.a. wasserrechtliche, umweltrechtliche, sozialrechtliche, arbeitsrechtliche, planungsrechtliche und bergtechnisch-technologische Rechtszustände. Das diese Genehmigungen umfassende Recht ist das bündelnde Bergrecht. Wenn mit neuen Planungen festgesetzte Zustände geändert werden sollen, greifen sie ins bestehende Bergrecht ein.*

## 2. Rahmenbetriebspläne

Die Rahmenbetriebspläne regeln generell den Braunkohlenabbau (Randparameter für die Gewinnung, Aufbereitung und Rekultivierung eines Bergbaubetriebes) und dienen somit der Langfristplanung des Gesamtvorhabens. Die Genehmigung liegt in der Zuständigkeit der Bergbehörden der jeweiligen Bundesländer (Bergaufsicht; vgl. § 52,(2) BBergG).

Erfordert das Verfahren die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (vgl. § 57c BBergG), ist anstelle des Zulassungsverfahrens gemäß § 54 stattdessen ein Planfeststellungsverfahren gemäß § 57a und 57b BBergG durchzuführen.

## 3. Hauptbetriebsplan und Sonderbetriebspläne

Hauptbetriebspläne und, bei Bedarf, Sonderbetriebspläne regeln den konkreten Abbau für i. d. R. zwei Jahre. Sonderbetriebspläne adressieren Spezialthemen innerhalb des Geltungsbereiches eines Hauptbetriebsplanes. Der Hauptbetriebsplan und die Sonderbetriebspläne dienen der Kurzfristplanung des Vorhabens und liegen in der Zuständigkeit der Bergaufsicht (vgl. § 52,(1),(3ff) BBergG). Das Zulassungsverfahren für Betriebspläne ist in § 54 BBergG geregelt.

Zusätzlich wurden von den zuständigen Bergbehörden der Bundesländer Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen sogenannte „Vorsorgevereinbarungen zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen“ getroffen (vgl. § 56 (2) BBergG). Diese sind Bestandteil der Hauptbetriebsplanzulassungen und damit rechtlich verbindlich. Der letzte Hauptbetriebsplan ist der Abschlussbetriebsplan (s. u.).

## 4. Wasserrechtliche Erlaubnis

Die wasserrechtliche Erlaubnis regelt die Sumpfung des Grundwassers sowie die Versickerung bzw. Wiedereinleitung in den Grundwasserleiter und die Oberflächengewässer. Gleichzeitig werden Auflagen zum wasserwirtschaftlichen und landschaftsökologischen Monitoring der wasserwirtschaftlichen Eingriffe festgelegt. Sie ist Bestandteil im Zulassungsverfahren nach § 54 BBergG bzw. § 57a und 57b BBergG.

## 5. Abschlussbetriebsplan

Der Abschlussbetriebsplan (§ 53 BBergG) regelt das Auslaufen eines Bergbaubetriebs. Dies umfasst insbesondere die Wiederherstellung bzw. Wiedernutzbarmachung der Geländeoberfläche und die Einhaltung von im Braunkohlenplan definierten Zielen. Am Ende steht die Entlassung aus der Bergaufsicht (vgl. § 69 (2) BBergG) und damit die Zurverfügungstellung des Geländes für andere raumplanerische Zwecke.

#### 4.1.5 Wiedernutzbarmachung

Das Bundesberggesetz (BBergG) bildet die gesetzliche Grundlage für alle Aktivitäten von Bergbauunternehmern. Der Begriff „Rekultivierung“ ist im BBergG nicht enthalten. Dort wurde aus dem Preußischen Berggesetz von 1865 der Begriff *Wiedernutzbarmachung* übernommen. Wiedernutzbarmachung ist in § 4, Abs. 4 BBergG wie folgt definiert: „Wiedernutzbarmachung ist die ordnungsgemäße Gestaltung der vom Bergbau in Anspruch genommenen Oberfläche unter Beachtung des öffentlichen Interesses.“

Pflug (1998) definiert Rekultivierung wie folgt: „Rekultivierung ist die Wiederherstellung einer neuen Kulturlandschaft nach schwerwiegender Störung oder Zerstörung der alten Kulturlandschaft durch menschliche Eingriffe.“<sup>16</sup>

Nach dieser Begriffsdefinition ist die Wiedernutzbarmachung (WNM) als Teil des gesamten Rekultivierungsprozesses zu verstehen.<sup>17</sup> Das Wort *Rekultivierung* hat sich auch als Synonym für die Wiedernutzbarmachung von Braunkohlentagebaugebieten eingebürgert, bergrechtlich ist aber der Begriff Wiedernutzbarmachung (WNM) korrekt. Rekultivierung wird dagegen im Kontext der Wiedernutzbarmachung in der Regel auf eine Wiederherstellung von Flächen für forst- und landwirtschaftliche Zwecke bezogen, im Gegensatz zur Renaturierung. Eine Renaturierung hat demgegenüber die Schaffung naturnaher Lebensräume zum Ziel.

In der Bundesrepublik Deutschland hat die Kosten der WNM alleinig der Eigner der Braunkohlentagebaue zu tragen, eine staatliche Subventionierung ist nicht gegeben. Dafür muss der Bergwerkseigner Rückstellungen tätigen, insbesondere für die langjährige Wiedernutzbarmachung nach Beendigung der Kohleförderung. Die Kontrolle dieser Rückstellungen obliegt entsprechenden Landesbehörden. Davon ausgenommen ist die Braunkohlesanierung von Tagebauen der ehemaligen DDR, die nach der Wiedervereinigung stillgelegt worden sind, und auch von davor stillgelegten, nicht wiedernutzbar gemachten Tagebauen. Deren Wiedernutzbarmachung liegt in der Obhut der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV), einer steuergeldfinanzierten Gesellschaft, die dem Bundesfinanzministerium zugeordnet ist.

Für das vorliegende Gutachten ist der Erfahrungsschatz der LMBV bei der Wiedernutzbarmachung von Braunkohlentagebaufolgelandschaften v. a. in den ostdeutschen Revieren von Belang. Darauf können private Braunkohlentagebaubetreiber bei ihren WNM-Maßnahmen aufbauen, besonders im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier. Die LMBV kooperiert mit der LEAG und MIBRAG und hat teilweise auch die Obhut über alte Teilflächen aktiver Tagebaue, z. B. im Tagebau Welzow-Süd im Lausitzer Revier. Im Rheinischen Revier besitzt RWE jahrzehntelange Erfahrungen mit der Wiedernutzbarmachung ehemaliger Braunkohlentagebaue.

Die komplexen Aspekte der Wiedernutzbarmachung deutscher Braunkohlentagebaue bzw. der Braunkohlesanierung sind in zwei umfangreichen Kompendien dargestellt.<sup>18</sup> Die grundlegende Gestaltung der Bergbaufolgelandschaft wird unter Wahrung des öffentlichen Interesses bereits im Braunkohlenplan beschrieben. Das öffentliche Interesse wird in erster Linie durch eine öffentliche Beteiligung an Braunkohlenplanverfahren gewahrt, wobei für die Planfassung seitens der verantwortlichen Landesbehörden eine Abwägung der eingegangenen Anregungen und Bedenken zu erfolgen hat. Das betrifft auch Fortschreibungen von Braunkohleplänen. Die Beschreibungen aktiver Tagebaue der deutschen Braunkohlereviere in Kapitel 4 zeigen Abbildungen zu geplanten Bergbaufolgelandschaften.

Die Planung der Bergbaufolgelandschaft berücksichtigt in erster Linie die Wiederherstellung von Bodenflächen und die Gestaltung des Tagebaurestlochs. Bodenflächen umfassen landwirtschaftliche, forstwirtschaftliche und naturnahe Flächen sowie sonstige Nutzflächen im Bereich der Tagebau- und Tagebaurandflächen. In der Regel wird dabei eine Wiederherstellung der proportionalen Flächenanteile angestrebt, wie sie vor dem Tagebauaufschluss anzutreffen waren.

---

<sup>16</sup> Pflug (1998), S. 2.

<sup>17</sup> Pflug (1998), S. 2.

<sup>18</sup> Drebenstedt & Kuyumcu (2014); Pflug (1998)



Einen Überblick über komplexe weitere Vorbereitungsmaßnahmen des Substrats für die nachbergbauliche Nutzung, wie z. B. Pionierbegrünung, geeignete Gewächsfolgen für forstwirtschaftliche Nutzflächen u. v. a. geben z. B. Drebenstedt & Kuyumcu (2014). Dabei sind revierspezifische Besonderheiten zu berücksichtigen, wie z. B. die Verfügbarkeit von Löß für WNM-Maßnahmen, die im Rheinischen Revier potenziell gegeben ist, im Lausitzer Revier jedoch nicht.

## Box 2: Beispielhafte Gliederung der Rückstellungen bei der LEAG

### 1. Rückstellung für Rekultivierung von Tagebauflächen und Wiederherstellung von Tagebaurandflächen

- Wiederherstellung landwirtschaftlicher Nutzflächen
- Anlage und Bepflanzung von forstwirtschaftlichen Nutzflächen
- Anlage, Gestaltung oder Herrichtung von Flächen für Naturschutz, von Sukzessionsflächen u. ä.
- Vorbereitung von sonstigen Nutzflächen, gemäß den Festlegungen im Braunkohlenplan

### 2. Rückstellung für die Restraumgestaltung

- Aktivitäten für die bergmännische Restraumgestaltung, außer der geotechnischen Sicherung der Innenkippen
- Aktivitäten für die wasserwirtschaftliche Restraumgestaltung
- Aktivitäten für die damit verbundene Flurneueordnung
- Aktivitäten zur landschaftlichen Einbindung des Restraumes

### 3. Rückstellung für wasserwirtschaftliche Ausgleichsmaßnahmen

- Maßnahmen zum Ausgleich oder zur Minderung der Auswirkung auf die oberirdischen Gewässer und auf Grundwasser abhängige Landökosysteme im Umfeld des Tagebaus

Die Dauer der Maßnahmen erstreckt sich bis zur Erreichung des natürlichen Grundwasserspiegels bzw. sich langfristig selbst regulierender wasserwirtschaftlicher Verhältnisse im Umfeld des Tagebaus.

### 4. Rückstellung für Rückbauverpflichtungen

Dazu gehört der Rückbau von Anlagen, die der Bergaufsicht unterliegen und keiner späteren Nachnutzung zugeführt werden können. Das umfasst:

- Tagebaugroßgeräte, Bandanlagen und Gleise
- Anlagen des Bahnbetriebes und Gleistrassen
- Bauliche Anlagen einschließlich Ver- und Entsorgungsnetze
- Obertägige wasserwirtschaftliche Anlagen
- Energieanlagen
- Verwahrung unterirdischer Hohlräume (z. B. Schächte, Strecken, Brunnen und Pegel)

### 5. Rückstellung für Schäden infolge Grundwasserabsenkungen

Setzungsbedingt geringfügige Bodenabsenkungen und Entzug pflanzenverfügbaren Grundwassers bzw. Bodenbewegungen infolge von Grundwasserwiederanstieg können zu Schäden an Bauwerken und Flächen führen, die über Rückstellungen zu entschädigen sind. Dazu gehören:

- Schäden an Gebäuden
- Schäden auf forstwirtschaftlich genutzten Flächen
- Schäden auf landwirtschaftlich genutzten Flächen und
- Schäden auf sonstigen Flächen

### 6. Rückstellungen für den Werksdienst/Personalkosten des Wiedernutzbarmachungsmanagements

- Planungskosten
- Projektüberwachung
- Kontroll- und Sicherheitspersonalkosten

Quelle: Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018): Vorsorgevereinbarung zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen für die Tagebaue Nochten und Reichwalde („Vorsorgevereinbarung Nochten/Reichwalde“). [https://www.oba.sachsen.de/download/Vorsorgevereinbarung\\_LEAG.pdf](https://www.oba.sachsen.de/download/Vorsorgevereinbarung_LEAG.pdf) [Letzter Zugriff 20.11.2019].

Die Restlochgestaltung umfasst in erster Linie die Herstellung des Tagebaurestsees und zugehöriger wasserwirtschaftlicher und nachnutzungsspezifischer Anlagen. Die Herstellung des Tagebaurestsees erfordert vor allem geotechnische Maßnahmen zur Gewährleistung der Standsicherheit, v. a. des kippenseitigen Bereichs, Flutungsmaßnahmen zur Restseebefüllung und die Herstellung der geplanten Gewässerqualität. Letzteres betrifft hauptsächlich die Neutralisierung des Restlochgewässers, die sich durch den Zustrom von saurem Wasser aus dem tertiären Grundwasserleiter und dem Kippenbereich bei der Restlochflutung erforderlich macht. Die Möglichkeiten der Restlochflutung durch Fremdwasserzufluss aus Gewässern der Region und die Herstellung der Standsicherheit sind ebenfalls revierspezifisch. Der Zeitraum bis zum Abschluss der nachbergbaulichen Rekultivierung wird vor allem durch den Abschluss der Restlochflutung vorgegeben, die je nach Restlochgröße und revierspezifischem Wasserhaushalt mehrere Jahre bis Jahrzehnte umfassen wird.

Im Fall von großflächigen und über Jahrzehnte betriebenen Braunkohlentagebauen sind einerseits abbaubegleitende Rekultivierungsmaßnahmen und andererseits eine Rekultivierung nach Beendigung der Kohleförderung zu betrachten. Abbaubegleitende Rekultivierungsmaßnahmen dienen zum Austausch für Flächen, die im Tagebauvorfeld devastiert werden und erfüllen damit bereits sukzessive Wiedernutzbarmachungsverpflichtungen. Die Austauschflächen befinden sich in durch Absetzer und Planierungen endgestalteten Kippenbereichen.

Das Ausmaß der Flächeninanspruchnahme von Braunkohlentagebauen und der erforderlichen Aufwendungen für die nachbergbauliche Rekultivierung machen deshalb je nach Tagebaugröße und Planung der Bergbaufolgelandschaft Rückstellungen für die Wiedernutzbarmachung in der Größenordnung von mehreren hundert Millionen Euro oder mehr erforderlich.

Die Rückstellungen für Maßnahmen der Wiedernutzbarmachung nach Einstellung der Kohlegewinnung sind in den deutschen Braunkohlerevieren bzw. seitens der Bergbautreibenden nicht einheitlich gegliedert (siehe Box 2 für die beispielhafte Gliederung der LEAG im Lausitzer Revier).

## **4.2 Lausitzer Revier**

Im Lausitzer Revier befinden sich gegenwärtig insgesamt vier aktive Braunkohlentagebaue: die Tagebaue Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde (Abbildung 11 und Abbildung 12). Im Tagebau Cottbus-Nord wurde die Kohleförderung bereits Ende 2015 eingestellt und die Wiedernutzbarmachung eingeleitet. Der Tagebau Jänschwalde hat nur noch für den Abbau genehmigte Kohlevorräte von ca. 50 Mio. t, die einem Abbauzeitraum von maximal etwa 5 Jahren entsprechen. Mit der Auskohlung und dem Erreichen der planmäßigen Endstellung in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts werden die Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung ebenfalls planmäßig durch die LEAG realisiert werden. Eine Betrachtung des Tagebaus im Sinne des Auftrags zum Gutachten ist daher nicht erforderlich. Betreiber bzw. Bergwerkseigner aller genannten Tagebaue ist die LEAG.

## Lausitzer Braunkohlenrevier

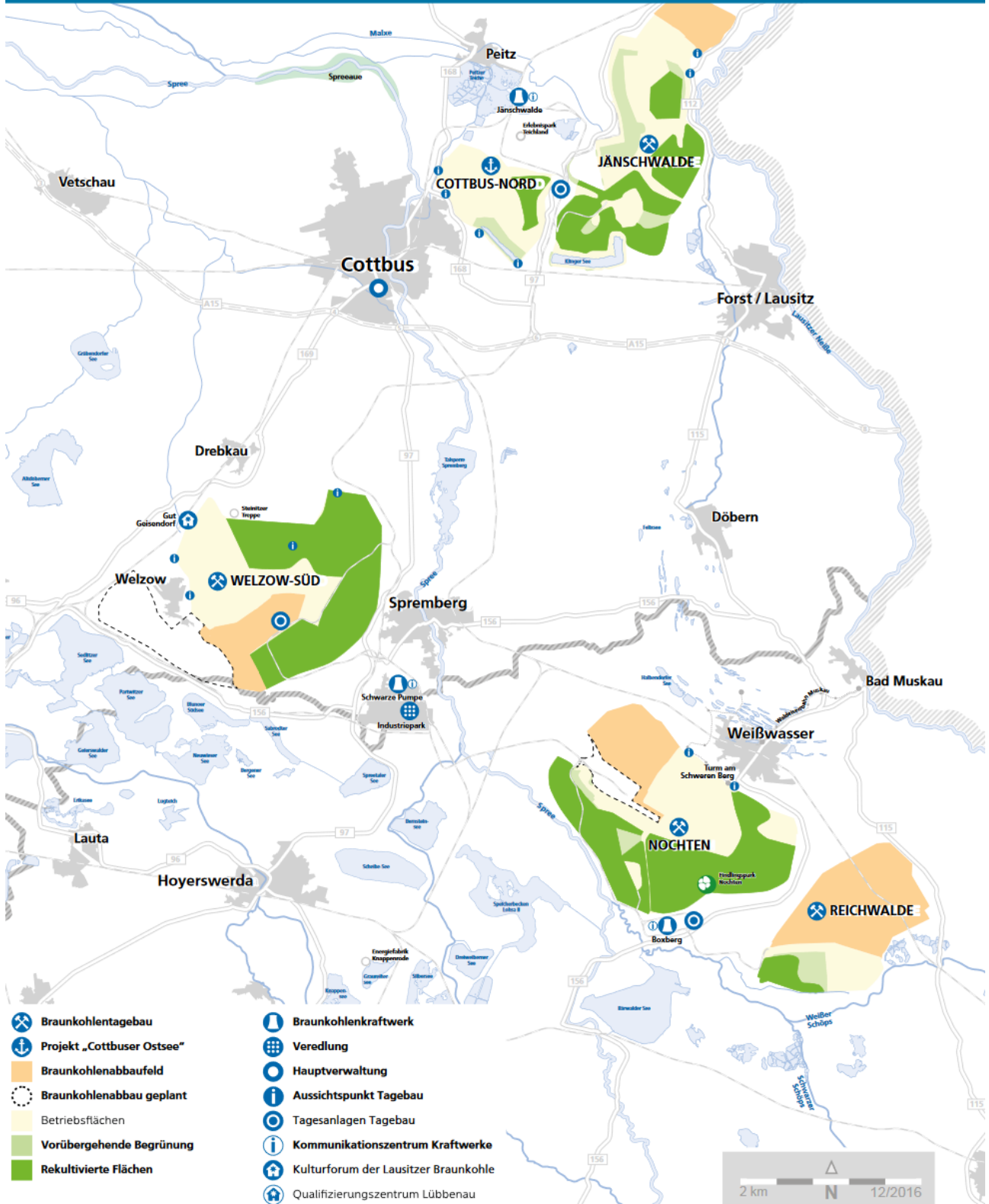


Abbildung 11: Revierkarte Lausitzer Braunkohlerevier. Rote Ellipsen – Braunkohlekraftwerke. Die etwa Ost-West verlaufende, gestrichelte, graue Linie markiert die Grenze zwischen Brandenburg im Norden und Sachsen.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> DEBRIV (2017b)

Nach dem neuen Revierkonzept der LEAG vom März 2017 ist für den Tagebau Jänschwalde eine Fortführung der Braunkohleförderung lediglich bis 2023 vorgesehen.<sup>20</sup> Aufgrund einer Klage von Umwelthilfe und Grüner Liga wegen einer fehlenden Umweltverträglichkeitsprüfung hatte das Verwaltungsgericht Cottbus den Betrieb zum 1. September 2019 vorläufig gestoppt. Daraufhin wurde die Kohleförderung eingestellt und der Tagebau in den Sicherheitsbetrieb überführt. Zum gegenwärtigen Stand kann die notwendige Umweltverträglichkeitsprüfung laut LBGR nicht bis zum Jahresende abgeschlossen werden.<sup>21</sup> Damit verschiebt sich die zum 01.01.2020 geplante Zulassung zur weiteren Kohleförderung. Es ist aus Sicht der Gutachter aber nicht absehbar, dass diese Verschiebung die Kohleförderung im Tagebau signifikant über 2023 hinaus verlängert.

Erfahrungsgemäß wird in der finalen Auskohlungsphase mit einer Dauer von etwa 5 Jahren abbaubegleitend die für die Dauer der Wiedernutzbarmachungsphase zentrale und den Sicherheitsvorgaben entsprechende Restlochkonfiguration hergestellt. Durch die abbaubegleitende Fahrweise werden dafür die kosteneffizienten Tagebaugroßgeräte genutzt. Eine kurzfristige, vorzeitige Beendigung des Kohleabbaus würde diese geordnete Koppelung von Auskohlung und Wiedernutzbarmachung technologisch, planungsrechtlich und kostenseitig erheblich negativ beeinflussen. Das lässt eine kurzfristige, vorzeitige Beendigung des Kohleabbaus im Tagebau Jänschwalde objektiv als nicht zweckmäßig erscheinen. Zudem ist eine völlige Stilllegung des benachbarten Kraftwerkes Jänschwalde in der verbleibenden, genehmigten Laufzeit des Tagebaus Jänschwalde nicht vorgesehen. Somit liegt der Tagebau Jänschwalde hinsichtlich der Folgen einer vorzeitigen Beendigung der Kohleförderung außerhalb der in diesem Gutachten zu betrachtenden Zeiträume und wird im Folgenden nicht detailliert berücksichtigt.

Im Lausitzer Revier existiert außerdem eine Vielzahl ehemaliger Tagebaue. Zu deren Sicherung und Wiedernutzbarmachung wurde 1994 die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV) gegründet (Abbildung 12). Im Ergebnis der Flutung ehemaliger Tagebaurestlöcher und deren bisheriger Umwandlung in teilweise miteinander verbundene Seen entstand das Lausitzer Seenland, das sich zu Europas größter künstlicher Seenplatte entwickeln soll.

Der nördlichste Tagebau Jänschwalde liegt etwa 52 km Luftlinie vom südlichsten Tagebau Reichwalde entfernt. Der westlichste Tagebau Welzow-Süd befindet sich ungefähr auf hälftiger Länge zu dieser Luftlinie und ist zirka 30 km westlich davon gelegen. Die Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd befinden sich auf dem Territorium des Bundeslandes Brandenburg, wobei südliche Anteile der gegenwärtigen Genehmigungsfläche für Welzow-Süd im angrenzenden Freistaat Sachsen liegen (Abbildung 12). Daraus ergibt sich als Aufsichtsbehörde für Welzow-Süd sowohl eine Zuständigkeit des Landesamtes für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg (LBGR) als auch des Sächsischen Oberbergamtes. Die Tagebaue Nochten und Reichwalde liegen im Freistaat Sachsen.

---

<sup>20</sup> LEAG (2018)

<sup>21</sup> RBB (2019)

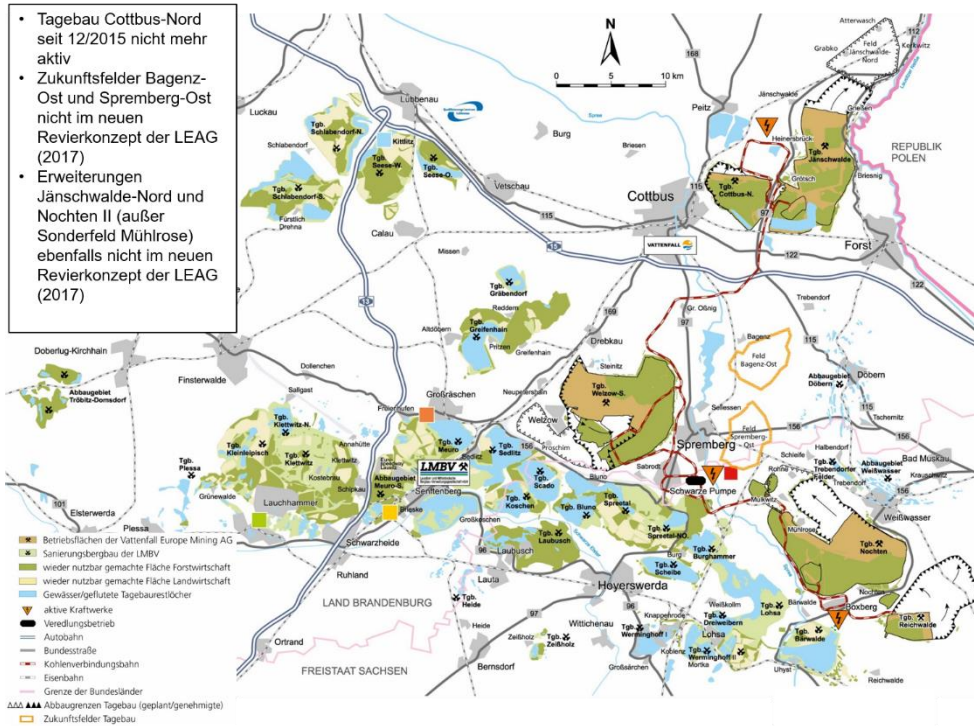


Abbildung 12: Revierkarte Lausitzer Braunkohlerevier Stand um 2010 entsprechend Stand der Braunkohlenpläne vor neuem Revierkonzept der LEAG von 2017, mit Kohlenverbindungsbahn und Sanierungsbergbau der LMBV (ehemalige Tagebaue)<sup>22</sup>

Die kohleführenden Ablagerungen des Reviers sind tertiären (miozänen) Alters (Abbildung 13). Diese werden von quartären Schichten überlagert, die überwiegend pleistozänes Alter haben. Abbauziel ist der weit aushaltende zweite Miozäne Flözkomplex, der auch als zweiter Lausitzer Flözhorizont bezeichnet wird. Der überlagernde erste Flözkomplex ist weniger weit verbreitet und geringmächtiger. Er wird nur im Tagebau Nochten mitgewonnen. Der dritte und vierte miozäne Flözkomplex lagern für eine wirtschaftliche Gewinnung im Tagebaubetrieb zu tief.

<sup>22</sup> Krupp (2012), modifiziert und erläutert von EMCP



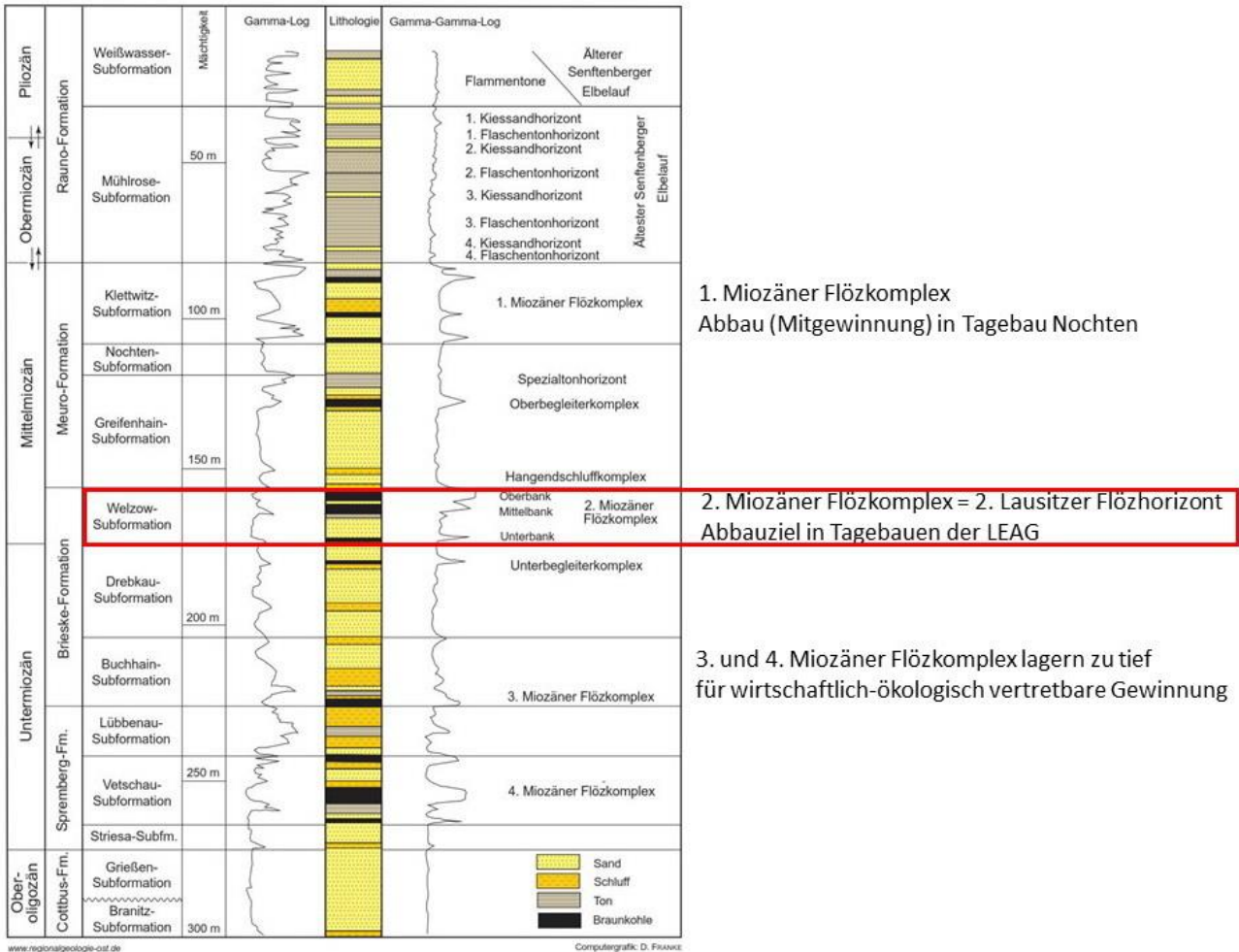


Abbildung 13: Lithostratigraphisches Richtprofil für das Tertiär im Lausitzer Braunkohlerevier<sup>23</sup>

Der zweite miozäne Flözkomplex zeichnet sich durch eine weit aushaltende flache Lagerung bei relativ geringfügigen Mächtigkeitsschwankungen aus. Bruchtektonische Störungen sind im Tagebaubereich in der Regel geringfügig ausgeprägt und Störungen der kohleführenden Ablagerungen durch pleistozäne Inlandvereisung räumlich eng begrenzt. Diese geologischen Rahmenbedingungen ermöglichen eine besondere Art der Abraumgewinnung mittels der sogenannten Förderbrückentechnologie, welche bei der Kohlegewinnung in Deutschland nur im Lausitzer Revier Anwendung findet (Abbildung 14).

<sup>23</sup> Franke (2019), Ergänzungen EMCP



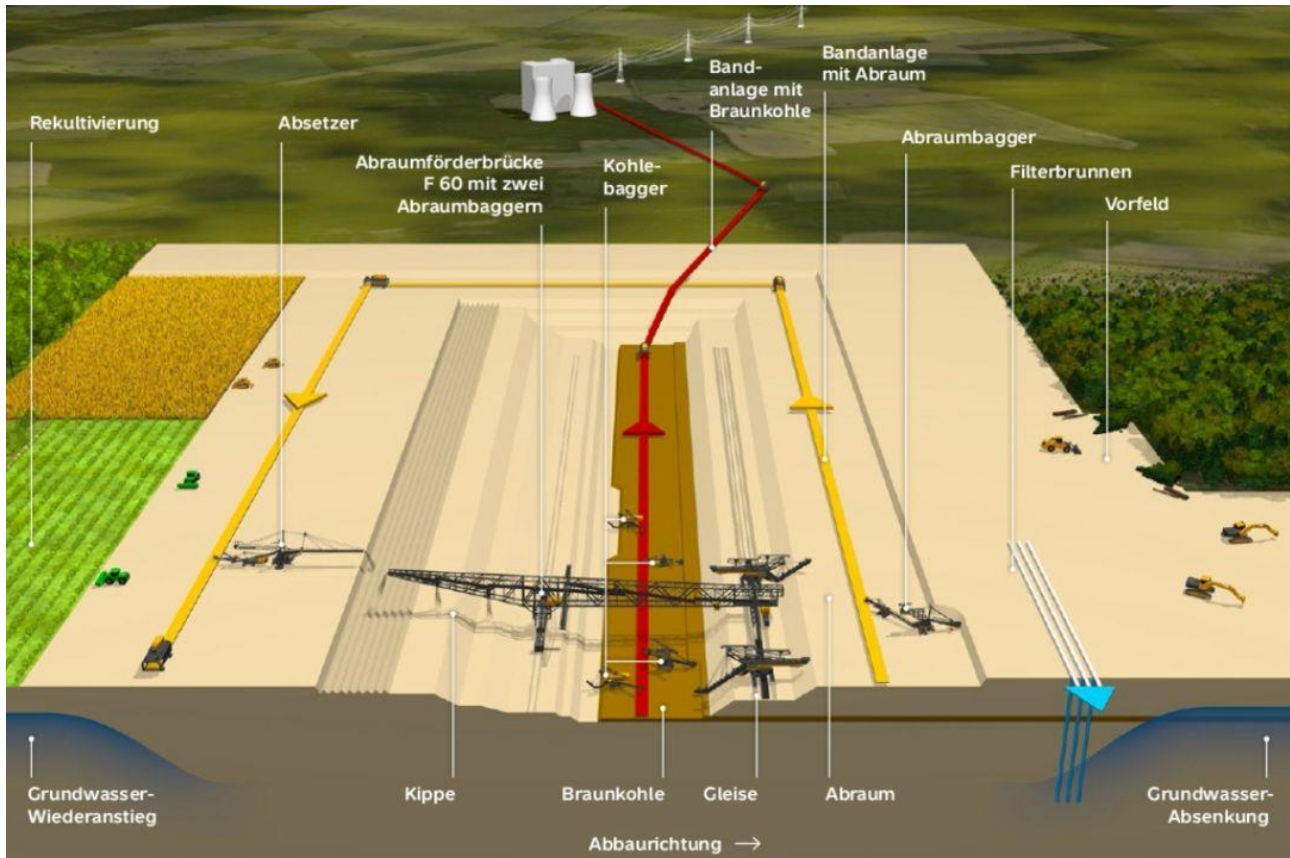


Abbildung 14: Abbauschema der Förderbrückentechnologie im Lausitzer Revier<sup>24</sup>

Im Vorschnittbetrieb werden zuerst die oberflächennahen und für Rekultivierungszwecke besser geeigneten quartären Ablagerungen teilweise zusammen mit tertiären Ablagerungen mit Schaufel- und Eimerkettenbaggern abgetragen und auf Förderbändern entlang der Tagebauränder zu den Absetzern transportiert. Im Absetzerbetrieb werden diese schließlich auf die für Rekultivierungszwecke ungeeigneten Abraum- bzw. Innenkippen der tertiären Deckschichten aufgeschüttet. Das Gros der tertiären Deckschichten über dem zweiten Lausitzer Flözhorizont wird schließlich im Hoch- und Tiefschnitt abgebaut, auf die Abraumförderbrücke aufgegeben und auf dem tagebautiefsten ausgekohlten Flözniveau sukzessive in mehreren Schütteebenen abgeschüttet. Das Ergebnis ist eine Fläche von tertiären Abraumkippen, die am Tagebauende sukzessive im Absetzerbetrieb mit quartärem Abraum überdeckt und schließlich der abbaubegleitenden Wiedernutzbarmachung zugeführt werden.

Die Abraumförderbrücken lagern und laufen auf Gleisen, die auf einer baggerseitigen und einer kippenseitigen Ebene verlegt sind und im Verlauf des Kohleabbaus ständig gerückt werden müssen (Abbildung 15). Der Kohleabbau verläuft entlang der Tagebaufront, wobei sich die Fördergeräte zwischen den Tagebauflanken hin und her bewegen, dem sogenannten Parallelabbau. Der eigentliche Kohleabbau erfolgt im Grubenbetrieb mit Schaufel- und Eimerkettenbaggern, die die Kohle auf Bandanlagen aufgeben (Abbildung 15). Die Bandanlagen fördern die Kohle direkt in die Kraftwerke oder zu Verladestationen der unternehmenseigenen Kohleverbindungsbahn, bzw. zu Braunkohlenlagerplätzen.

<sup>24</sup> LEAG (2019a)



Abbildung 15: Panoramen Tagebau Welzow-Süd mit aktivem Abbaubereich  
 Oben rechts Anschnitt miozäner Ablagerungen mit horizontaler Lagerung und schwarzen Kohleflözen. Darunter Kohleabbautrossen mit Kohlentransportbandanlage. Abraumverkipfung durch Abraumförderbrücke.<sup>25</sup>

Die Kohlequalität der aktiven Tagebaue ist unterschiedlich (vgl. Tabelle 6). Dementsprechend werden die Kraftwerke per Kohleverbindungsbahn durch einen Kohlenmix aus verschiedenen Tagebauen beschickt (Abbildung 12). Die gegenwärtige Gleislänge der für 25 t Achslast und in Regelspurweite ausgelegten Kohleverbindungsbahn beträgt zwischen 300 und 400 km, wobei mehr als die Hälfte zweigleisig ausgebaut ist. Die Kohleverbindungsbahn transportiert zu mehr als 90 % Rohbraunkohle, daneben Kohleveredelungsprodukte und Kraftwerksreststoffe wie Asche und Gips aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen. Asche- und Gipsdeponien befinden sich in den Tagebauen Jänschwalde und Nochten.

	Heizwert	Wassergehalt	Schwefelgehalt	Ascheanteil	Abraum/Kohle-verhältnis
	[kJ/kg]	[%]	[%]	[%]	[m <sup>3</sup> /t]
<b>Lausitzer Revier</b>	7.800 ... 10.000	49 ... 58	0,2 ... 1,5	2,5 ... 15,0	
Tagebau Jänschwalde	8.400	51	0,9	12	9,3 : 1
Tagebau Welzow-Süd	8.800	55	0,7	6	5,9 : 1
Tagebau Nochten	8.600	56	0,5	5	5,4 : 1
Tagebau Reichwalde	8.400	55	1,2	8	4,3 : 1

Tabelle 6: Kohlequalitäten der Tagebaue im Lausitzer Revier<sup>26</sup>

Kohlelagerplätze und Kohleverbindungsbahn dienen auch der Überbrückung von Abbaunterbrechungen durch zyklisch erforderliche Wartungsarbeiten an den Fördergeräten und Förderanlagen oder Havarien bzw. wetterbedingte Beeinträchtigungen des Kohleabbaus. Braunkohlenlagerplätze befinden sich an allen vier Tagebauen und den drei großen Kraftwerkstandorten Boxberg, Jänschwalde und Schwarze Pumpe.

<sup>25</sup> EMCP

<sup>26</sup> EMCP, Zusammenstellung aus zahlreichen Quellen

Die wasserwirtschaftlichen Einrichtungen zur Tagebauentwässerung umfassen Filterbrunnen, Grubenwasserbehandlungsanlagen, Leitungen für Grubenwasser und gereinigtes Wasser, Grundwassermessstellen sowie Dichtwände. Die Tagebauentwässerung erfolgt durch Grundwasserabsenkung über Filterbrunnen. Die LEAG betreibt dazu gegenwärtig rund 3.000 Filterbrunnen an den Tagebauen.<sup>27</sup> Diese fördern jährlich etwa 370 Mio. m<sup>3</sup> Grundwasser an die Oberfläche. Davon werden 47 % zur Stützung des regionalen und 16 % zur Stützung des lokalen Wasserhaushaltes wieder eingespeist. Die verbleibenden 37 % werden in erster Linie in den betriebseigenen Kraftwerken zur Dampferzeugung und als Kühlwasser genutzt, was eine zusätzliche Wasserentnahme aus Flüssen erübrigt. Der kleinere Teil davon wird als Brauch- und Trinkwasser genutzt.

Aufgrund des signifikanten Gehaltes an gelöstem zweiwertigem Eisen und dessen Oxidation beim Kontakt mit der Atmosphäre neigt das gehobene Wasser zur Bildung schwerlöslicher brauner Eisenhydroxide in Form von Schwebfracht und Niederschlägen (‘Verockerung’). Deshalb wird das Grubenwasser vor Einleitung in umliegende Gewässer in insgesamt sieben Grubenwasserreinigungs- bzw. Grubenwasserbehandlungsanlagen behandelt bzw. gereinigt. Dabei wird das Eisenhydroxid für die Einleitung in umliegende Gewässer bis unter den Genehmigungswert effektiv ausgefällt und der pH-Wert in den neutralen Bereich verschoben.

Der regionale Vorfluter ist die Spree. Das Problem der Bildung sichtbarer Eisenhydroxid-Niederschläge in Teilabschnitten der Spree und ihrer Zuflüsse liegt im Grundwasserwiederanstieg v. a. im Kippenbereich ehemaliger Tagebaue des Reviers und der damit in Zusammenhang stehenden Mobilisierung und Oxidation von Eisen. Dieser Aspekt ist auch bei der laufenden und zukünftigen Wiedernutzbarmachung von Tagebauen der LEAG zu berücksichtigen. Dort ist bereits in den nächsten Jahren von einem Grundwasserwiederanstieg mit signifikanter Fläche auszugehen, z. B. im ehemaligen Tagebau Cottbus-Nord und in ehemaligen Abbaubereichen des Tagebaus Welzow-Süd.

Weiterhin ist im Lausitzer Revier ein signifikanter Sulfateintrag in die Vorfluter zu verzeichnen. Dieser geht auf die Oxidation des Sulfidschwefels vor allem in Kippenbereichen zurück. Da die Kippen in den aktiven Tagebauen der LEAG aus Standsicherheitsgründen noch über Jahre hinweg entwässert werden müssen, stammt die Sulfatbelastung im Revier zu etwa 60 % aus den LEAG-Tagebauen und zu 40 % aus dem Altbergbau.<sup>28</sup> Im Gegensatz zur Bereinigung von Eisenhydroxid ist eine relevante Abtrennung des Sulfats gegenwärtig verfahrenstechnisch und ökonomisch nicht machbar. Konsens der zuständigen Wasserbehörden ist deshalb eine Sulfatlaststeuerung der Spree, welche die genehmigte Wassernutzung nicht negativ beeinflusst. Dabei arbeiten LMBV und LEAG zusammen.

Eine Besonderheit des Lausitzer Reviers ist die verbreitete Anwendung der Dichtwandtechnik (Abbildung 16 und Abbildung 17). Dabei werden in unmittelbarer Tagebaunähe bis zu über 100 m tiefe, senkrechte Dichtwände eingebracht, um den Radius des Grundwasserabsenkungstrichters um den Tagebau stark zu reduzieren und tagesbaunahe Gewässer und daran gekoppelte Biotope zu erhalten. Im Zuge der Wiedernutzbarmachung ist beim kontrollierten Grundwasserwiederanstieg ggf. eine Perforation der Dichtwände erforderlich.

---

<sup>27</sup> LEAG (2019b)

<sup>28</sup> Inst. f. Wasser u. Boden Dr. Uhlmann (2015)



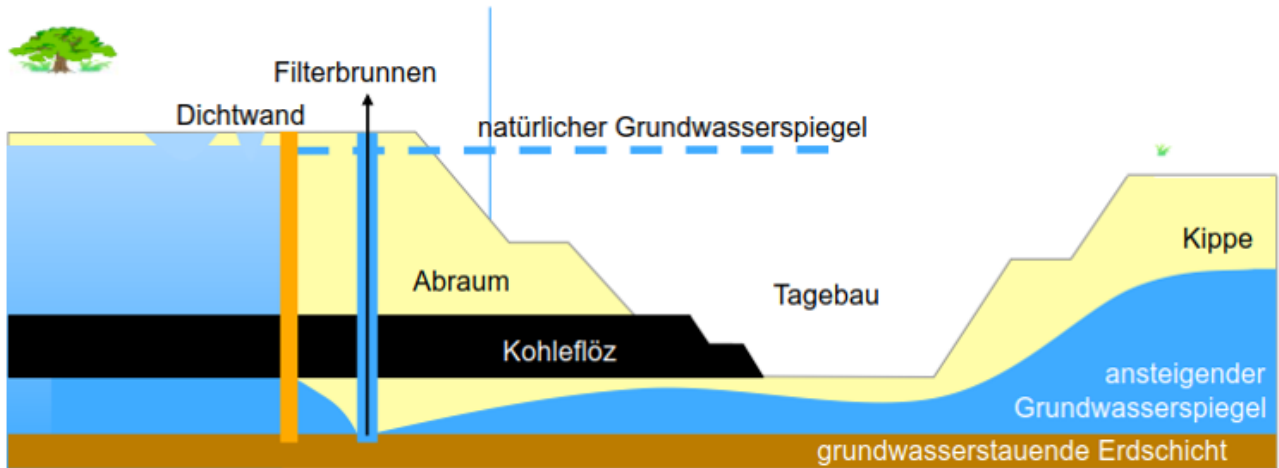
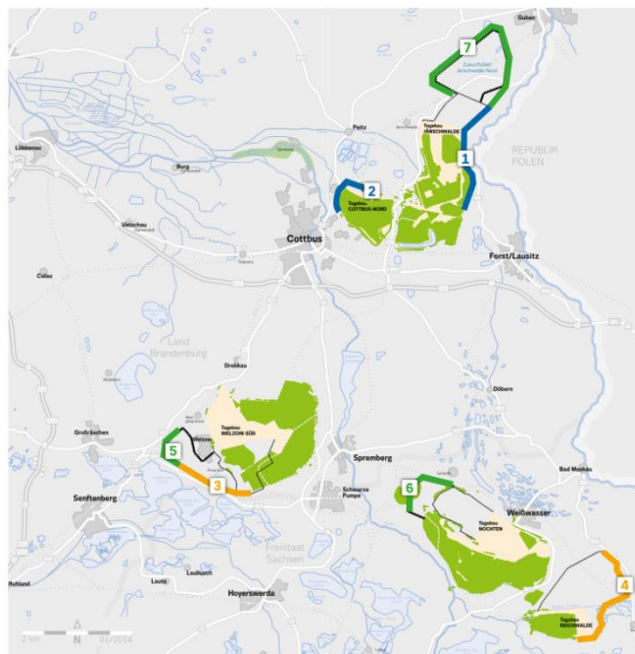


Abbildung 16: Prinzip der Dichtwandtechnik<sup>29</sup>

- 1 | Dichtwand Tagebau Jämschwalde**  
**Lage:** von Bohrau bis Taubendorf, entlang der Neße  
**Bauzeit:** 1979 bis 2000, 2007 bis 2009  
**Maße:** Tiefe 52 bis 85 Meter | Länge 10 740 Meter  
**Ziel:** Schutz der Feuchtgebiete östlich des Tagebaus Jämschwalde, insbesondere in der Niedermiedung sowie des angrenzenden Gebietes zur Republik Polen  
**Geräte:** SG 73, SG 100/1, SG 100/2, SFG LW 120  
**Besonderheiten:** Weltweit erste Dichtwand für den Braunkohlenbergbau
- 2 | Dichtwand Cottbus-Nord**  
**Lage:** von Merzdorf über Lakoma bis Neuendorf  
**Bauzeit:** 1993/94 bis 2007  
**Maße:** Tiefe 51 bis 72 Meter | Länge 7071 Meter  
**Ziel:** Schutz der FFH-Gebiete Pletzer Teiche, der Spreaue und der Nordseite Cottbus  
**Geräte:** Bagger HS 852 HD mit Seilgreifer SWG 3,2 SFG LW 120  
**Besonderheiten:** 1993 bis 1998 im Schlitzgräbverfahren, 2001 bis 2007 im Schlitzfräseverfahren

- 3 | Dichtwand Welzow-Süd**  
**Lage:** von Lieske nach Blüno  
**Bauzeit:** Dezember 2010 bis 2022 (geplant)  
**Maße:** Tiefe 95 bis 120 Meter | Länge 10 630 Meter  
**Ziel:** Schutz des Lausitzer Seenlandes und des Umlandes südlich des Tagebaus Welzow-Süd  
**Geräte:** SFG VB 130/J, SFG VB 130/2  
**Besonderheiten:** Mit bis zu 120 Meter Tiefe und mehr als 10 Kilometer Länge das bislang größte Dichtwandbauwerk der Welt. Die Trasse führt durch eine eiszeitliche Rinne mit stark wechselnden geologischen Schichten

- 4 | Dichtwand Reichwalde**  
**Lage:** Bauabschnitt 1: Ostmarkscheide bei Hammerstadt, Bauabschnitt 2: Weißer Schöps bis Truppenübungsplatz Weißfelde  
**Bauzeit:** BA1 2009 bis 2014, BA2 2015 bis 2024 (geplant)  
**Maße:** Tiefe BA1: 37 bis 50 Meter, BA2: 50 bis 90 Meter, Länge BA1: 4 200 Meter, BA2: 7 700 Meter  
**Ziel:** Schutz des FFH-Gebietes Hammerstädter Teiche, der Oberlausitzer Teiche und der Neißeaue  
**Geräte:** SFG LW 120  
**Besonderheiten:** Querung eines Teichgebietes und eines aktiven Truppenübungsplatzes



- 5 | Dichtwand Welzow-Süd (TA 2)**  
**Lage:** von Lieske nach Bahnsdorf  
**Maße:** Tiefe 90 bis 110 Meter | Länge 6 000 Meter  
**Ziel:** Schutz des Lausitzer Seenlandes  
**Geräte:** SFG VB 130  
**Besonderheiten:** Annäherung an ein FFH-Gebiet
- 6 | Dichtwand Nochten (Abbaufeld 2)**  
**Lage:** nordwestlich des Tagebaus Nochten  
**Maße:** Tiefe 115 bis 150 Meter | Länge 7 500 Meter  
**Ziel:** Schutz des FFH-Gebietes Rauthener Moor und des Trinkwasserschutzgebietes für das Wasserwerk 'Muthen', Spremberg  
**Geräte:** SFG VB 130 und SFG 150 (in Planung), bis zu drei Geräte gleichzeitig  
**Besonderheiten:** Querung einer sehr tiefen eiszeitlichen Rinne, erstmals werden Tiefen von 150 Metern erreicht

- 7 | Dichtwand Jämschwalde-Nord**  
**Lage:** umlaufend um das Abbaufeld Jämschwalde-Nord  
**Maße:** Tiefe 65 bis 120 Meter | Länge 20 000 Meter  
**Ziel:** Schutz der FFH-Gebiete „Gubener Fließtäler“ und „Neißeaue“ sowie des angrenzenden Gebietes der Republik Polen, Schutz des Trinkwasserschutzgebietes für das Wasserwerk „Scheibensleben“  
**Geräte:** Typ SFG LW 120, bis zu drei Geräte gleichzeitig  
**Besonderheiten:** Das Abbaufeld wird zu 80 Prozent von einer Dichtwand umschlossen

(räumlich des abgebildeten Kartenausschnitts, nicht auf der Karte abgebildet)

- Dichtwand Tagebau Berzdorf**  
**Lage:** südlich von Görlitz bis Hagenwerder, entlang der Neße  
**Bauzeit:** 1983 bis 1993  
**Maße:** Tiefe 25 bis 65 Meter | Länge 5 500 Meter  
**Ziel:** Schutz der Neße und des angrenzenden Gebietes zur Republik Polen  
**Geräte:** SF 50, SG 60, Seilgreifer K60  
**Besonderheiten:** Stark wechselnde Tiefen der wasserstauenden Bodenschicht. Der Arbeitsdamm aus der Bauphase blieb als Hochwasserschutzdamm für die Neße erhalten.

Dichtwand  
 gebaut | in Bau | in Planung

Abbildung 17: Dichtwandtechnik im Lausitzer Revier<sup>30</sup>

Eine weitere Besonderheit des Lausitzer Reviers ist die Anfälligkeit von Kippen in Tagebaurestlöchern für das sogenannte Setzungsfließen beim Grundwasserwiederanstieg bzw. der Flutung der Tagebaurestlöcher. Das ist durch die petrographischen Eigenschaften des tertiären Abraums bedingt, der sich aus eng gestuften Fein- und Mittelsanden mit gut gerundeten Körnern auszeichnet. Dazu kommt deren lockere Lagerung im Kippbereich, welche durch Verflüssigungsprozesse der Kippensande beim Grundwasserwiederanstieg zu einem plötzlichen und katastrophalen Standsicherheitsversagen führen kann. Das erfordert einen erhöhten Aufwand zur Verfestigung der Kippbereiche in Restlöchern. Technologisch wird dies durch das sogenannte Rüttel-druckverfahren oder durch Sprengverdichtung erreicht (Abbildung 18). Zur abschließenden Herstellung der geotechnischen Trittsicherheit werden verdichtete und Uferbereiche mittels Fallgewichtverdrichtung gesichert.

<sup>29</sup> Vattenfall (Archiv EMCP, online nicht mehr verfügbar)

<sup>30</sup> Vattenfall (Archiv EMCP, online nicht mehr verfügbar)

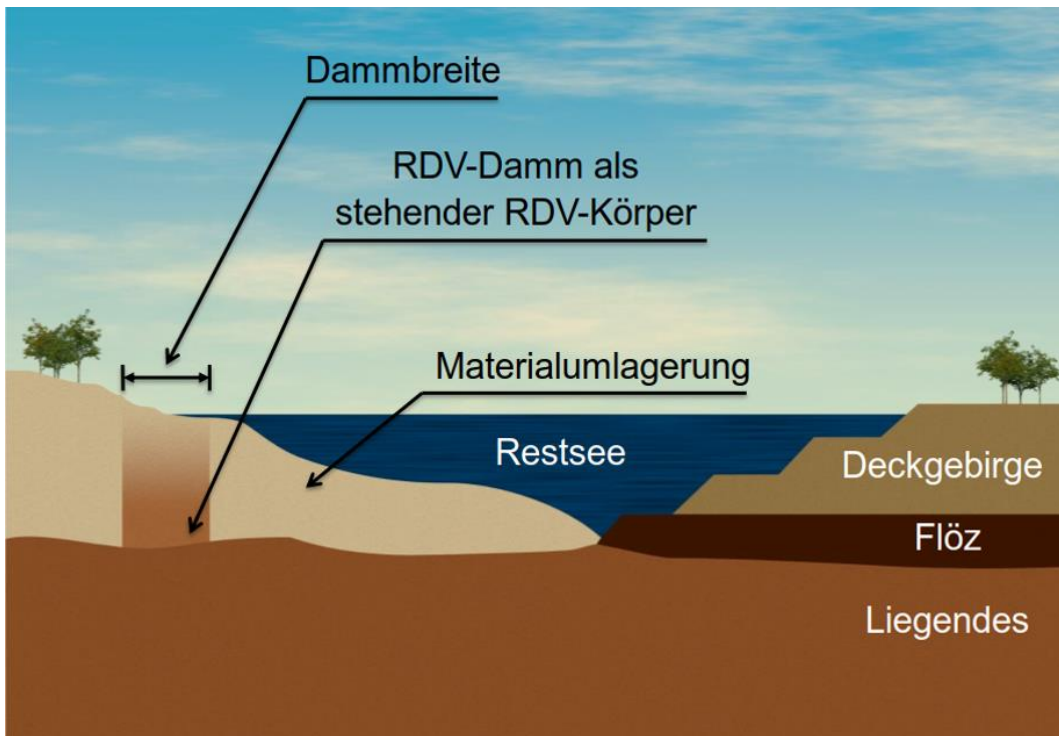
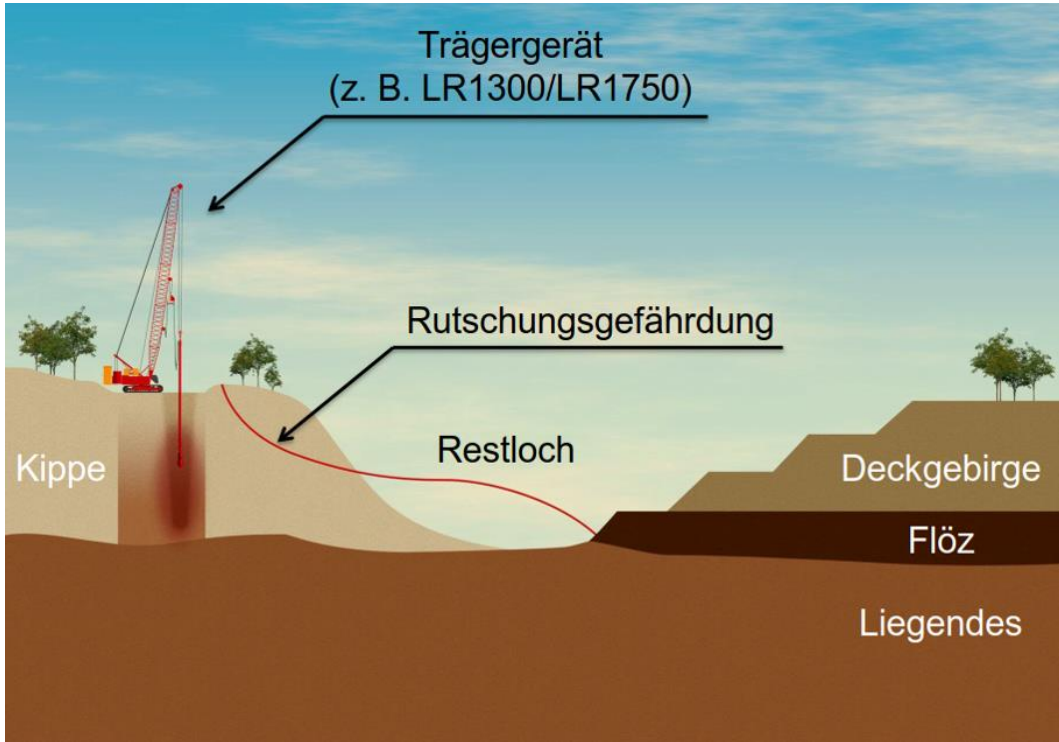


Abbildung 18: Schema der Rütteldruckverdichtung (RDV)

Oben Herstellung eines RDV-Dammes. Unten stabilisierte Situation im Restsee nach Setzungsfließen im Vorfeld des RDV-Damms<sup>31</sup>

Aufgrund der klimatischen Ausprägung, des ausgedehnten Braunkohletagebaubetriebes im Lausitzer Revier seit den 1950er Jahren und der Braunkohlesanierung haben sich revierspezifische Besonderheiten beim Was-

<sup>31</sup> Schreyer et al. (2017)

serbedarf und der Restseebefüllung ergeben. Das Klima der Lausitz ist im Gegensatz zum übrigen Deutschland deutlich kontinentaler und fällt damit trockener aus.<sup>32</sup> In Trockenperioden findet wenig bis keine Grundwasserneubildung statt und gerade über Wasserflächen verdunstet mehr, als im Mittel an Niederschlägen anfällt.

Der Braunkohlebergbau hat weiträumige Grundwasserabsenkungen und damit verbundene Sumpfungswassereinleitungen in das Spree-Einzugsgebiet zur Folge. Die Sumpfungswassereinleitungen betragen über Jahrzehnte hinweg durchschnittlich 12 m<sup>3</sup>/s, das entspricht etwa 380 Mio. m<sup>3</sup>/a. Derzeit werden ca. 265 Mio. m<sup>3</sup>/a Sumpfungswässer aus den Tagebauen der LEAG in die regionale Vorflut eingeleitet, was etwa 72 % der durch rund 3.000 Filterbrunnen gehobenen Wassermenge von 370 Mio. m<sup>3</sup>/a entspricht (47 % Stützung des regionalen Wasserhaushalts +25 % Einleitung aus der Wassernutzung des Sumpfungswassers).<sup>33</sup>

Nach Auslaufen der Kohleförderung in den Tagebauen der LEAG, einschließlich des bereits stillgelegten Tagebaus Cottbus-Nord, sind laut aktuellen Braunkohleplänen Tagebaurestseen mit einer Gesamtfläche von ca. 7.900 ha herzustellen. Dafür sind zur Restseeauffüllung rund 2.000 Mio. m<sup>3</sup> Wasser und zur begleitenden Porenraumauffüllung im gewachsenen und durch Kippen verfüllten Grundwasserabsenkungsbereich rund 2.500 Mio. m<sup>3</sup> Wasser erforderlich.<sup>34</sup>

Die Braunkohlesanierung der LMBV hat mit der Schaffung des Lausitzer Seenlands rund 14.800 ha an Tagebaurestseefläche kontrolliert hergestellt. Dafür wurden bis heute zirka 1.900 Mio. m<sup>3</sup> Wasser aus der Vorflut entnommen und 800 Mio. m<sup>3</sup> zurückgeleitet. Die Restseeflutung hat also bisher etwa 1.100 Mio. m<sup>3</sup> Wasser aus der Vorflut konsumiert. Damit wird deutlich, dass eine zeitlich und auch ökonomisch überschaubare Restseeflutung nur durch Fremdflutung realisierbar ist. Zur Stützung der Fremdflutung ist die Einleitung von Sumpfungswasser wesentlich. Andererseits besteht im Zusammenhang mit mehrjährigen Trockenperioden das Potenzial längerfristiger Niedrigwasserstände der Spree im mittelbrandenburgisch-berlinerischen Bereich.

Gegenwärtig ist das geplante Flutungsszenario der Restseen, inklusive der zur Braunkohlesanierung der LMBV zählenden Restseen, zeitlich gestaffelt. Im Fall eines zeitlich stark vorgezogenen Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung würde diese zeitliche Staffelung reduziert und der regionale Wasserhaushalt unter Umständen stark überstrapaziert.

Der Braunkohleabbau erfolgt zur Verstromung. Die Kohleveredelung am Standort Schwarze Pumpe hat untergeordnete Bedeutung und ist rückgängig. In unmittelbarer Nähe des Lausitzer Reviers sind drei Braunkohlekraftwerke in Betrieb: Boxberg, Jänschwalde und Schwarze Pumpe. Diese werden ausschließlich von Tagebauen des Lausitzer Reviers versorgt, sind Eigentum der LEAG und werden auch von der LEAG betrieben. Darüber hinaus werden auch das Heizkraftwerk Cottbus und das Heizkraftwerk Frankfurt (Oder) mit Braunkohle aus dem Lausitzer Revier beliefert. Für beide Heizkraftwerke ist der mittelfristige Ausstieg aus der Braunkohle jedoch bereits geplant. Während das Heizkraftwerk (HKW) in Cottbus bis 2022 vollständig auf Gas umgestellt werden soll,<sup>35</sup> läuft der Kohlenliefervertrag für das HKW Frankfurt (Oder) im Jahr 2023 aus. Die Stadtwerke errichten bereits ein Gasheizkraftwerk, welches das heutige Braunkohlenkraftwerk dann ersetzen soll.<sup>36</sup> Die jüngsten Blöcke sind im Jahr 2000 bzw. 2012 (Block Q bzw. R in Boxberg) in Betrieb genommen worden. Insgesamt haben alle heute aktiven Kraftwerke, die mit Braunkohlen aus dem Lausitzer Revier versorgt werden, eine Nettoleistung von 6.836 MW. Der folgende Steckbrief gibt eine Übersicht über die zentralen Daten der Kraftwerke.

---

<sup>32</sup> z. B. Drebenstedt K. & Kuyumcu M. (2014), Pohle (2014)

<sup>33</sup> LEAG (2019b)

<sup>34</sup> Fritze (2019)

<sup>35</sup> Heizkraftwerksgesellschaft Cottbus mbH (2019)

<sup>36</sup> MOZ (2018)

## Übersicht über die Kraftwerke im Lausitzer Revier<sup>37</sup>

<p><b>Kraftwerk:</b> Boxberg  <b>Standort:</b> Boxberg  <b>Bundesland:</b> Sachsen  <b>Nettoleistung:</b> 2.427 MW  <b>Eigentümer:</b> Lausitz Energie Kraftwerke AG</p>	<p><b>Kraftwerk:</b> Jänschwalde  <b>Standort:</b> Peitz  <b>Bundesland:</b> Brandenburg  <b>Nettoleistung:</b> 2.790 MW  <b>Eigentümer:</b> Lausitz Energie Kraftwerke AG</p>
<p><b>Kraftwerk:</b> Schwarze Pumpe  <b>Standort:</b> Spremberg  <b>Bundesland:</b> Brandenburg  <b>Nettoleistung:</b> 1.500 MW  <b>Eigentümer:</b> Lausitz Energie Kraftwerke AG</p>	<p><b>Kraftwerk:</b> Heizkraftwerk FFO  <b>Standort:</b> Frankfurt Oder  <b>Bundesland:</b> Brandenburg  <b>Nettoleistung:</b> 45 MW  <b>Eigentümer:</b> Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH</p>
<p><b>Kraftwerk:</b> HKW Cottbus  <b>Standort:</b> Cottbus  <b>Bundesland:</b> Brandenburg  <b>Nettoleistung:</b> 74 MW  <b>Eigentümer:</b> HKW Heizkraftwerksgesellschaft Cottbus mbH</p>	

Tabelle 7: Kraftwerkesteckbrief für das Lausitzer Revier

Die Anforderungen der Kraftwerke bzw. der jeweiligen Kraftwerksblöcke an die Kohlequalität sind unterschiedlich. Aufgrund der in Tabelle 6 gezeigten unterschiedlichen Kohlequalitäten machen sich unterschiedliche Kohlemischungen erforderlich. Nach dem geplanten Auslaufen des Tagebaus Jänschwalde bis 2023 spielt für die Zusammensetzung der Kohlemischungen die Kohle aus dem Tagebau Reichwalde eine Schlüsselrolle.

Im Vergleich zur Kohle aus den anderen Tagebauen der LEAG neigt die Reichwalder Kohle bei der Verbrennung in den Kraftwerken zu verstärkter Verschlackung. Dies ist in erster Linie durch den höheren Gehalt an Eisen- und Schwefelverbindungen bedingt, der in dem vergleichsweise hohen durchschnittlichen Schwefelgehalt von 1,2 % deutlich wird. Die Kohle aus dem Tagebau Reichwalde kann deshalb zu maximal 11 % dem Kohlemix für das Kraftwerk Jänschwalde mit den ältesten Kraftwerksblöcken des Reviers zugegeben werden. Für die Kraftwerksblöcke im Kraftwerk Schwarze Pumpe beträgt der Anteil maximal 40 % und für die Blöcke N und P des Kraftwerks Boxberg maximal 30 %. Für die moderneren Blöcke Q und R von Boxberg kann der Anteil von Kohle aus Reichwalde nach dem Kenntnisstand von 2016 maximal 50 % betragen.<sup>38</sup> Tabelle 8 zeigt die Rohkohleverteilerung der Tagebaue auf Kraftwerke im Lausitzer Revier im Jahr 2016 (das in der Tabelle noch aufgeführte, von Vattenfall betriebene Berliner Heizkraftwerk Klingenberg wurde 2017 auf Erdgas umgestellt).

<sup>37</sup> Quelle der Daten in den Steckbriefen: B E T-Kraftwerksdatenbank, Kraftwerksliste der BNetzA vom 07.03.2019. Aufgeführt werden nur Blöcke, die sich noch in Betrieb oder in Sicherheitsbereitschaft befinden und die eine Nettoleistung von über 10 MW haben.

<sup>38</sup> EMCP



	Tagebaue				Summe
	Nochten	Jänschwalde	Reichwalde	Welzow-Süd	
<b>Kraftwerke</b>	Rohbraunkohle [Mio. t]				
Jänschwalde	-	10,4	1,5	13,4	<b>25,3</b>
Klingenberg	-	-	-	1,4	<b>1,4</b>
Schwarze Pumpe	5,3	-	4,0	2,8	<b>12,1</b>
Boxberg	10,3	-	7,8	1,2	<b>19,3</b>
Veredelung	1,0	-	-	2,8	<b>3,8</b>
<b>Summe</b>	<b>16,6</b>	<b>10,4</b>	<b>13,3</b>	<b>21,6</b>	<b>61,9</b>

Tabelle 8: Rohkohleverteilerung der Tagebaue auf Kraftwerke im Lausitzer Revier 2016<sup>39</sup>

Die Kraftwerksaschen und der Gips aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen werden in den Tagebauen Jänschwalde und Nochten deponiert. Im Tagebau Jänschwalde dient dazu nach bereits erfolgter Stilllegung von Depot I Depot II, und zwar noch über den Zeitraum der Kohleförderung bis etwa 2023 hinaus. In Depot II sollen bis zum ursprünglich geplanten Auslaufen des Kraftwerks Jänschwalde bis Ende 2028 Kraftwerksreststoffe aus dem Kraftwerk deponiert werden. Für den Zeitraum von 2020 bis 2030 ist zudem auch die Deponierung von Reststoffen des Kraftwerkes Schwarze Pumpe vorgesehen. Die Tonzufuhr zur Abdichtung der Deponie ist bis etwa 2032 von der Tonhalde Welzow-Süd geplant.<sup>40</sup>

Gegenwärtig erfolgt die Deponierung von Kraftwerksaschen und Gips aus den Kraftwerken Schwarze Pumpe und Boxberg auf der Innenkippe des Tagebaus Nochten. Aus den Kraftwerksreststoffen wird dort seit rund 25 Jahren das Landschaftsbauwerk „Spreyer Höhe“ geschaffen. 2039 soll der Einbau der Kraftwerksreststoffe enden. Der Ton für die Oberflächenabdichtung soll ab 2019 aus der Halde auf der Innenkippe des Tagebaus Nochten angeliefert werden.<sup>41</sup>

## 4.2.1 Nochten

### Planungs- und Genehmigungsstand

Der Tagebau Nochten befindet sich im Südosten des Lausitzer Reviers, auf dem Gebiet des Freistaates Sachsen. Er verläuft südlich bis westnordwestlich der Stadt Weißwasser/Oberlausitz und nur wenige Kilometer nördlich des Kraftwerks Boxberg Tagebaus und nordwestlich vom Tagebau Reichwalde (Abbildung 16).

Für den Tagebau gilt der vom Regionalen Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien aufgestellte Braunkohlenplan in Form der ersten Fortschreibung des Braunkohlenplans von 1994.<sup>42</sup> Gegenstand ist die Erweiterung des bestehenden Abbaugebiets 1 (AG 1) um das Abbaugebiet 2 (AG 2). Im ursprünglichen Braunkohlenplan (BKP) von 1994 wurde AG 2 noch als das Vorranggebiet für die Braunkohlegewinnung ausgewiesen.<sup>43</sup>

Die erste Fortschreibung wurde am 22.10.2013 beantragt und am 05.03.2014 vom Freistaat Sachsen genehmigt. In diesem Zeitraum war der Tagebau im Eigentum von Vattenfall Europe. Der Rahmenbetriebsplan ist für AG 1 befristet zugelassen bis 31.12.2026.<sup>44</sup>

Die erste Fortschreibung des BKP sieht eine Auskohlung von AG 1 bis etwa 2026 und für AG 2 von 2027 bis 2045 vor (Abbildung 7). Die Inanspruchnahme des Abbaugebietes 2 würde eine Umsiedlung der Ortschaften

<sup>39</sup> Öko-Institut (2017)

<sup>40</sup> EMCP

<sup>41</sup> EMCP

<sup>42</sup> Braunkohleplan Tagebau Nochten, Fortschreibung (2014)

<sup>43</sup> Braunkohleplan Tagebau Nochten (1994)

<sup>44</sup> Tudeshki (2018)

Mühlrose, Klein-Trebendorf, Schleife südlich der Bahn, Rohne und Mulkwitz sowie eine Unterbrechung bzw. Verlegung der Straßenverbindung Trebendorf–Schleife–Neustadt/Spree erfordern.



Abbildung 16: Luftbild Tagebau Nochten mit Stadt Weißwasser im Nordosten, Kraftwerk Boxberg im Süden, B 156 und westlicher Ausläufer Tagebau Reichwalde im Südosten. Stand 2016. Luftbildabdeckung nur für Freistaat Sachsen. Bildbreite etwa 17 km Nord-Süd und 15 km Ost-West.<sup>45</sup>

<sup>45</sup> Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN)



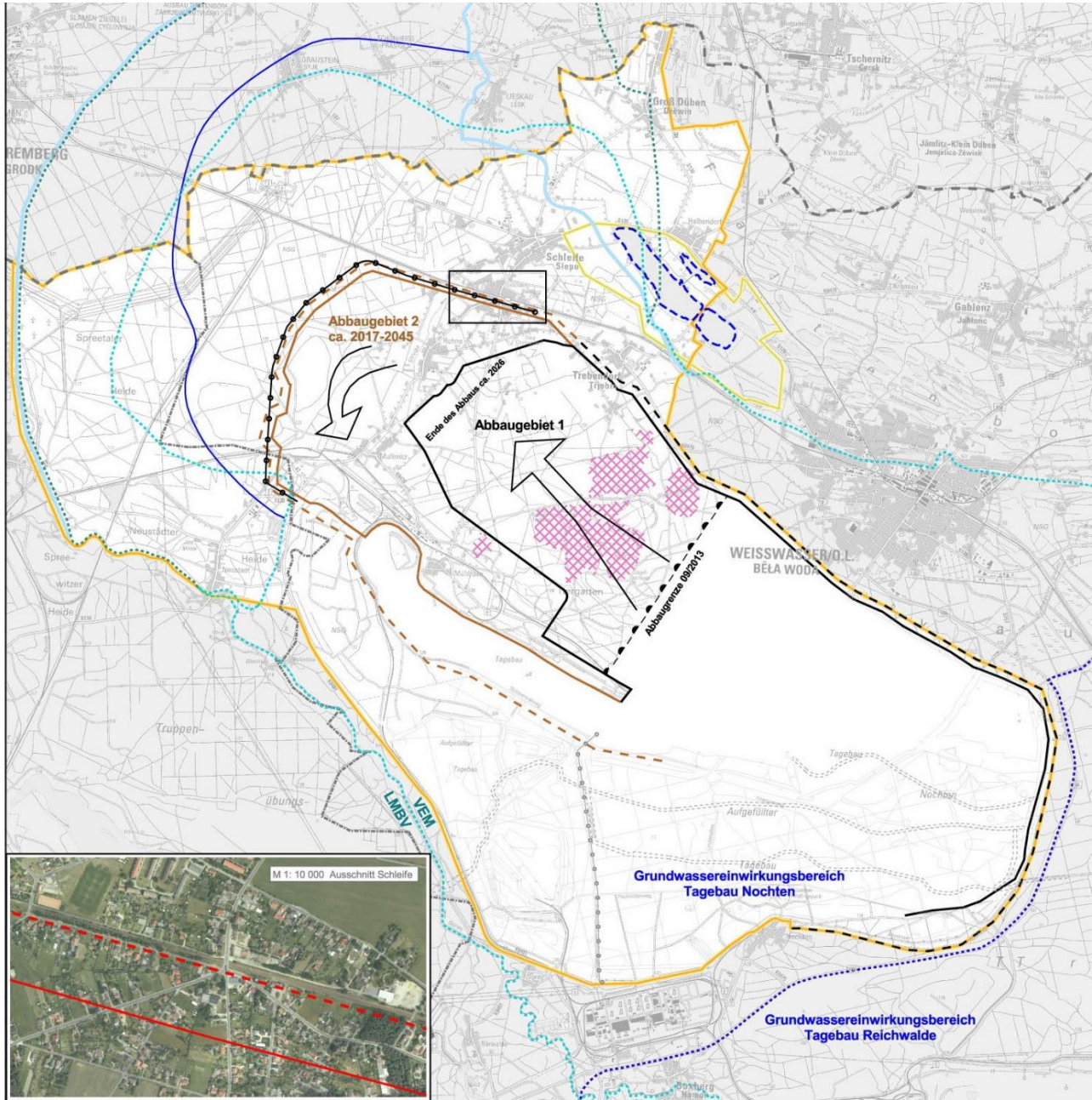


Abbildung 17: Tagebau Nochten mit Abbauegebieten 1 und 2 und Grenze des Plangebietes (gelbe Linie) laut erster Fortschreibung BKP<sup>46</sup>

Nach Übernahme durch die LEAG legte diese am 30. März 2017 ein neues Revierkonzept vor, das für den Tagebau Nochten die Reduzierung vorheriger Tagebauerweiterungen und geplanter Umsiedlungen vorsieht.<sup>47</sup> Für das neue Tagebaukonzept erfolgte am 22.06.2017 ein Aufstellungsbeschluss für eine zweite Fortschreibung des Braunkohlenplans.<sup>48</sup> Gegenwärtig erfolgt die Erarbeitung eines Entwurfs und Durchführung der Strategischen Umweltprüfung.

### Sonderfeld

Aus den geologischen und geomorphologischen Verhältnissen und der daran gekoppelten Aufschlussgeschichte des Tagebaus mittels Brückentechnologie ergibt sich ein sogenanntes Sonderfeld. Es enthält den Rand-

<sup>46</sup> Braunkohleplan Tagebau Nochten, Fortschreibung (2014)

<sup>47</sup> LEAG (2018)

<sup>48</sup> Braunkohleplan Tagebau Nochten, 2. Fortschreibung, Aufstellungsbeschluss (2017)

schlauch von AG 1, der genehmigungstechnisch auch zu AG 1 gehört. Der übrige Teil des Sonderfeldes südöstlich der Ortschaft Mühlrose zählt zu AG 2. Für eine Tagebauführung unter Inanspruchnahme von AG 2 war eine Auskohlung des Sonderfeldes von etwa 2037 bis 2052 vorgesehen, als letzter Teilabschnitt von AG 2.

Dieses Sonderfeld deckt sich offenbar weitgehend mit dem Sonderfeld Mühlrose, das im neuen Revierkonzept der LEAG von 2017 definiert wurde (Abbildung 18). Die Planfeststellung für das Sonderfeld Mühlrose steht noch aus. Tagebautechnologisch kann das Sonderfeld im Sinne des neuen Revierkonzepts zumindest teilweise nicht mit der Brückentechnologie gefahren werden. Vermutlich ist dafür die im Tagebau vorhandene mobile Fördertechnik ausreichend. Eine öffentlich zugängliche Planung dazu liegt nicht vor.

Nach dem neuen Tagebaukonzept soll das bislang gesicherte Abbaugebiet 2 bis auf das Sonderfeld Mühlrose reduziert werden (Abbildung 19). Damit bleiben die Ortslagen Klein-Trebendorf, Schleife südlich der Bahn, Rohne und Mulkwitz erhalten. Im Vergleich zum derzeitigen Braunkohlenplan ergeben sich damit folgende weitere Eckpunkte:

- Zur Grenze von Abbaugebiet 1 bis Anschluss an das Sonderfeld Mühlrose soll wieder die für die Standsicherheit und den Immissionsschutz relevante Sicherheitslinie eingefügt werden.
- Das Sonderfeld Mühlrose soll mit einer Abbaugrenze und einer zugehörigen Sicherheitslinie festgelegt werden.
- Von den bislang geplanten Umsiedlungen ist lediglich die von Mühlrose weiterhin erforderlich.
- Die Straßenverbindung Trebendorf–Schleife–Neustadt/Spree wird nicht mehr bergbaulich in Anspruch genommen.
- Der Fluss Struga muss nicht mehr verlegt werden.
- Die Bergbaufolgelandschaft soll der neuen Abbau- und Restlochkonfiguration angepasst werden.

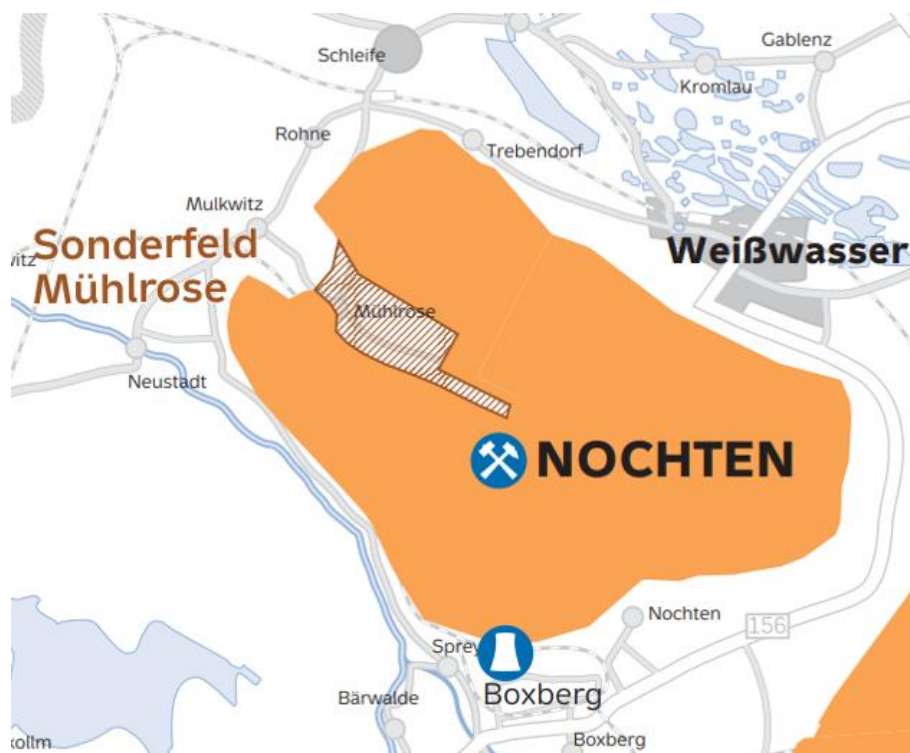


Abbildung 19: Tagebau Nochten mit Sonderfeld Mühlrose nach neuem Revierkonzept der LEAG<sup>49</sup>

<sup>49</sup> LEAG (2017a)

## Abbaustand

Abbaugelände 1 umfasste bei seiner Festlegung im vormaligen Braunkohlenplan von 1994 eine Gesamtfläche von 4.825 ha mit einem Kohlevorrat von rund 610 Mio. t.<sup>50</sup> Davon entfallen 551 Mio. t auf das Zweite Lausitzer Flöz und 58 Mio. t auf das Erste Lausitzer Flöz.

Ende 2016 verblieben rund 223 Mio. t Kohle in AG 1.<sup>51</sup> Demnach müssten bei einer angenommenen Jahresförderung von rund 16 Mio. t in 2019 zu Ende 2019 noch ca. 172 Mio. t verbleiben. Im Sonderfeld lagern rund 145 Mio. t Kohle.<sup>52</sup>

### 4.2.1.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Die in der ersten Fortschreibung des Braunkohlenplans von 2014 festgehaltenen Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt im Bereich des AG 2 werden durch das neue Revierkonzept von 2017 mit Sonderfeld Mühlrose erheblich reduziert. Allerdings befinden sich weite Teile des Sonderfeldes, nämlich die AG 2 zugeordneten, noch in der Genehmigung, für die sich eine Neuplanung erforderlich macht. Diese umfasst z. B. die neu zu planende Restseekonfiguration und die entsprechende Einbindung infrastruktureller Elemente.

Der Abschnitt der Kreisstraße K 8476 zwischen Mühlrose und Schleife verläuft in AG 1. Der Abschnitt der K 8476 zwischen Mühlrose und Mulkwitz verläuft in AG 2. Bis zur Absiedelung der Ortschaft Mühlrose werden im neuen Revierkonzept voraussichtlich keine Ersatztrassen geschaffen.

Nicht der LEAG gehörende Bahntrassen in AG 1 und AG 2 betreffen die betriebsfähige Schmalspurbahn (600 mm Spurweite) zur Tongrube Mühlrose. Diese soll möglichst wie die in AG 1 gelegene Waldeisenbahn zur touristischen Erschließung in die Bergbaufolgelandschaft integriert werden.

Seit 2008 werden am Tagebau Nochten Teilortsumsiedlungen von 270 Bewohnern der Gemeinden Trebendorf und Schleife in AG 1 durchgeführt. Für das noch zu bewilligende Sonderfeld Mühlrose wäre eine Umsiedlung der Ortschaft Mühlrose ohne den Ortsteil Ruhlmühle erforderlich. Das betrifft etwa 200 Einwohner. Der Umsiedlungsvertrag wurde am 28. März 2019 unterzeichnet. Die Umsiedlung an den neuen Standort im Norden von Schleife soll innerhalb von fünf Jahren abgeschlossen sein.

Für die außerhalb, aber räumlich nahe zur Sicherheitslinie des AG 1 gelegenen und potenziell von bergbaulich bedingten Wasserdefiziten beeinflussten Schutzgebiete sind Wasserdefizite durch geeignete wasserwirtschaftliche Maßnahmen auszugleichen. Das betrifft v. a. die FFH-Gebiete Altes Schleifer Teichgelände, Trebendorfer Tiergarten, Spreetal und Heiden zwischen Uhyst und Spremberg und die Fließgewässer Struga und Spree.

Der laut erster Fortschreibung des Braunkohlenplans von 2014 im Plangebiet gelegene Vorfluter Struga entwässert in die Spree. Die Struga wird mit Ausgleichswasser beschickt. Das Sumpfungswasser führende Gewässer wird vor der Einleitung in die Spree in der Grubenwasserbehandlungsanlage Schwarze Pumpe gereinigt.

Ende 2018 waren 2.654 ha der unter Verantwortung der LEAG stehenden Tagebaufläche des Teilabschnitts (TA) I bereits rekultiviert, d. h. einer Wiedernutzbarmachung zugeführt.<sup>53</sup> Das entspricht etwa 44 % der für forst- und landwirtschaftliche Rekultivierung, Renaturierung und sonstige Nutzung für die Wiedernutzbarmachung ausgewiesenen Gesamtfläche von rund 6.000 ha (ohne Restsee und andere wasserwirtschaftliche Nutzung).<sup>54</sup>

<sup>50</sup> Braunkohleplan Tagebau Nochten (1994)

<sup>51</sup> Tudeshki (2018)

<sup>52</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018, Nebenbestimmung 29)

<sup>53</sup> LEAG (2019b)

<sup>54</sup> Braunkohlenplan Tagebau Nochten (1994, 2014)



## 4.2.1.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Die Anlage des Tagebaus Nochten begann 1959 mit der Entwässerung, gefolgt vom Tagebauaufschluss im Jahr 1968 und der ersten Kohleförderung 1973. Der Tagebau wird seit 2016 durch die LEAG betrieben, Vorbetreiber waren Vattenfall (2001/2002 – 2016), die Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG, 1990 – 2001/2002) und das Volkseigene Braunkohlekombinat Senftenberg (VE BKK Senftenberg, bis 1990). Tabelle 9 zeigt aktuelle Förderzahlen zum Tagebau Nochten.

Jahr	Kohlen [t]	Abraum [m <sup>3</sup> ]
2015	17.772.000	98.286.000
2016	14.803.000	83.679.000
2017	18.515.000	92.803.000
2018	16.290.000	86.939.000
<b>Summe</b>	<b>67.380.000</b>	<b>361.707.000</b>

Tabelle 9: Förderzahlen Tagebau Nochten<sup>55</sup>

Die gewonnene Kohle wird per Kohlebandanlage aus dem Tagebau zum Kohlelagerplatz am Kraftwerk Boxberg transportiert. Von dort wird die Kohle per Bandanlagen direkt zu den Kraftwerksblöcken Q und R des Kraftwerks Boxberg weitertransportiert. Der Kohletransport zu den Kraftwerksblöcken N und P von Boxberg und zum Kraftwerk Schwarze Pumpe sowie zum Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe erfolgt per betriebseigener Kohlebahn.

Nach den Durchschnittswerten des Tagebaubereiches weist die Rohkohle aus Nochten mit 0,5 % den geringsten Schwefelgehalt und mit 5 % den geringsten Ascheanteil der vier aktiven Tagebaue des Reviers auf (Tabelle 6). Der durchschnittliche Wassergehalt ist mit 56 % nur geringfügig höher als derjenige der Rohkohle von Welzow-Süd mit 55 %. Jedoch ist der durchschnittliche Heizwert mit 8.600 kJ/kg niedriger als derjenige der Rohkohle von Welzow-Süd mit 8.800 kJ/kg.

Die Rohkohle aus dem Tagebau Nochten ist essenziell für den Betrieb der Kraftwerksblöcke des benachbarten Kraftwerks Boxberg. Dort wird die Kohle hauptsächlich mit der qualitativ geringwertigeren aus dem Tagebau Reichwalde gemischt (vgl. Tabelle 8). Der Kohlestrom aus Nochten in das Kraftwerk Schwarze Pumpe überstieg 2016 den Anteil der Kohle aus dem Tagebau Welzow-Süd. Der Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe wurde 2016 zu knapp einem Viertel mit Rohkohle aus Nochten versorgt.

## 4.2.1.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

### Geologischer Aufbau

Der Tagebau Nochten erschließt an der Basis als Hauptförderziel den mittelmiozänen Horizont des Zweiten Lausitzer Flözes (Abbildung 20). Das Zweite Lausitzer Flöz ist hier zwischen 8,5 und 20 m mächtig mit einer durchschnittlichen Mächtigkeit von 12 m.<sup>56</sup> Es liegt in Teufen zwischen 65 und 100 m unter der Geländeoberfläche. Das entsprechend mächtige Deckgebirge oberhalb des zweiten Lausitzer Flözes umfasst mittel- und obermiozäne, pliozäne sowie jungpleistozäne Ablagerungen. Aus den tertiären Ablagerungen werden als Begleitrohstoffe mitunter Tone gewonnen, sogenannte Spezial- und Flaschentone.

Die mittelmiozäne Hangendfolge des Zweiten Lausitzer Flözes führt geringmächtige Braunkohleflöze im sogenannten Oberbegleiterkomplex, die als Abraum abgebaut und verkippt werden (Abbildung 13). Darüber lagert der erste Miozäne Flözkomplex, auch Oberflöz genannt, aus dem seit 2006 im Tagebau Nochten ebenfalls Braunkohle gewonnen wird. Der Abraum über dem ersten Flözkomplex ist zwischen 20 und 40 m mächtig. Das Flöz selbst ist zwischen 2 und 5 m mächtig, mit durchschnittlich 3 m Mächtigkeit.

<sup>55</sup> Öko-Institut (2017); Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2019)

<sup>56</sup> Tudeshki (2018), EMCP

Das für eine Braunkohlegewinnung gut geeignete Areal ist im Nordosten durch die Grabenzone von Weißwasser und den daran anschließenden Muskauer Faltenbogen begrenzt. Dort führen tektonisch bedingte Störungen zu einem Absinken der Abfolgen um bis zu 35 m. Südwestlich ist dieses Areal durch pleistozäne Schmelzwasserrinnen begrenzt, wo die tertiären Ablagerungen bis unter das Niveau des zweiten Flözkomplexes tiefgründig erodiert sind (Abbildung 20).

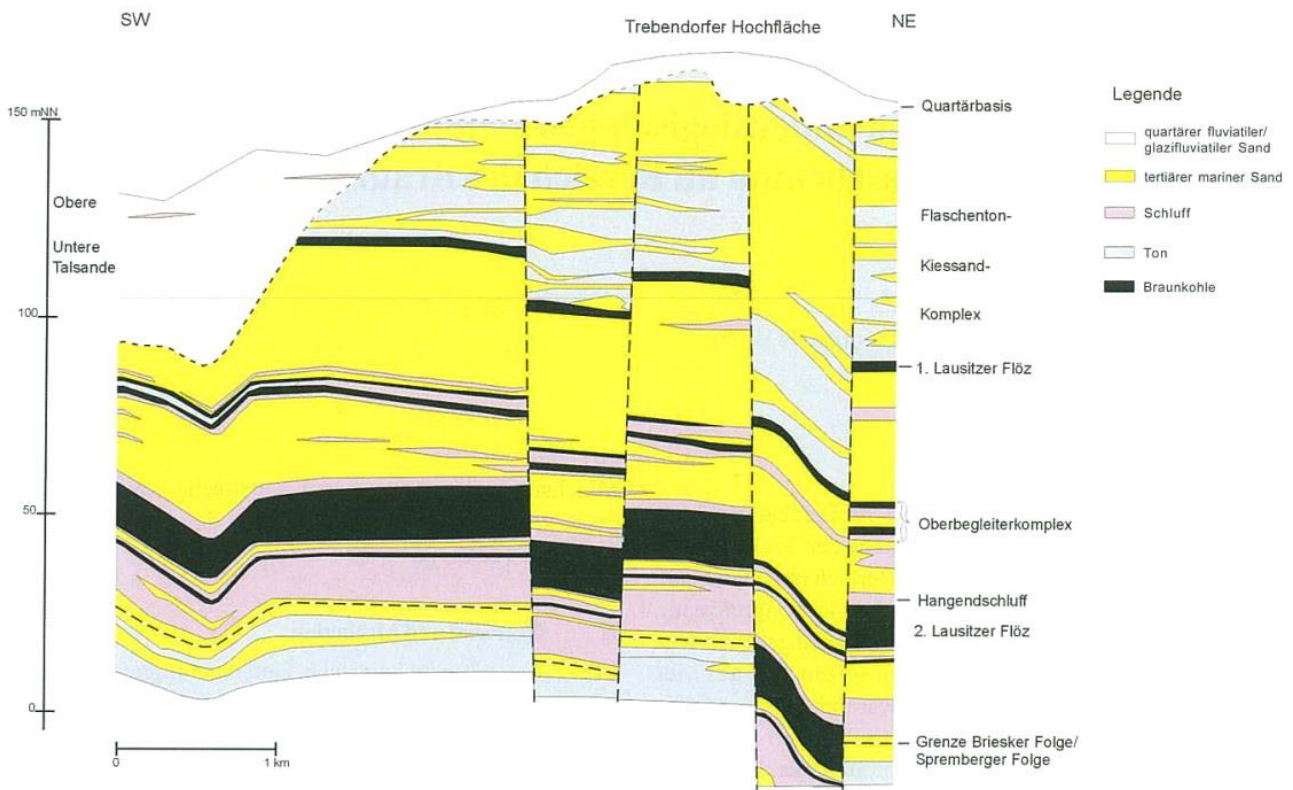


Abbildung 20: Geologischer Schnitt über den Nordostrand des Tagebaus Nochten.<sup>57</sup>

## Art des Abraums

Das Hauptvolumen des Abraums wird durch tertiäre Ablagerungen gebildet. Dieser Abraum ist überwiegend aus marinen Sanden mit untergeordneten Schluffen, Tonen und geringmächtigen Kohleflözen aufgebaut. Die marinen Fein- und Mittelsande zeichnen sich durch eng gestufte Korngrößenspektren und eine gute Rundung der Körner aus. Das bedingt die revierspezifische Neigung zum Setzungsfließen der Kippen beim Wasseranstieg in Tagebaurestlöchern.

Die genannten tertiären Ablagerungen führen akzessorisch Eisensulfidminerale ( $\text{FeS}_2$ , Pyrit, Markasit). Das bedingt eine ausgeprägte Versauerungsempfindlichkeit und die in der Übersicht zum Revier genannten Probleme mit der Eisen- und Sulfatfracht in Gruben- bzw. Kippenwässern.

Aufgrund der Fördertechnologie sind in den mittels Brückentechnologie gefahrenen Bereichen bei einer geänderten Abbauplanung keine signifikanten Probleme wie z. B. Massendefizite zu erwarten. Die Lage der Kippen ergibt sich zwangsläufig aus der Fördertechnologie und den Wechseln zwischen Parallel- und Schwenkbetrieb bei der Abgrabung.

Die ursprünglich geplante Lage und Konfiguration des Restsees laut erster Fortschreibung des Braunkohlenplans, d. h. unter vollständiger Inanspruchnahme von AG 2, ist in Abbildung 21 dargestellt. Tudeshki (2018, Teil A, S. 69) zeigt Abbildungen zur Restseekonfiguration laut Rahmenbetriebsplan bei alleiniger Inanspruchnahme von AG 1 (Abbildung 22) und laut Szenario 1A der LEAG (Abbildung 23).

<sup>57</sup> Wüstrich et al. (2002)



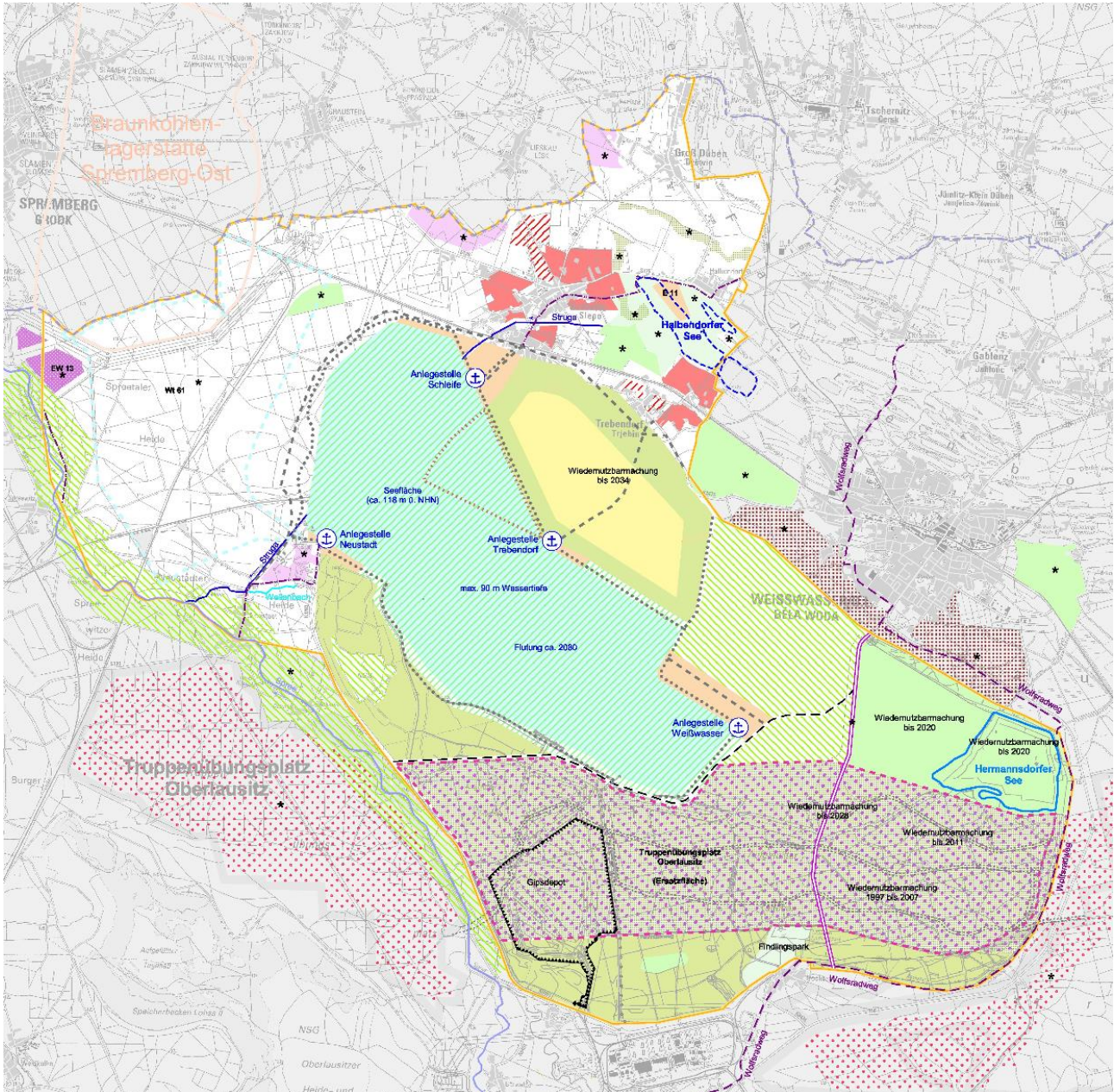


Abbildung 21: Folgenutzung des Tagebaus Nochten laut erster Fortschreibung des Braunkohlenplans<sup>58</sup>

<sup>58</sup> Braunkohlenplan Tagebau Nochten. Fortschreibung (2014)



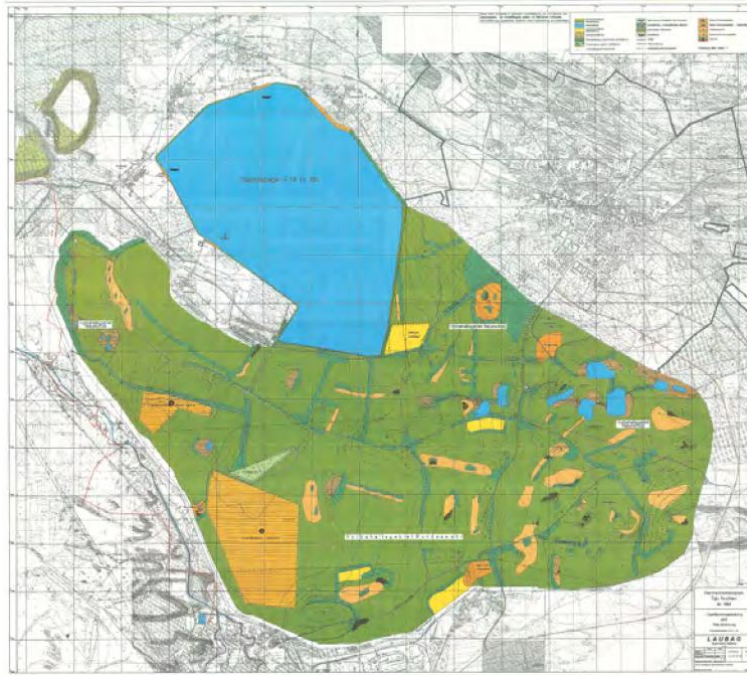


Abbildung 22: Bergbaufolgelandschaft in AG 1 laut Rahmenbetriebsplan bei alleiniger Inanspruchnahme von AG 1<sup>59</sup>

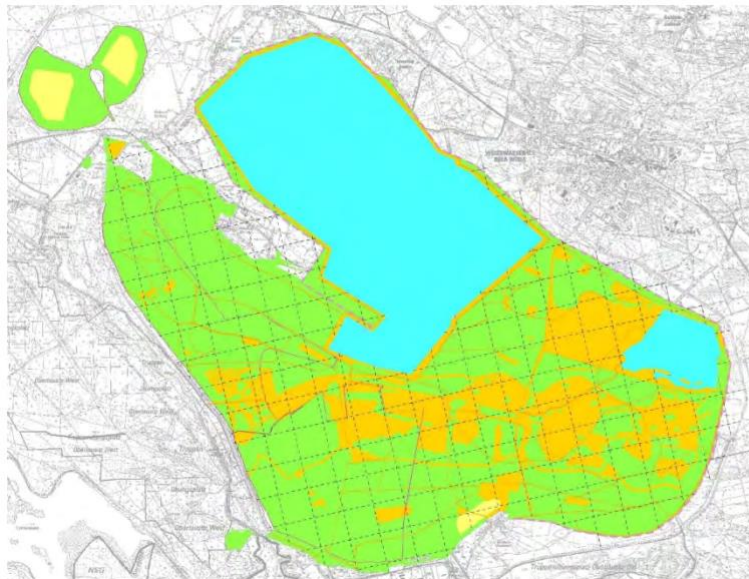


Abbildung 23: Bergbaufolgelandschaft in AG 1 laut Szenario 1A der LEAG<sup>60</sup>

Für das Sonderfeld Mühlrose im Sinne des neuen Revierkonzeptes der LEAG kann wahrscheinlich zumindest teilweise keine Brückentechnologie zur Anwendung kommen. Darauf wird im folgenden Abschnitt zur Abbautechnologie kurz eingegangen. Die Planfeststellung zum Sonderfeld Mühlrose steht noch aus.

### Abbautechnologie

Seit 1974 wird der Tagebau in Brückentechnologie gefahren, seit 2006 unter Mitgewinnung des Oberflözes (Abbildung 24 bis Abbildung 26).<sup>61</sup> Im Vorschnitt kommt seit Juni 2015 allein der Schaufelradbagger 1510 SRs

<sup>59</sup> Tudescki (2018)

<sup>60</sup> Tudescki (2018)

<sup>61</sup> Tudescki (2018), EMCP

6300 + VR mit einer Kapazität von ca. 14.000 m<sup>3</sup>/h zum Freischneiden des Oberflözes zum Einsatz.<sup>62</sup> Der Abraum aus dem Vorschnitt wird über eine Bandanlage zum Absetzer 1102 A2Rs-B 15400.120 mit einer Kapazität von 20.000 m<sup>3</sup>/h geführt. Dieser verkippt auf das Kippenfeld der Förderbrücke.

Die Kohle aus dem Oberflöz wird mit einem Eimerkettenbagger 340 ERs 710 gewonnen und auf der Kohlebandanlage zum Kohlelagerplatz am Kraftwerk Boxberg transportiert.

Die Abraumförderbrücke F60 ist mit drei Eimerkettenbaggern Es 3150 ausgerüstet. Diese gewinnen den Abraum zwischen dem Ersten und dem Zweiten Lausitzer Flöz im Hoch- und Tiefschnitt mit einer vereinten Förderkapazität von 26.800 m<sup>3</sup>/h. Der Abraum wird im Direktversturz von der Abraumförderbrücke in den ausgekohlten Bereich verkippt. Das daraus entstehende Feld der Förderbrückenkippe wird im Hinterland sukzessive durch die Absetzerkippe begraben. Die Kohle des Zweiten Lausitzer Flözes wird mit zwei ERs 710 und zwei Schaufelradbaggern SRs 1301 gewonnen und ebenfalls auf der Kohlebandanlage zum Kohlelagerplatz am Kraftwerk Boxberg transportiert.

Die Bandanlagen zwischen Vorschnitt und Absetzer sind etwa 10 km lang. Die Bandanlagen zur Kohleförderung erreichen eine Gesamtlänge von rund 17 km.

Für den Abbau des zu weiten Teilen noch in der Genehmigung befindlichen Sonderfeldes machen die komplizierten geologischen Lagerungsverhältnisse eine Abbautechnologie ohne Brücke erforderlich.<sup>63</sup> Hier wird man mit Hoch- und Tiefschnitten in mehreren Abraumschnitten arbeiten müssen. Die daraus gewonnenen Abraummassen können zur Verkleinerung des Restlochbereiches im Brückenfeld, zur Verfüllung bereits abgebauter Areale des Sonderfeldes und zur Sicherung des alten Nordrandschlauches genutzt werden.

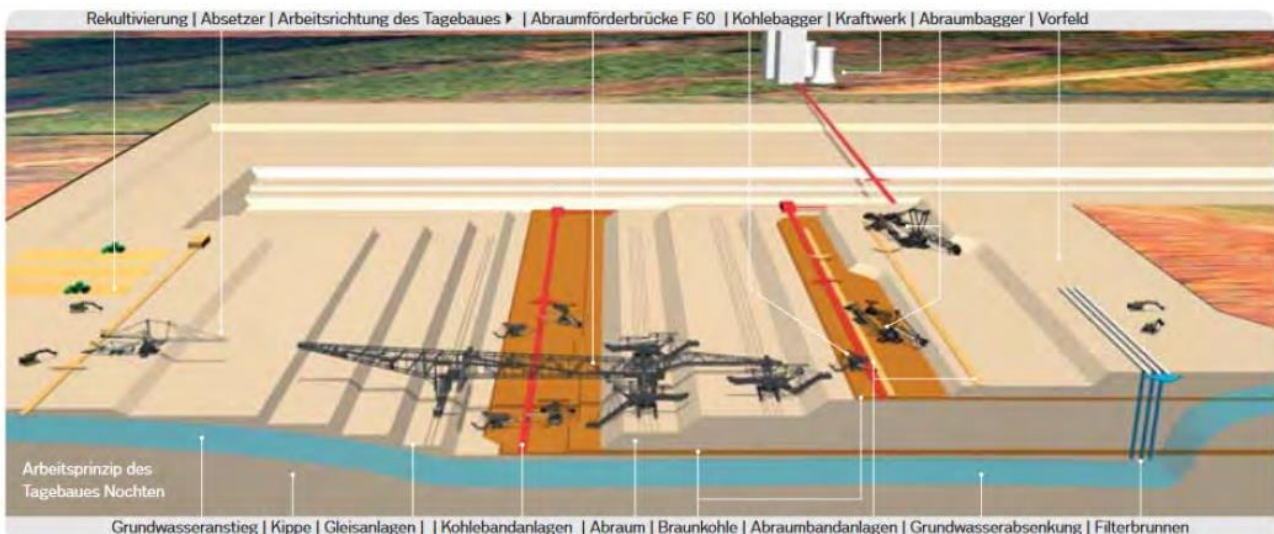


Abbildung 24: Schematische Darstellung der Gewinnungstechnologie im Tagebau Nochten<sup>64</sup>

<sup>62</sup> LEAG (2019b), EMCP

<sup>63</sup> EMCP

<sup>64</sup> Tusdeshki (2018)



Abbildung 25: Panorama Tagebau Nochten, Südwestende der Abbaustrosse  
Rechts Abraumförderbrücke mit vorgelagertem Kippenfeld. Links ausgekohelter Bereich des Oberflözes<sup>65</sup>



Abbildung 26: Panorama Tagebau Nochten, Nordostende der Abbaustrosse  
Rechts freigelegtes Oberflöz mit Kohleförderband. Links Grubenbetrieb mit Baggern an nach links anschließendem Kippenfeld<sup>66</sup>

#### 4.2.1.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Tagebaubereich Nochten wird durch Filterbrunnen entwässert. Im Dezember 2012 wurden für AG 1 ca. 460 Filterbrunnen betrieben und pro Minute 160 m<sup>3</sup> Wasser gehoben. Das entspricht einer jährlichen Wasserhebung von rund 80 Mio. m<sup>3</sup>. Aufgrund der zwischenzeitlichen Erweiterung des Tagebaus ist von einer höheren Zahl an Filterbrunnen und einer größeren Menge an gehobenem Wasser auszugehen.

Ein Teil des Grubenwassers wird zur Stützung lokaler Vorfluter verwendet sowie Teichen und Sumpfbereichen im Tagebaumfeld als Ökowasser zugeführt. Der andere Teil wird durch Rohrleitungen der Grubenwasserbehandlungsanlage Schwarze Pumpe zugeführt. Ein Teil davon wird wiederum als Trinkwasser aufbereitet. Ein weiterer Teil wird als Brauchwasser im Kraftwerk Schwarze Pumpe und im Industriepark Schwarze Pumpe verwendet. Nicht genutztes behandeltes Wasser wird in die Spree eingeleitet.

Zur Aufrechterhaltung der Standsicherheit machen sich außerdem kippenseitig erhebliche Entwässerungsmaßnahmen bis zum Erreichen eines Sicherheitsniveaus im neu zu planenden Restsee notwendig. Das betrifft v. a. die Randschlauchbereiche. Das stark mineralisierte Kippenwasser wird in der 2005 in Betrieb genommenen Grubenwasserbehandlungsanlage Tzschelln aufbereitet und zur Stützung des Wasserhaushaltes anschließend in die Spree eingeleitet. Dies betrifft jährlich rund 26 Mio. m<sup>3</sup>, wobei sich die erhebliche Sulfatfracht von 1.500 bis 2.000 mg/l bei der Einleitung in die Spree bislang nicht wirtschaftlich entfernen lässt.<sup>67</sup>

Im Tagebaubereich befinden sich keine Dichtwände. Für AG 2 war im Nordwesten die Dichtwand Nochten mit einer Länge von 7,5 km und einer Tiefe von 115 bis 150 m geplant (Abbildung 17). Diese erübrigt sich mit der Reduzierung von AG 2 auf das Teilfeld Mühlrose.

Die ursprünglich geplante Lage und Konfiguration des Restsees laut erster Fortschreibung des Braunkohlenplans, d. h. unter vollständiger Inanspruchnahme von AG 2, ist in Abbildung 20 dargestellt. Danach soll der Restsee einen Wasserspiegel von 118 m ü. NHN (Normalhöhennull) erreichen, mit Tiefen bis zu 90 m. Direkte

<sup>65</sup> EMCP, Februar 2016

<sup>66</sup> EMCP, Dezember 2015

<sup>67</sup> Inst. f. Wasser u. Boden Dr. Uhlmann (2015)



Angaben zur Fläche und zum Volumen des Restsees wurden im Braunkohlenplan und seiner ersten Fortschreibung nicht gefunden. Nach dem ursprünglichen Braunkohlenplan sind 19 % der Bergbaufolgelandschaft mit einer Gesamtfläche von 9.467 ha dem Restsee zugeordnet.<sup>68</sup> Dies ergibt eine Restseefläche von 1.799 ha.

Tudeshki (2018, Teil A, S. 69) dokumentiert einen Tagebausee nach der genehmigten Rahmenbetriebsplanung mit einer Fläche von 1.770 ha und einem Wasserinhalt von 354 Mio. m<sup>3</sup> bei einem Wasserspiegel auf 118 m ü. NHN. Diese Parameter beziehen sich vermutlich auf die in Abbildung 22 gezeigte Restseekonfiguration. Tudeshki gibt weiterhin an, dass im Rahmen einer nicht näher definierten Aktualisierung der Planungen für einen Restraum in AG 2 eine Seefläche von 2.530 ha und ein Wasservolumen von 650 Mio. m<sup>3</sup> bei einem Wasserspiegel auf 118 m ü. NHN ermittelt wurden. Dazu liegt keine grafische Darstellung vor.

Zur der in Abbildung 23 gezeigten Restseeversion laut Szenario 1A der LEAG gibt Tudeshki keine Parameter an. Das abgebildete Szenario 1A berücksichtigt zumindest grafisch nicht die im neuen Revierkonzept angezeigte Inanspruchnahme des Sonder- bzw. Teilfeldes Mühlrose in AG 2.

In den öffentlich zugänglichen Dokumenten der Vorsorgevereinbarung wird schließlich eine Restseefläche von 2.000 ha mit einem Restseevolumen von ca. 850 Mio. m<sup>3</sup> genannt, eine grafische Darstellung des Restsees ist dort nicht zugänglich.<sup>69</sup> Die Planung zur Lage und Konfiguration des Restsees nach dem neuen Revierkonzept liegt den Gutachtern nicht vor. Damit sind ohne Zugang zu Planungsdokumenten der LEAG hier keine konkreten Angaben zur Restseekonfiguration bei alleiniger Inanspruchnahme von AG 1 sowie bei zusätzlicher Inanspruchnahme des Sonder- bzw. Teilfeldes Mühlrose möglich.

Die Flutung soll laut erster Fortschreibung des Braunkohlenplans bis zirka 2080 abgeschlossen sein. Das dazu erforderliche Wasser soll aus geeigneten Vorflutern unter Berücksichtigung von Dargebot und ökologisch begründetem Mindestwasserabfluss entnommen werden. Als geeigneter Vorfluter für die Bereitstellung von Frischwasser kommt die Spree in Betracht. Außerdem könnte auch Wasser aus der Lausitzer Neiße unter Nutzung der bestehenden Neißewasserüberleitung zugeführt werden. Die Entnahme von Flusswasser richtet sich dabei nach dessen Beschaffenheit und Verfügbarkeit und ist im Braunkohlenplan nicht mengenmäßig fixiert.

## 4.2.2 Reichwalde

### Planungs- und Genehmigungsstand

Der Tagebau Reichwalde ist der südlichste Tagebau des Lausitzer Reviers. Er liegt auf dem Gebiet des Freistaates Sachsen. Der Tagebau verläuft wenige Kilometer nordöstlich der Ortschaft Reichwalde und nur wenige Kilometer südöstlich des Tagebaus Nochten (Abbildung 27).

Für den Tagebau gilt der vom Regionalen Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien aufgestellte „Braunkohlenplan für das Vorhaben Weiterführung des Tagebaues Reichwalde 1994 bis Auslauf mit Genehmigung vom 31.01.1994“.<sup>70</sup> Der gültige Rahmenbetriebsplan „Tagebau Reichwalde 1994 – Auslauf“ wurde durch das Bergamt Hoyerswerda am 25.02.1994 zugelassen.<sup>71</sup> Er ist befristet bis zum 31.12.2032, dem 1994 geplanten Ende des Tagebaues.

Aufgrund der Entwicklung des Energiemarktes ergab sich eine Überkapazität der Kohleförderung im Lausitzer Revier in den späten 1990er Jahren. Aus einer Reihe von Gründen, wie zum Beispiel der Kohlequalität, wurde deshalb für den Tagebau Reichwalde eine Schließung oder eine Stundung geprüft. Eine Stundung bedeutet eine Einstellung der Kohleförderung unter Offenhaltung des Tagebaus und ermöglicht damit eine Wiederinbetriebnahme. Der Tagebau war von 1999 bis 2010/2011 gestundet. Die Wiederinbetriebnahme steht in Zusam-

<sup>68</sup> Braunkohleplan Tagebau Nochten (1994)

<sup>69</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018, Nebenbestimmung 29)

<sup>70</sup> Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994)

<sup>71</sup> Tudeshki (2018)

menhang mit der Entwicklung des Energiemarktes und dem Bau des modernen Kraftwerksblocks R in Boxberg. Die Blöcke Q und R von Boxberg können im Kohlemix aus den Tagebauen des Reviers den größten Anteil der zur Verschlackung neigenden Kohle aus Reichwalde verstromen. Unter Berücksichtigung der Stundung des Tagebaus wurde laut Vorsorgevereinbarung eine Betriebsdauer bis 2042 geplant.<sup>72</sup>



Abbildung 27: Luftbild Tagebau Reichwalde. Stand 2016  
Bildbreite etwa 11 km Nord-Süd und 11 km Ost-West<sup>73</sup>

## Abbaustand

Der Braunkohlenplan von 1994 weist bei einem Abraum-Kohle-Verhältnis in der Gesamtlagerstätte von 6:1 Kohlevorräte von 395 Mio. t aus. Davon entfallen 90 Mio. t auf das Südfeld, 168 Mio. t auf das Nordfeld und 137 Mio. t auf das Nordostfeld.

<sup>72</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018, Nebenbestimmung 27)

<sup>73</sup> Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN)



Zum 31.12.2016 verfügte der Tagebau noch über 331 Mio. t an Kohlevorräten.<sup>74</sup> Demnach müssten bei einer angenommenen Jahresförderung von rund 14 Mio. t im Jahr 2019 Ende 2019 noch ca. 290 Mio. t verbleiben. Bei gleichbleibender Jahresförderung würde der Tagebau bis etwa 2040 Kohle liefern können.

#### **4.2.2.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt**

Autobahnen und Bundesstraßen sind von der bewilligten Abgrabung des Tagebaus nicht betroffen. Umsiedlungen von Ortschaften bzw. Ortsteilen innerhalb der bewilligten Abgrabungsgrenzen sind abgeschlossen.

Mit dem Übergang von dem Nord- in das Nordostfeld wird nach 2030 die Verlegung der Bahnlinie Berlin-Görlitz notwendig, deren Abschnitt Haide-Rietschen im Nordostfeld verläuft (Abbildung 32). Das betrifft 11 km Bahnlinie, die parallel zur B 115 verlegt werden soll.

Im Nord- und Nordostfeld verlaufen Teile des Truppenübungsplatzes Oberlausitz. Mit Weiterführung der Braunkohlegewinnung müssen diese verlegt werden, wobei für die Verlegung zwei Bauabschnitte vorgesehen sind. Bauabschnitt 1 verläuft von 2009 bis 2021, Bauabschnitt 2 ist von 2026 bis 2036 geplant. Als Ersatzfläche dient ein rekultiviertes Areal im Tagebaugbiet Nochten.<sup>75</sup>

Die Verlegung des Fließgewässers Weißer Schöps war 2014 abgeschlossen (Abbildung 32). Das trifft auch auf die Teilstilllegung und den Ersatz der Hammerstädter Teiche zu. Für diese minimierten Eingriffe in die Gewässerstruktur ist die seit 2009 gebaute Dichtwand des Tagebaus Reichwalde erforderlich, deren Fertigstellung bis 2024 geplant ist (Abbildung 17).

Im Tagebau Reichwalde war ein erheblicher Nachlauf der Rekultivierungsschüttungen auf die Abraumförderbrückenkippe zu verzeichnen. Das war durch den reinen Abraumförderbrückenbetrieb in Zusammenhang mit der geringen Abraummächtigkeit im Südfeld und die Stundung des Tagebaus bedingt. Seit 2016/2017 erfolgt ein Vorschnittbetrieb, der diese Situation sukzessive beheben wird. Dementsprechend betrug Ende 2018 die Fläche bereits erfolgter, abbaubegleitender Rekultivierungen lediglich 304 ha der geplanten rund 2.800 ha an forst- und landwirtschaftlicher Rekultivierungsflächen sowie Renaturierungsflächen für die bewilligte Tagebaufläche, also ca. 11 %.<sup>76</sup>

#### **4.2.2.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen**

Der Aufschluss des Tagebaus Reichwalde erfolgte von 1985 bis 1987 mit der ersten Kohleförderung 1987. Der Tagebau wird seit 2016 durch die LEAG betrieben, Vorbetreiber waren Vattenfall (2001/2002 – 2016), die Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG, 1990 – 2001/2002) und das Volkseigene Braunkohlekombinat Senftenberg (VE BKK Senftenberg, bis 1990).

Die gewonnene Kohle wird auf der Kohlebandanlage zum Kohlelagerplatz am Kraftwerk Boxberg gefahren. Vom Kohlenlagerplatz wird die Kohle per Bandanlagen direkt zu den Kraftwerksblöcken Q und R des Kraftwerks Boxberg transportiert. Der Kohlentransport zu den anderen beiden Kraftwerken im Revier erfolgt vom Kohlelagerplatz per betriebseigener Bahn.

Die Kohle im Tagebau Reichwalde hat einen durchschnittlichen Heizwert von 8.400 kJ/kg, bei einem Wassergehalt von 55 % und einem Ascheanteil von 8 % (Tabelle 6). Im Vergleich zur Kohle aus den anderen Tagebauen der LEAG neigt die Reichwalder Kohle bei der Verbrennung in den Kraftwerken zu verstärkter Verschlackung. Dies ist in erster Linie durch den höheren Gehalt an Eisen- und Schwefelverbindungen bedingt, der in dem vergleichsweise hohen durchschnittlichen Schwefelgehalt von 1,2 % deutlich wird. Die Kohle aus dem Tagebau Reichwalde kann deshalb zu maximal 11 % dem Kohlemix für das Kraftwerk

---

<sup>74</sup> Tudeszki (2018)

<sup>75</sup> Tudeszki (2018)

<sup>76</sup> LEAG (2019b), Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994)

Jänschwalde mit den ältesten Kraftwerksblöcken des Reviers zugegeben werden (Tabelle 8). Für die Kraftwerksblöcke im Kraftwerk Schwarze Pumpe beträgt der Anteil maximal 40 % und für die Blöcke N und P des Kraftwerks Boxberg maximal 30 %. Für die moderneren Blöcke Q und R von Boxberg kann der Anteil von Kohle aus Reichwalde zum Kenntnisstand 2016 maximal 50 % betragen. Die Kohle wird nicht im Veredelungsbetrieb verwendet. Tabelle 10 zeigt ausgewählte Förderzahlen zum Tagebau Reichwalde.

Jahr	Kohlen [t]	Abraum [m³]
2015	12.179.000	51.341.000
2016	13.713.000	62.456.000
2017	13.161.000	61.877.000
2018	13.454.000	69.950.000
<b>Summe</b>	<b>52.507.000</b>	<b>245.624.000</b>

Tabelle 10: Förderzahlen Tagebau Reichwalde<sup>77</sup>

### 4.2.2.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

#### Geologischer Aufbau

Der Tagebau Reichwalde wurde zum Abbau des Zweiten Lausitzer Flözes aufgefahren. Die kohleführende tertiäre Schichtfolge ist im Zentralteil durch weichselzeitliche pleistozäne Erosion bis in die oberen Bereiche des Zweiten Lausitzer Flözes ausgeräumt. Der Abraum über dem Zweiten Lausitzer Flöz erreicht hier Mächtigkeiten von 60 bis 65 m. Diese sogenannte Zweibrückener Rinne trennt eine südliche tertiäre Hochfläche mit einer Deckgebirgsmächtigkeit zwischen 40 und 45 m von einer nördlichen tertiären Hochfläche mit einer Abraummächtigkeit von 65 bis 70 m (Abbildung 28). Der Abraum im Bereich der tertiären Hochflächen besteht aus tertiären feinsandigen bis schluffigen Schichten und sandigen pleistozänen Schichten, im Bereich der Zweibrückener Rinne aus Sand- und Kiesschichten. Südlich und südöstlich der Abgrabungsgrenze des Tagesbaus steigt die Mächtigkeit der Deckschichten stark an, im Nordosten und Nordwesten ist das Zweite Lausitzer Flöz durch pleistozäne Rinnen ausgeräumt.

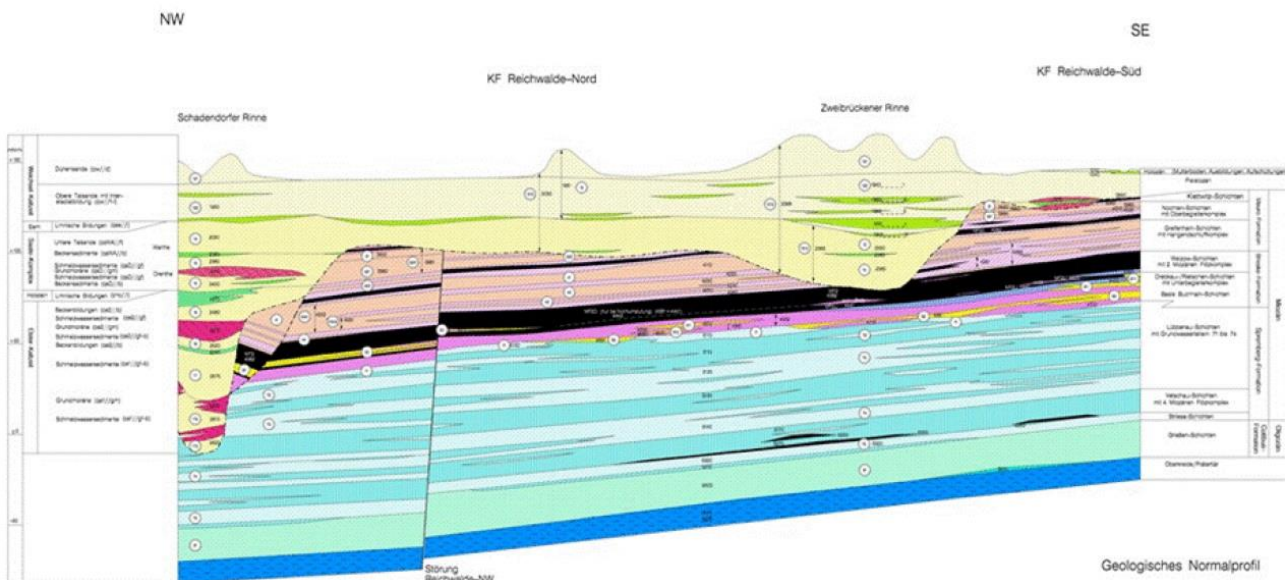


Abbildung 28: Geologischer Schnitt des Tagebaus Reichwalde<sup>78</sup>

KF: Kohlefeld; Schwarz: Kohleflöze in tertiärer Abfolge, Magenta: Schluff im Liegenden des Zweiten Lausitzer Flözhorizontes, Gelb-Beige mit grünen und roten Linsen: pleistozäne Ablagerungen.

<sup>77</sup> Öko-Institut (2017); Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2019); Tudeshki (2018)

<sup>78</sup> Vattenfall (Archiv EMCP, online nicht mehr verfügbar)

Das Zweite Lausitzer Flöz erreicht eine durchschnittliche Mächtigkeit von 9 bis 10 m, die von Südost nach Nordwest zunimmt. Es fällt innerhalb der Abtragungsgrenzen in Richtung Norden bzw. Nordosten ein, was den Mächtigkeitsanstieg der Deckgebirgsschichten im Bereich der nördlichen tertiären Hochfläche erklärt.

Der Oberbegleiterkomplex ist innerhalb der Abtragungsgrenzen im Zentralteil und das Oberflöz fast durchgehend pleistozän ausgeräumt. Geringmächtige Braunkohleflöze im Oberbegleiterkomplex werden als Abraum verkippt. Als Begleitrohstoffe sind Kiessande, Dünenande, Torf und Findlinge ausgewiesen.<sup>79</sup>

### **Art des Abraums**

Der Abraum ist überwiegend aus marinen Sanden, Schluffen und geringmächtigen Kohleflözen aufgebaut. Die marinen Fein- und Mittelsande zeichnen sich durch eng gestufte Korngrößenspektren und eine gute Rundung der Körner aus. Das bedingt die revierspezifische Neigung zum Setzungsfließen der Kippen beim Wasseranstieg in Tagebaurestlöchern.

Die genannten tertiären Ablagerungen führen akzessorisch Eisensulfidminerale ( $\text{FeS}_2$ , Pyrit, Markasit). Das bedingt eine ausgeprägte Versauerungsempfindlichkeit und die in der Übersicht zum Revier genannten Probleme mit der Eisen- und Sulfatfracht in Gruben- bzw. Kippengewässern.

Im Vergleich zu den Tagebauen Nochten und Welzow-Süd fällt im Tagebau Reichwalde das volumenbezogene Verhältnis zwischen tertiärem und quartärem Abraum deutlich niedriger aus. Deshalb dürfte der Umfang der genannten Probleme mit dem tertiären Abraum bezüglich Standsicherheit und Restseeverwitterung etwas geringer ausfallen.

Das bindige Material der Kippe im Tagebau Reichwalde neigt zu einer schnell zunehmenden Wassersättigung. Deshalb werden im Liegenden, d. h. an der Basis des Kippensystems, Drainagen geführt.<sup>80</sup>

Aufgrund der Abraumbrückenfördertechnologie sind bei einer geänderten Abbauplanung keine signifikanten Probleme wie z. B. Massendefizite zu erwarten. Die Lage der Kippen ergibt sich zwangsläufig aus der Fördertechnologie und den Wechseln zwischen Parallel- und Schwenkbetrieb bei der Abtragung. Die Lage und Konfiguration des Restsees gemäß Braunkohlenplan und Rahmenbetriebsplan ist in den Abbildungen 25 und 26 dargestellt.

---

<sup>79</sup> Braunkohleplan Tagebau Reichwalde (1994)

<sup>80</sup> EMCP

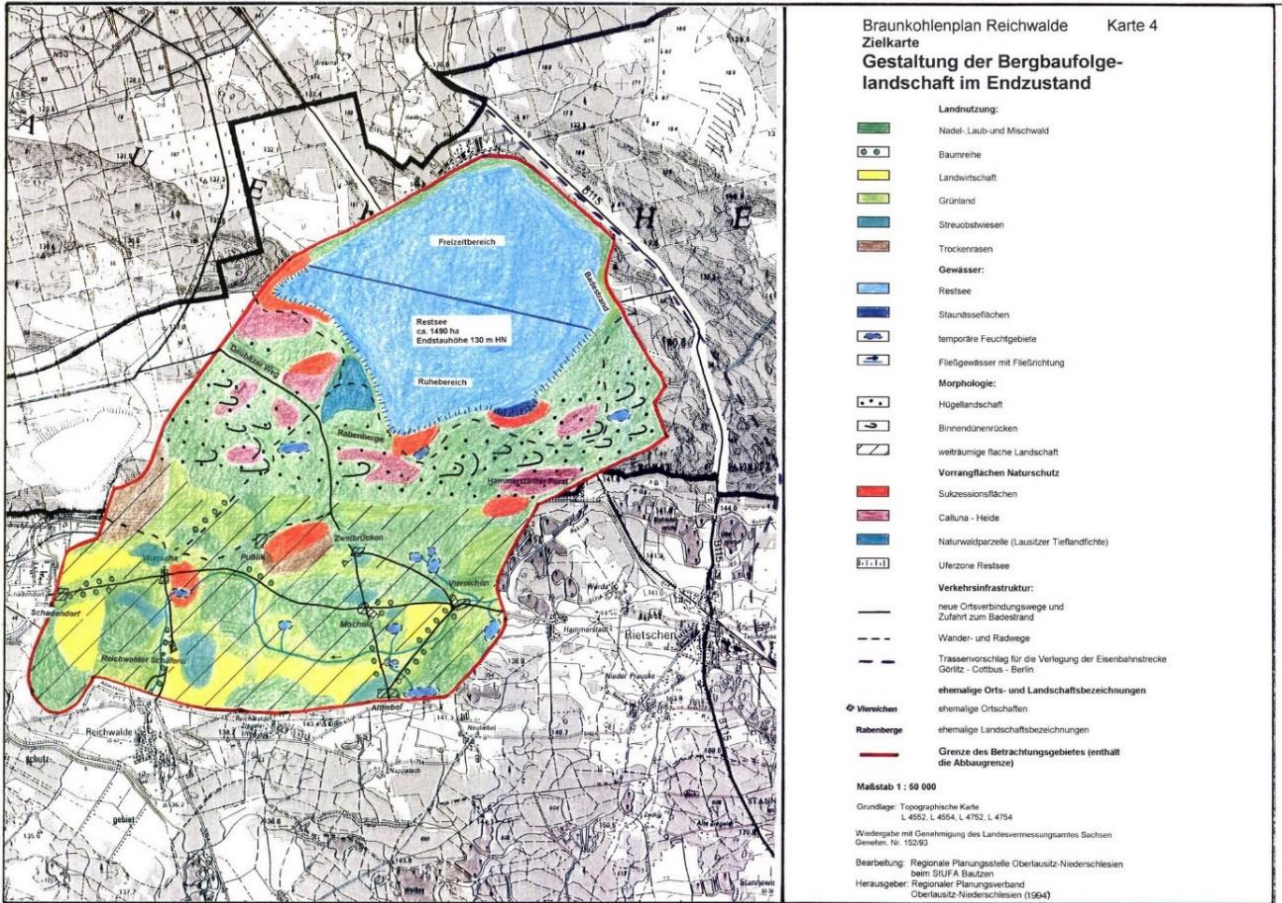


Abbildung 29: Geplante Bergbaufolgelandschaft des Tagebaus Reichwalde. Ausschnitt von Karte 4 des Braunkohlenplans von 1994<sup>81</sup>

<sup>81</sup> Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994)



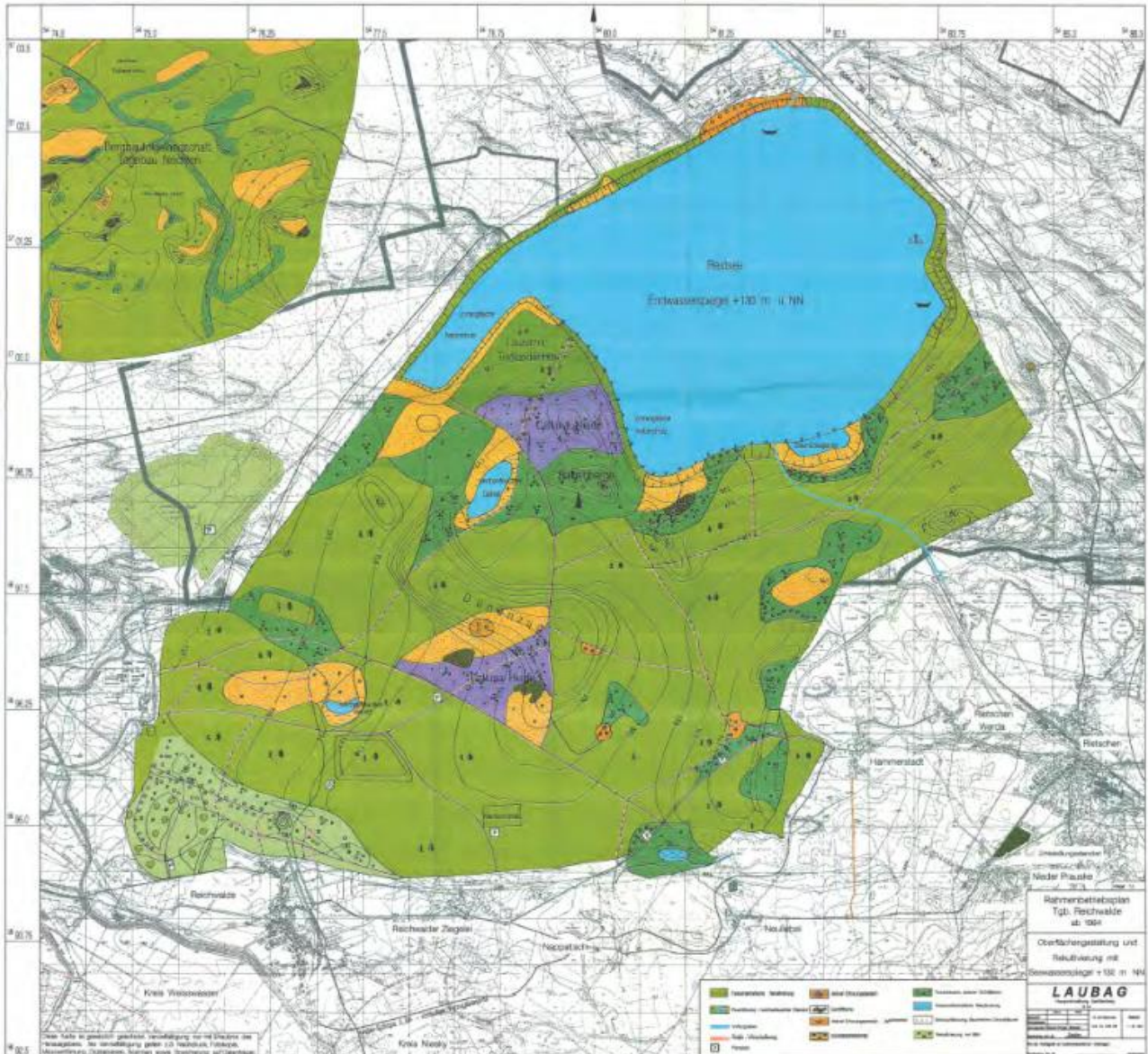


Abbildung 30: Geplante Bergbaufolgelandschaft des Tagebaus Reichwalde nach Rahmenbetriebsplan<sup>82</sup>

### Abbautechnologie

Seit 1988 wird der Tagebau in Brückentechnologie gefahren. Der Tagebau wird in das bereits abgebaute Südfeld, das jüngst aufgefahrene Nordfeld und das zuletzt aufzufahrende Nordostfeld gegliedert (Abbildung 31 und Abbildung 32).

<sup>82</sup> Tudeshki (2018)



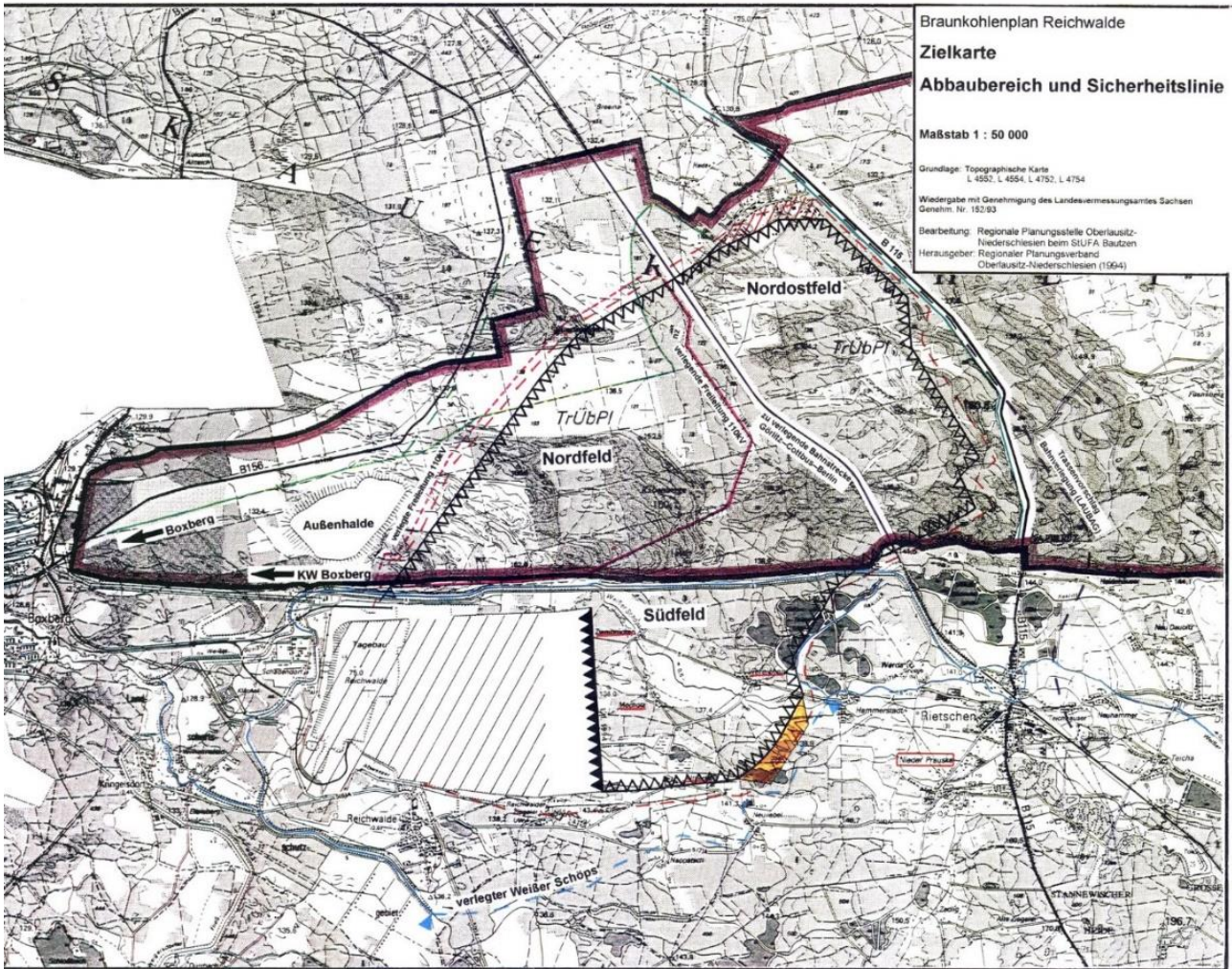


Abbildung 31: Gliederung des Tagebaus Reichwalde. Ausschnitt von Karte 1 des Braunkohlenplans von 1994<sup>83</sup>

<sup>83</sup> Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994)





Abbildung 32: Gliederung des Tagebaus Reichwalde. Darstellung zum Stand 2010<sup>84</sup>

Der Tagebau Reichwalde weist mit 4,3:1 das günstigste Abraum-Kohle-Verhältnis der LEAG-Tagebaue auf. Im Südfeld war die Mächtigkeit der Deckschichten über dem Zweiten Lausitzer Flöz so gering, dass der Abraum mit der Abraumförderbrücke ohne Vorschnitt gewonnen werden konnte (Abbildung 33). Aufgrund der zunehmenden Mächtigkeit der Deckschichten im Nordfeld wurde 2016/17 ein Vorschnitt eingerichtet. Dafür kommt der Schaufelradbagger 1510 SRs 2000 mit einer Kapazität von ca. 7.700 m<sup>3</sup>/h zum Einsatz, der aus dem Tagebau Nochten hierher verlegt wurde.<sup>85</sup> Der Abraum aus dem Vorschnitt wird über eine Bandanlage zum Absetzer 1102 A2Rs-B 10000.110 mit einer Kapazität von 10.000 m<sup>3</sup>/h geführt. Dieser verkippt den Abraum auf das Kippenfeld der Förderbrücke 35 F60.

<sup>84</sup> Vattenfall (Archiv EMCP, online nicht mehr verfügbar)

<sup>85</sup> LEAG (2019b)

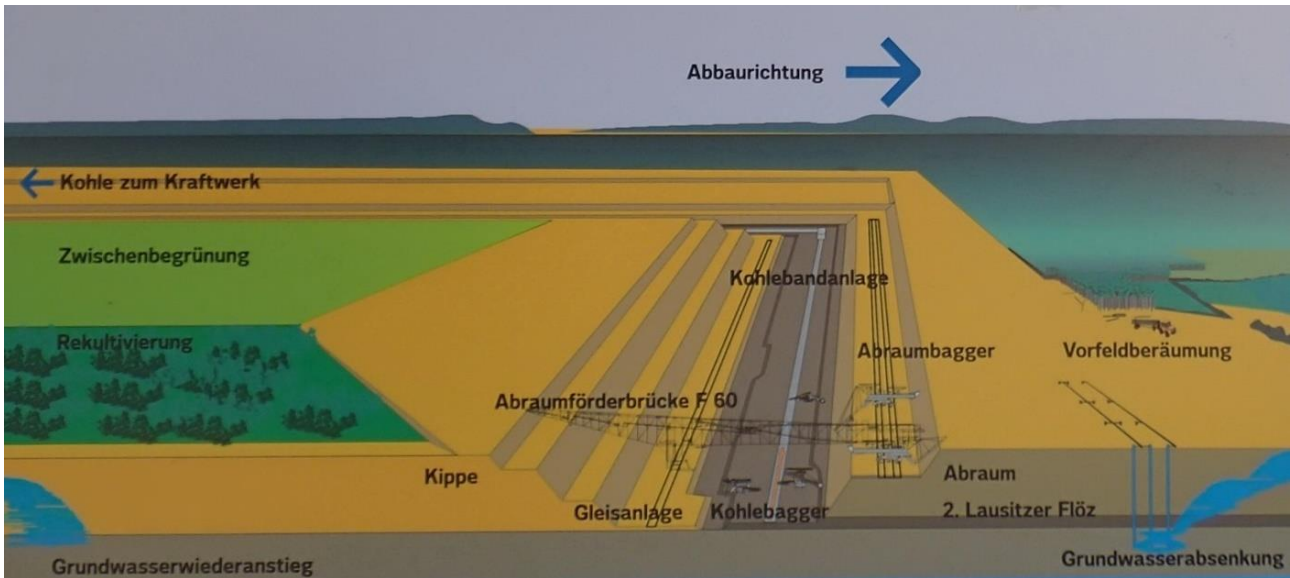


Abbildung 33: Darstellung des Abbauprinzips im Südfeld, ohne Vorschnitt<sup>86</sup>

Die Abraumförderbrücke ist mit zwei Eimerkettenbaggern 1302 Es 3750 ausgerüstet. Diese gewinnen den Abraum zwischen dem Vorschnitt und dem Zweiten Lausitzer Flöz im Hoch- und Tiefschnitt mit einer vereinten Förderkapazität von 29.000 m<sup>3</sup>/h.<sup>87</sup> Der Abraum wird im Direktverstoß von der Abraumförderbrücke in den ausgekohlten Bereich verkippt. Das daraus entstehende Feld der Förderbrückenkippe wird im Hinterland sukzessive durch die Absetzerkippe überkippt (Abbildung 34). Die Kohle des Zweiten Lausitzer Flözes wird seit 2015 mit zwei ERs 710 und zwei Schaufelradbaggern SRs 1301 gewonnen und auf der Kohlebänderanlage zum Kohlelagerplatz am Kraftwerk Boxberg transportiert. Die Bänderanlagen zwischen Vorschnitt und Absetzer sind etwa 10 km lang. Die Bänderanlagen zur Kohleförderung erreichen eine Gesamtlänge von rund 14 km.

Die vergleichsweise unkomplizierte technologische Entwicklung und ein gutes Abraum-Kohle-Verhältnis machen den Tagebaubetrieb sehr kostengünstig.<sup>88</sup>



Abbildung 34: Panorama Tagebau Reichwalde Dezember 2015  
Östlicher Tagebaurand im Südfeld, Blick nach West. Rechts Abraumförderbrücke und links Absetzer, dazwischen Kippenfeld<sup>89</sup>

<sup>86</sup> Vattenfall (Archiv EMCP, online nicht mehr verfügbar)

<sup>87</sup> LEAG (2019b)

<sup>88</sup> EMCP

<sup>89</sup> EMCP





Abbildung 35: Panorama Tagebau Reichwalde Dezember 2015  
Östlicher Tagebaurand im Südfeld mit Abraumförderbrücke und deren Kippenfeld. Abbaustoß mit Zweitem Lausitzer Flöz und Deck-  
schichten, ohne Vorschnitt<sup>90</sup>



Abbildung 36: Panorama Tagebau Reichwalde Februar 2016  
Westlicher Tagebaurand im Südfeld mit Abraumförderbrücke und Kippenfeld<sup>91</sup>

#### 4.2.2.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Tagebaubereich Reichwalde wird durch Filterbrunnen entwässert. Auf dem Liegenden des Kippensystems werden Drainagen geführt. Zur Reduzierung des Wasserzuflusses über die klüftige Kohle in das Kippensystem wurde am südöstlichen Strossenende eine Dichtwand eingebaut.

Das durch Filterbrunnen gehobene Grubenwasser und das gefasste Kippenwasser werden in die 2012 sanierte Grubenwasserbehandlungsanlage Kringelsdorf geleitet und dort behandelt. Diese soll die Wasserbehandlung bis Auslauf des Tagebaus sicherstellen. Das behandelte Wasser wird über die Flüsse Weißer und Schwarzer Schöps in den Fluss Spree geleitet.

Die Dichtwand am Tagebau Reichwalde wird seit 2009 gebaut und soll mit einer Gesamtlänge von 11,9 km bis 2024 fertiggestellt sein. Sie dient dem Schutz des erhaltenen Teilgebiets FFH Hammerstädter Teiche, der Oberlausitzer Teiche, der Neißeau und der o. g. Reduzierung des Wasserzuflusses ins Kippensystem am südöstlichen Strossenende. Im 2009 bis 2014 gebauten und 4,2 km langen Abschnitt erreicht sie eine Tiefe von 37 und 50 m. Der noch fertigzustellende Bauabschnitt 2 hat eine Länge von 7,7 km. Dort wird die Dichtwand Tiefen von bis zu 90 m erreichen.

Das Restseevolumen soll rund 310 Mio. m<sup>3</sup> betragen, bei einer Fläche von rund 1.500 ha. In den öffentlich zugänglichen Dokumenten der Vorsorgevereinbarung wird eine Restseefläche von 1.445 ha genannt.<sup>92</sup> Die Auffüllzeit ohne Fremdwasserzuführung beträgt etwa 40 Jahre. Bei einer zusätzlichen Flutung aus dem Einzugsgebiet der Raklitza und des Weißen Schöps in Hochwasserperioden würde die Auffüllzeit immer noch mindestens 30 Jahre betragen. Wenn die Auffüllzeit 20 Jahre nicht überschreiten soll, ist eine Zuführung aus

<sup>90</sup> EMCP

<sup>91</sup> EMCP

<sup>92</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018, Nebenbestimmung 27)

der Lausitzer Neiße von 20 Mio. m<sup>3</sup>/a über 18 Jahre hinweg erforderlich.<sup>93</sup> Dieses Szenario aus dem Braunkohlenplan von 1994 ist aus heutiger Sicht sowohl aufgrund des Grenzflusscharakters der Neiße zur Republik Polen als auch wegen der abnehmenden jährlichen Niederschlagsmengen in der Region als problematisch einzustufen.

### 4.2.3 Welzow-Süd

#### Planungs- und Genehmigungsstand

Der Tagebau Welzow-Süd verläuft gegenwärtig zwischen der Stadt Spremberg im Osten und der Ortschaft Welzow im Westen über etwa 8 km Luftlinie (Abbildung 37 und Abbildung 38). Der Tagebau ist planungs- und genehmigungstechnisch in die räumlichen Teilabschnitte I und II (TA I, TA II) gegliedert (Abbildung 38).<sup>94</sup> Er liegt überwiegend auf dem Gebiet des Landes Brandenburg. Lediglich der südwestlichste Abschnitt von TA I und der südlichste von TA II befinden sich auf dem Territorium des Freistaats Sachsen (Abbildung 38).



Abbildung 37: Luftbild Tagebau Welzow-Süd. Stand 2017/2018  
Ortschaft Welzow zwischen Tagebau (TA I) im Osten und Nordost-Südwest  
verlaufender Piste des Flughafens Welzow. Bildbreite etwa 12 km Nord-Süd und 14 km Ost-West.<sup>95</sup>

<sup>93</sup> Braunkohleplan Tagebau Reichwalde (1994)

<sup>94</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2014, 2015)

<sup>95</sup> Landesvermessung und Geobasisinformation Brandenburg (2019)



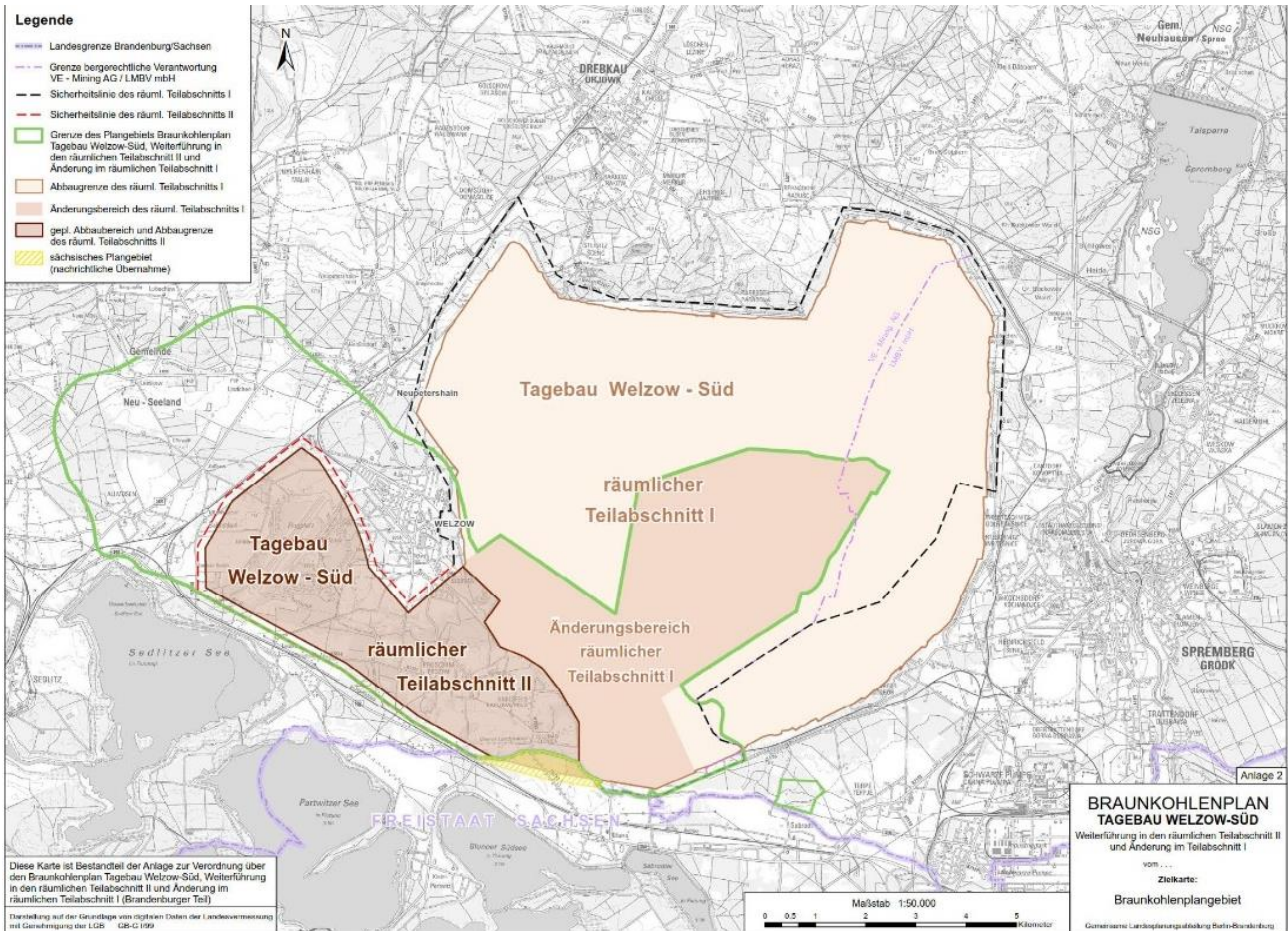


Abbildung 38: Gliederung des Tagebaus Welzow-Süd

Die dicke violette Linie markiert die Landesgrenze Brandenburg/Sachsen. Die dünne violette Linie im Ostteil von TA I markiert die Zuständigkeitsgrenze zwischen LEAG im Westen und LMBV im Osten<sup>96</sup>

Für den Tagebau gelten deshalb genehmigungstechnisch Einrichtungen beider Bundesländer. Der Braunkohlenplan von 2004 genehmigt TA I, derjenige von 2014 (Brandenburg) bzw. 2015 (Sachsen) die Weiterführung in den räumlichen TA II und Änderungen im räumlichen TA I.<sup>97</sup> In den durch das LBGR öffentlich zugänglichen Dokumenten des Braunkohlenplans von 2004 zu TA I finden sich keine Angaben zu einem Restsee in TA I.

Der „Rahmenbetriebsplan zum Vorhaben Weiterführung des Tagebaus Welzow-Süd 1994 bis Auslauf“ datiert auf 1993 mit Nebenbestimmungen von 1994 und der Abänderung bzw. Ergänzung Nr. 01/98 zum Rahmenbetriebsplan Tagebau Welzow-Süd von 2000.<sup>98</sup> Der Rahmenbetriebsplan für TA I war befristet zugelassen bis zum 31.12.2023. Die LEAG hat im Dezember 2017 beim Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg einen Antrag auf Verlängerung des „Rahmenbetriebsplans zum Vorhaben Weiterführung des Tagebaus Welzow-Süd 1994 bis Auslauf“ eingereicht.<sup>99</sup> Demnach soll die Förderung von Braunkohle aus TA I bis 2033 verlängert werden. Dies wurde im April 2018 genehmigt, mit Befristung bis zum 31.12.2038.<sup>100</sup> Diese Genehmigung stellt faktisch eine rein zeitliche Verlängerung des Rahmenbetriebsplans dar.

Der durch das LBGR öffentlich gemachte Teil des Antrags auf Verlängerung des Rahmenbetriebsplans<sup>101</sup> enthält Darstellungen zu den geplanten Abbauständen der Jahre 2022, 2028 und 2031, aber keine Darstellung

<sup>96</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2015)

<sup>97</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2004), (2014), (2015)

<sup>98</sup> Tudeshki (2018)

<sup>99</sup> LBGR (2017), LEAG (2017b)

<sup>100</sup> LBGR (2018)

<sup>101</sup> LBGR (2017)

zur Konfiguration eines Restsees in TA I. Eine schematische Darstellung der Bergbaufolgelandschaft mit Konfiguration des Restsees in TA I aus Tudeshki (2018) zeigt Abbildung 39. Nach Tudeshki (2018) bildet diese die Planung gemäß Szenario 1A der LEAG für die alleinige Inanspruchnahme von TA I ab. Weitere, vom Braunkohlenplan abweichende Szenarien der LEAG für den Tagebau sind in Tudeshki (2018) nicht benannt und den Gutachtern nicht bekannt.

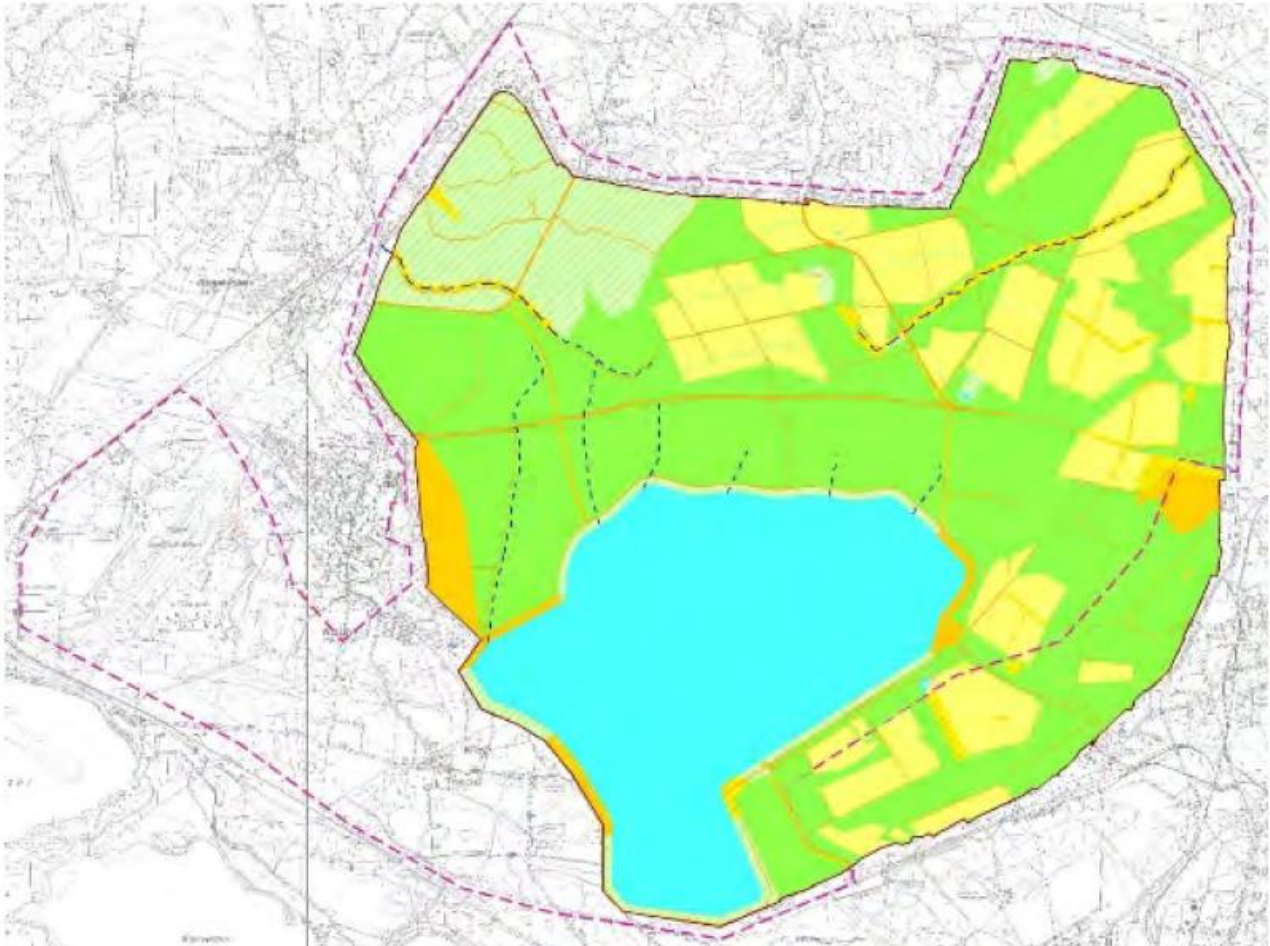


Abbildung 39: Bergbaufolgelandschaft mit Restsee in TA I gemäß Szenario 1A der LEAG<sup>102</sup>

TA I wird weiterhin in das ausgekohlte Teilfeld Welzow im Norden sowie das Südfeld und das Restfeld unterteilt (Abbildung 40). TA I umfasst eine Fläche von rund 9.000 ha, davon fallen zirka 2.500 ha im östlichen Bereich von TA I unter die Zuständigkeit der LMBV (Abbildung 38).

Für TA II liegt kein Rahmenbetriebsplan vor. Die LEAG will 2020 darüber entscheiden, ob an der Weiterführung in den räumlichen TA II festgehalten wird.<sup>103</sup> Bis etwa zu diesem Zeitraum ermöglicht der offen gehaltene Randschlauch noch das Einfahren in TA II ohne große Umbauten.

<sup>102</sup> LEAG in Tudeshki (2018, Teil A, S. 68)

<sup>103</sup> LEAG (2018)



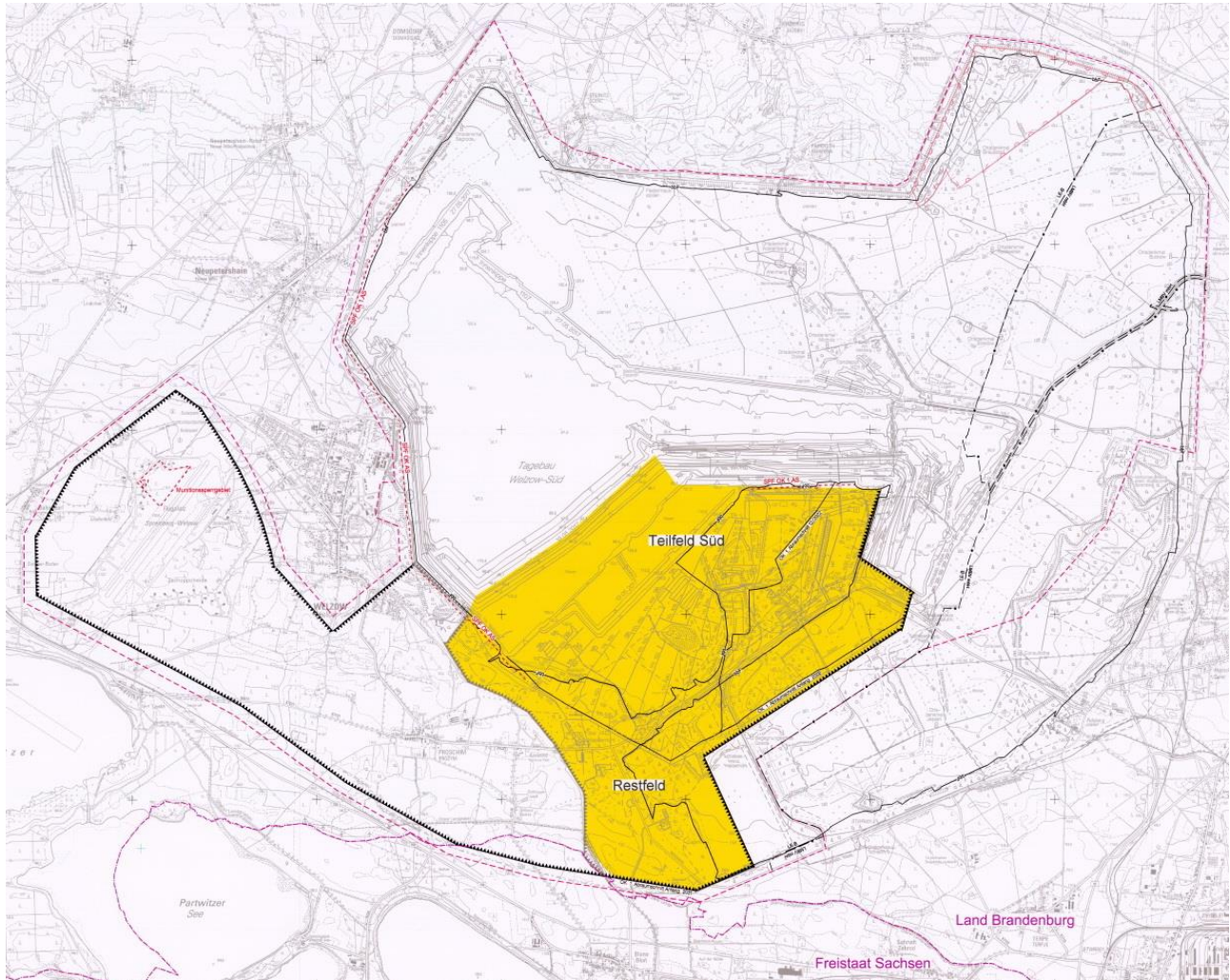


Abbildung 40: Gliederung in TA I<sup>104</sup>

### Abbaustand

Zum Stand 31.12.2016 verfügte der Tagebau in TA I noch über 254 Mio. t Kohlevorräte.<sup>105</sup> Demnach müssten bei einer angenommenen Jahresförderung von rund 21 Mio. t im Jahr 2019 Ende 2019 noch ca. 188 Mio. t in TA I verbleiben. Bei gleichbleibender Jahresförderung würde der Tagebau ohne Inanspruchnahme von TA II noch bis etwa 2027 Kohle liefern können. Allerdings macht sich nach dem für 2023 von der LEAG angekündigten Auslaufen des Tagebaus Jänschwalde eine Erhöhung der Kohlefördermenge zur Versorgung des Kraftwerkes Jänschwalde erforderlich. Diese kann aufgrund der Kohlequalität nicht allein durch Kohle aus dem Tagebau Reichwalde kompensiert werden. Mit einer schrittweisen Stilllegung der Kraftwerksblöcke von Jänschwalde kann die Kohleförderung aus Welzow-Süd für das Kraftwerk Jänschwalde wieder gedrosselt werden. In TA II lagern Kohlevorräte von 204 Mio. t.<sup>106</sup>

#### 4.2.3.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Hier ist zwischen zwei Szenarien zu unterscheiden: der alleinigen Auskohlung von TA I und der Inanspruchnahme von TA II. Für eine alleinige Auskohlung von TA I sind keine größeren Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt mehr zu erwarten. Ende 2018 waren 2.647 ha der unter Verantwortung der LEAG

<sup>104</sup> LBGR (2017), LEAG (2017b)

<sup>105</sup> Tudeszki (2018)

<sup>106</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2015)

stehenden Tagebaufläche von TA I bereits rekultiviert, d. h. einer Wiedernutzbarmachung als forst- und landwirtschaftlicher Rekultivierungsflächen sowie Renaturierungsflächen zugeführt.<sup>107</sup> Das entspricht rund 60 % der durch die LEAG für TA I wiederherzustellenden forst- und landwirtschaftlichen Rekultivierungsflächen sowie Renaturierungsflächen.

Bei Inanspruchnahme von TA II wären Umsiedlungen von ca. 854 Personen in Welzow/Proschim nötig. In TA II liegt mit dem ehemaligen Militärflugplatz Welzow-Süd der Gruppe der sowjetischen Streitkräfte in Deutschland außerdem eine potenziell größere Altlast. Diese umfasst mit dieser Nutzung in Zusammenhang stehende, anzunehmende Boden- und Gebäudekontaminationen.

### 4.2.3.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Aufschluss des Tagebaus Welzow-Süd erfolgte zwischen 1962 und 1966 mit der ersten Kohleförderung im Jahr 1966. Der Tagebau wird seit 2016 durch die LEAG betrieben, Vorbetreiber waren Vattenfall (2001/2002 – 2016), die Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG, 1990 – 2001/2002) und das Volkseigene Braunkohlekombinat Senftenberg (VE BKK Senftenberg, bis 1990). Tabelle 11 zeigt ausgewählte Förderzahlen zum Tagebau Welzow-Süd.

Jahr	Kohlen [t]	Abraum [m <sup>3</sup> ]
2015	18.192.000	104.579.000
2016	23.771.000	117.126.000
2017	22.083.000	107.315.000
2018	21.840.000	109.731.000
<b>Summe</b>	<b>85.886.000</b>	<b>438.751.000</b>

Tabelle 11: Förderzahlen Tagebau Welzow-Süd<sup>108</sup>

Die geförderte Kohle wird über eine Kohlebandanlage zur Verladeanlage transportiert. Dort wird die Kohle in betriebseigene Kohlezüge verladen und zu den Kraftwerken und dem Veredelungsbetrieb transportiert.

Die Rohkohle aus Welzow-Süd weist mit durchschnittlich 8.800 kJ/kg den höchsten Heizwert und mit 0,7 % Schwefelgehalt und 6 % Ascheanteil die zweitniedrigsten Werte der vier aktiven Tagebaue des Reviers auf (Tabelle 6). Der Tagebau liefert mehr als die Hälfte der Rohkohle für das Kraftwerk Jänschwalde (vgl. Tabelle 8). Nach Außerbetriebnahme des Tagebaus Jänschwalde etwa um 2023 wird Welzow-Süd diese Rolle wahrscheinlich beibehalten, da Kohle aus Reichwalde im Kraftwerk Jänschwalde nur zu etwa einem Zehntel zugemischt werden darf.

Kohle aus Welzow-Süd ist für das benachbarte Kraftwerk Schwarze Pumpe zusammen mit Nochtener Kohle qualitativ essenziell, da Kohle aus Reichwalde im Kraftwerk Schwarze Pumpe nur zu etwa 40 % zugemischt werden darf. Das Verhältnis von Kohle aus Welzow-Süd zu der aus Nochten im Kohlemix variiert. 2014 betrug es zirka 2:1, 2016 etwa 1:2 (vgl. Tabelle 8).

Der Kohlestrom zum Kraftwerk Boxberg ist im Vergleich zu den Tagebauen Nochten und Reichwalde untergeordnet. Bis 2017 belieferte der Tagebau außerdem das in Berlin gelegene Heizkraftwerk Klingenberg, welches auf Erdgas umgestellt wurde.

<sup>107</sup> LEAG (2019b)

<sup>108</sup> Öko-Institut (2017); Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2019), Tudeshki (2018)

### 4.2.3.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

#### Geologischer Aufbau

Im Gebiet Spremberg-Welzow wurde bereits seit der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts das Erste Lausitzer Flöz in mehreren Gruben abgebaut. Der Tagebau Welzow-Süd wurde zum Abbau des Zweiten Lausitzer Flözes aufgefahren. Dieses liegt in 90 bis 130 m Teufe und weist eine Mächtigkeit zwischen 10 und 16 m auf, mit durchschnittlich 13,5 m (Abbildung 41). Das Flöz ist bis auf Bereiche im Süden und Südwesten durch ein Zwischenmittel mit einer Mächtigkeit zwischen 0,5 und 7,0 m in Ober- und Unterbank aufgespalten. Darunter lagert, getrennt durch ein mehrere Meter mächtiges Zwischenmittel, der Unterbegleiter des Zweiten Lausitzer Flözes, der mit 2 bis 4,5 m Mächtigkeit abbauwürdig ist. Die produktiven Flöze fallen im Südfeld flach nach Norden ein, weshalb die Abraummächtigkeit mit fortschreitendem Abbau im Süd- und Restfeld abnehmen wird.

In den kommenden Jahren wird der Tagebau den Bereich der sogenannten Wolkenberger Verschluffung überlagern. Dort erreicht das Zwischenmittel zwischen Ober- und Unterbank Mächtigkeiten bis 7 m und der Unterbegleiter ist teilweise nicht vorhanden.

Der weit aushaltende Bereich des Zweiten Lausitzer Flözes erstreckt sich nach Osten bis über das Stadtgebiet von Spremberg hinweg. Er ist durch glazigene Rinnen begrenzt, in denen das Flöz ausgeräumt ist. Die Bahndorf-Blunoer Rinne trennt dieses Areal von einer Kette von insgesamt fünf ehemaligen Braunkohletagebauen, mit Sedlitz (Ilse-Ost) im Westen und Spreetal-Nordost im Osten (Abbildung 12). Dort werden beträchtliche Flächenanteile unter Führung der LMBV als Seen der Wiedernutzbarmachung zugeführt. Im Norden sind die tertiären Ablagerungen intensiv durch die ehemaligen Eisrandlagen des Warthe-Stadiums der Saale-Kaltzeit auf dem Niederlausitzer Grenzwall in Form von Sattel- und Muldenstrukturen, Überschiebungen und Verschuppungen beeinflusst.

Die Deckschichten des Zweiten Lausitzer Flözes setzen sich im Südfeld von TA I weit überwiegend aus tertiären Ablagerungen zusammen, die mit dem Flöz selbst und seiner tertiären Liegendabfolge den für die Region charakteristischen Wechsel von marinen, brackischen und terrestrischen Sedimentationsbedingungen abbilden. Über dem Zweiten Lausitzer Flöz lagert die um 45 m mächtige tertiäre Briesker Folge, gefolgt von der um 50 m mächtigen, tertiären Raunoer Folge. Letztere führt das Erste Lausitzer Flöz und Einlagerungen von Flaschenton.

Über dem Tertiär lagern saale- und weichselzeitliche pleistozäne sowie holozäne Sedimente. Als Begleitrohstoffe sind im Braunkohlenplan Flaschenton und Kies ausgewiesen.



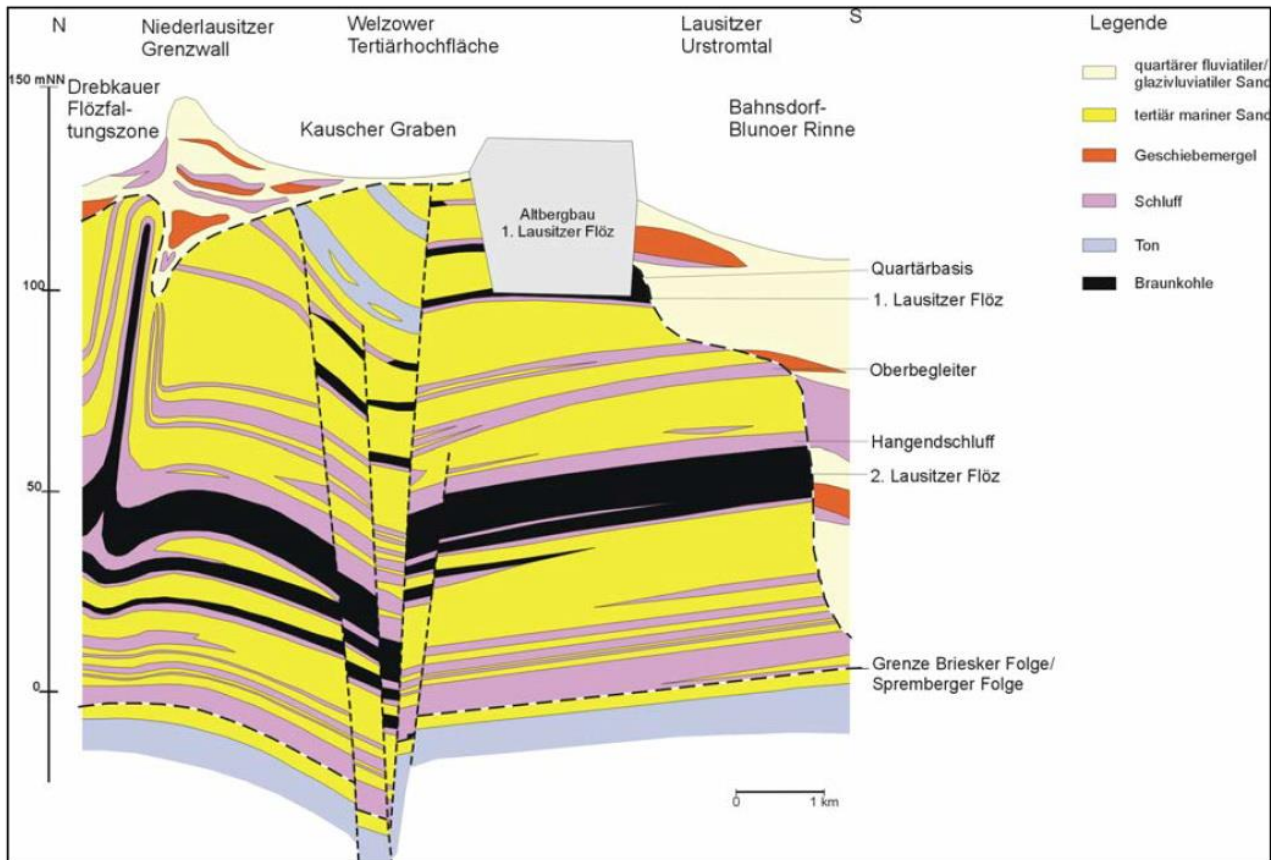


Abbildung 41: Geologischer N-S Schnitt über den Tagebau Welzow-Süd, TA I und TA II<sup>109</sup>

## Art des Abraums

Der Abraum ist weit überwiegend aus marinen Sanden tertiären Alters aufgebaut (Abbildung 41). Tertiäre Schluffe, Tone und Braunkohleeinschaltungen sind stark untergeordnet. Im südlichen Bereich des Südfeldes nimmt der Anteil an quartären Sanden in den Deckschichten stark zu. Diese Situation trifft in weiten Bereichen auf die Verhältnisse in TA II zu, wo das Erste Lausitzer Flöz pleistozän weitgehend ausgeräumt ist. Im Westteil von TA II treten anstelle pleistozäner Sande teilweise mächtige Geschiebemergelinschaltungen auf.

Die marinen Fein- und Mittelsande zeichnen sich durch eng gestufte Korngrößenspektren und eine gute Rundung der Körner aus. Das bedingt die revierspezifische Neigung zum Setzungfließen der Kippen beim Wasseranstieg in Tagebaurestlöchern.

Die genannten tertiären Ablagerungen führen akzessorisch Eisensulfidminerale ( $\text{FeS}_2$ , Pyrit, Markasit). Das bedingt eine ausgeprägte Versauerungsempfindlichkeit und die in der Übersicht zum Revier genannten Probleme mit der Eisen- und Sulfatfracht in Gruben- bzw. Kippenwässern.

Aufgrund der Abraumbrückenfördertechnologie sind bei einer geänderten Abbauplanung keine signifikanten Probleme wie z. B. Massendefizite zu erwarten. Die Lage der Kippen ergibt sich zwangsläufig aus der Fördertechnologie und den Wechseln zwischen Parallel- und Schwenkbetrieb bei der Abgrabung.

Nach gegenwärtig genehmigter Planung soll der Restsee weitgehend das Areal von TA II bedecken (Abbildung 42). Eine schematische Restseekonfiguration für TA I bei dessen alleiniger Inanspruchnahme zeigt Abbildung 39.

<sup>109</sup> Krupp (2012)

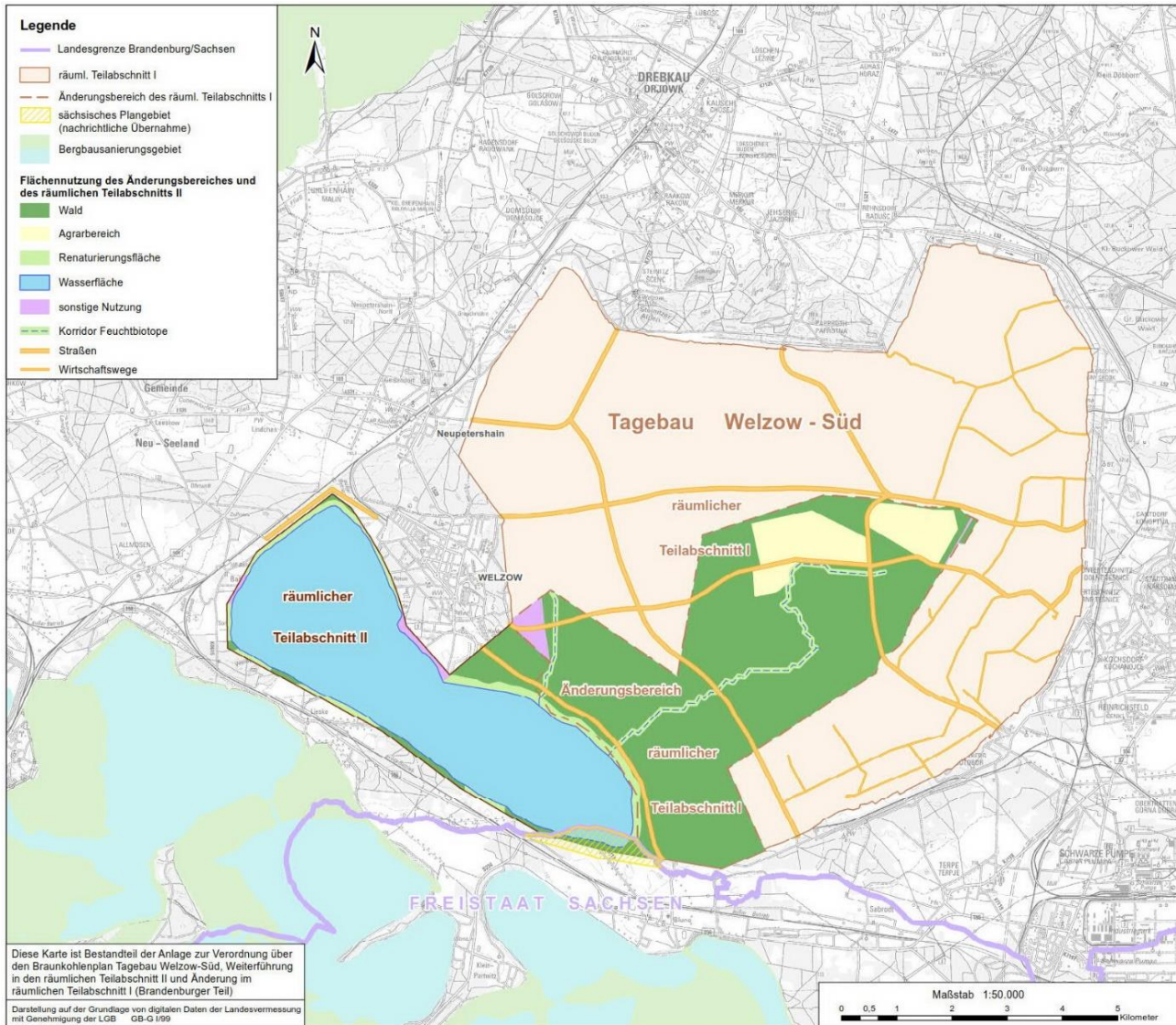


Abbildung 42: Bergbaufolgelandschaft laut aktuellem Braunkohlenplan (Ausschnitt von Karte 5 des aktuellen Braunkohlenplans)

## Abbautechnologie

Seit 1972 wird der Tagebau in Brückentechnologie gefahren, gegenwärtig im Schwenkbetrieb (Abbildung 41). Der Tagebau Welzow-Süd weist ein durchschnittliches Abraum-Kohle-Verhältnis von 6:1 auf. Wegen der hohen Abraummächtigkeit erfolgt der Vorschnitt in zwei Ebenen mit zwei voneinander unabhängigen Kombinationen von Bagger-Abraumförderband-Absetzer (Abbildung 43). Der Eimerkettenbagger 1285 Es 3150 hat eine Kapazität von 5.680 m<sup>3</sup>/h, der Schaufelradbagger 1519 SRs 6300 + VR von 14.000 m<sup>3</sup>/h, der Absetzer 1105 A2Rs-B 15400.120 von 15.400 m<sup>3</sup>/h und der Absetzer 1107 A2Rs-B 18000.120 von 18.000 m<sup>3</sup>/h.<sup>110</sup> In den kommenden Jahren ist aufgrund der abnehmenden Abraummächtigkeiten mit Fortschreiten des Abbaus nach Süden von einer Außerbetriebsetzung der Kombination aus Eimerkettenbagger 1285 Es 3150 und Absetzer auszugehen.

<sup>110</sup> LEAG (2019b)





Abbildung 43: Arbeitsprinzip Tagebau Welzow-Süd TA I, Südfeld<sup>111</sup>

Die Abraumförderbrücke F60 ist mit zwei Eimerkettenbaggern ausgerüstet: 1307 Es 3750 und 1308 Es 3750 (Abbildung 43 und Abbildung 44). Diese gewinnen den Abraum zwischen der unteren Vorschnittsebene und dem Zweiten Lausitzer Flöz im Hoch- und Tiefschnitt mit einer vereinten Förderkapazität von 21.000 m<sup>3</sup>/h. Der Abraum wird im Direktversturz von der Abraumförderbrücke in den ausgekohlten Bereich verkippt (Abbildung 45). Das daraus entstehende Feld der Förderbrückenkippe wird im Hinterland sukzessive durch die Absetzerkippe begraben.

Die Kohle des Zweiten Lausitzer Flözes wird mit drei Eimerkettenbaggern (348 ERs 710, 352 ERs 710, 58 ERs 710) und zwei Schaufelradbaggern (1530 SRs 1301, 1532 SRs 1301) gewonnen. Dieser im Vergleich zu den Tagebauen Nochten und Reichwalde hohe Geräteeinsatz im Grubenbetrieb ist durch die Aufspaltung des Zweiten Lausitzer Flözes in Ober- und Unterbank sowie die Mitgewinnung des Unterbegleiters bedingt.



Abbildung 44: Panorama Tagebau Welzow-Süd Februar 2016  
Rechts Abraumförderbrücke mit zwei Eimerkettenbaggern im Tiefschnitt. Mittig Grubenbetrieb mit Kohleförderband und Eimerkettenbagger im Vordergrund. Links Abraumkippe mit kippenseitiger Gleisanlage und Abraumverkipfung auf drei Ebenen.<sup>112</sup>

<sup>111</sup> LEAG, in Tudeshki (2018)

<sup>112</sup> EMCP



Abbildung 45: Panorama Tagebau Welzow-Süd Februar 2016  
Blick entlang der Abraumförderbrücke auf Front der Abraumkippe und Grubenbetrieb im Vordergrund<sup>113</sup>

Die geförderte Kohle wird über eine 2 m breite Kohlebandanlage, teilweise über den Grabenbunker, zur Verladeanlage transportiert. Dort wird die Kohle in betriebseigene Kohlezüge verladen und zu den Kraftwerken und dem Veredelungsbetrieb transportiert.

Bis etwa 2019 werden Altbergbauflächen im Niveau des ersten Lausitzer Flözhorizonts überbaggert. Das führt zu erhöhten Aufwendungen in der Vorfeldberäumung und im Baggerprozess des Vorschnitts. Die genehmigte Abgrabung des Südfeldes macht eine Umverlegung der dort befindlichen Betriebs- und Tagesanlagen erforderlich (Abbildung 46 bis Abbildung 48). Nach Ende des Abbaus im Südfeld ist von einer Verschrottung der Abraumförderbrücke auszugehen. Die Abraumgewinnung im Restfeld erfolgt dann mit dem Schaufelradbagger 1519 SRs 6300 im reinen Bagger-Band-Absetzerbetrieb. Über Bandanlagen und einen Absetzer wird der Abraum in die Innenkippe verstürzt, speziell zur Gestaltung der Restraumkontur. Die Gerätezahl zur Kohleförderung im Grubenbetrieb wird ebenfalls verringert, vermutlich auf drei Bagger.

Mit einer Inanspruchnahme von TA II ist von einer veränderten technologischen Planung auszugehen. Hierzu liegt derzeit kein Rahmenbetriebsplan vor. Vorgesehen ist, durch Einschwenken der Abraumförderbrücke in Tagebaufeld TA II diese Technologie solange zu nutzen, wie deren wirtschaftliche Fahrweise möglich ist.

Im Tagebaubereich befindet sich eine aus früheren Vorkommen angelegte Tonhalde. Der Ton wird zur Abdichtung der Aschedeponien verwendet und bei Bedarf mit einem Schaufelradbagger auf betriebseigene Züge verladen und zu den Aschedeponien in den Tagebauen Jänschwalde und Nochten transportiert.

<sup>113</sup> EMCP



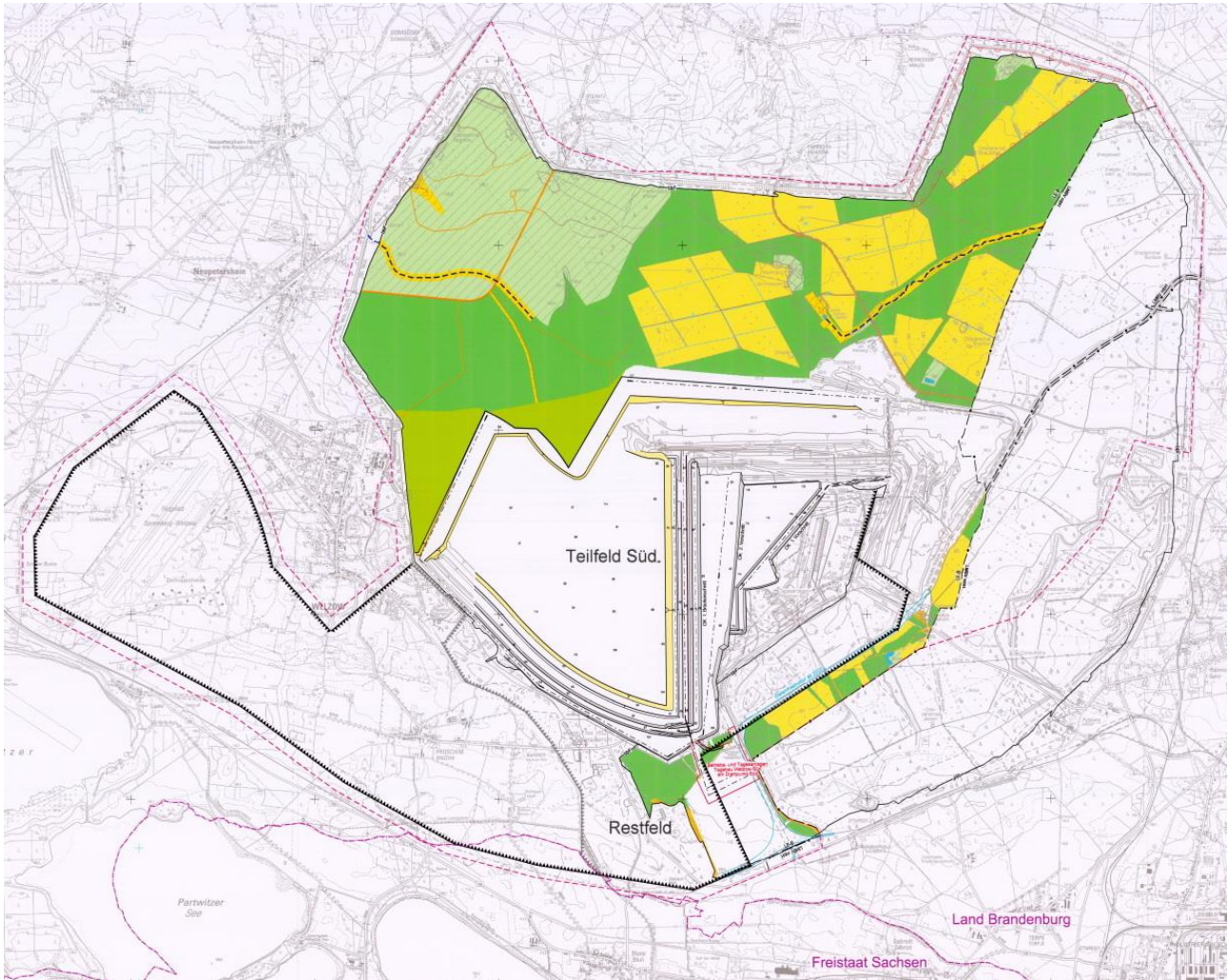


Abbildung 46: Aktuell geplanter Abbaustand 2022<sup>114</sup>

<sup>114</sup> LBGR (2017), LEAG (2017b)

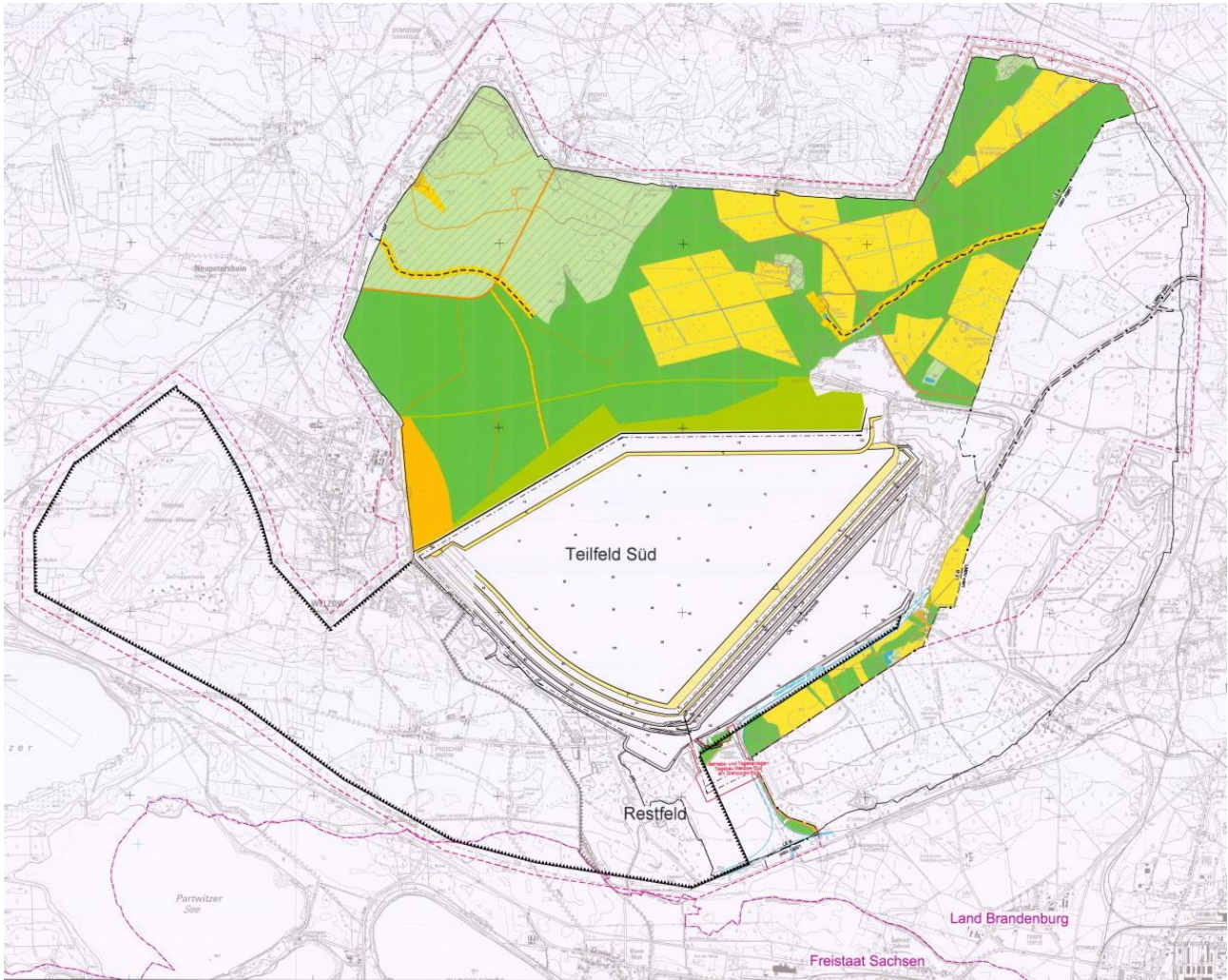


Abbildung 47: Aktuell geplanter Abbaustand 2028<sup>115</sup>

<sup>115</sup> LBGR (2017), LEAG (2017b)



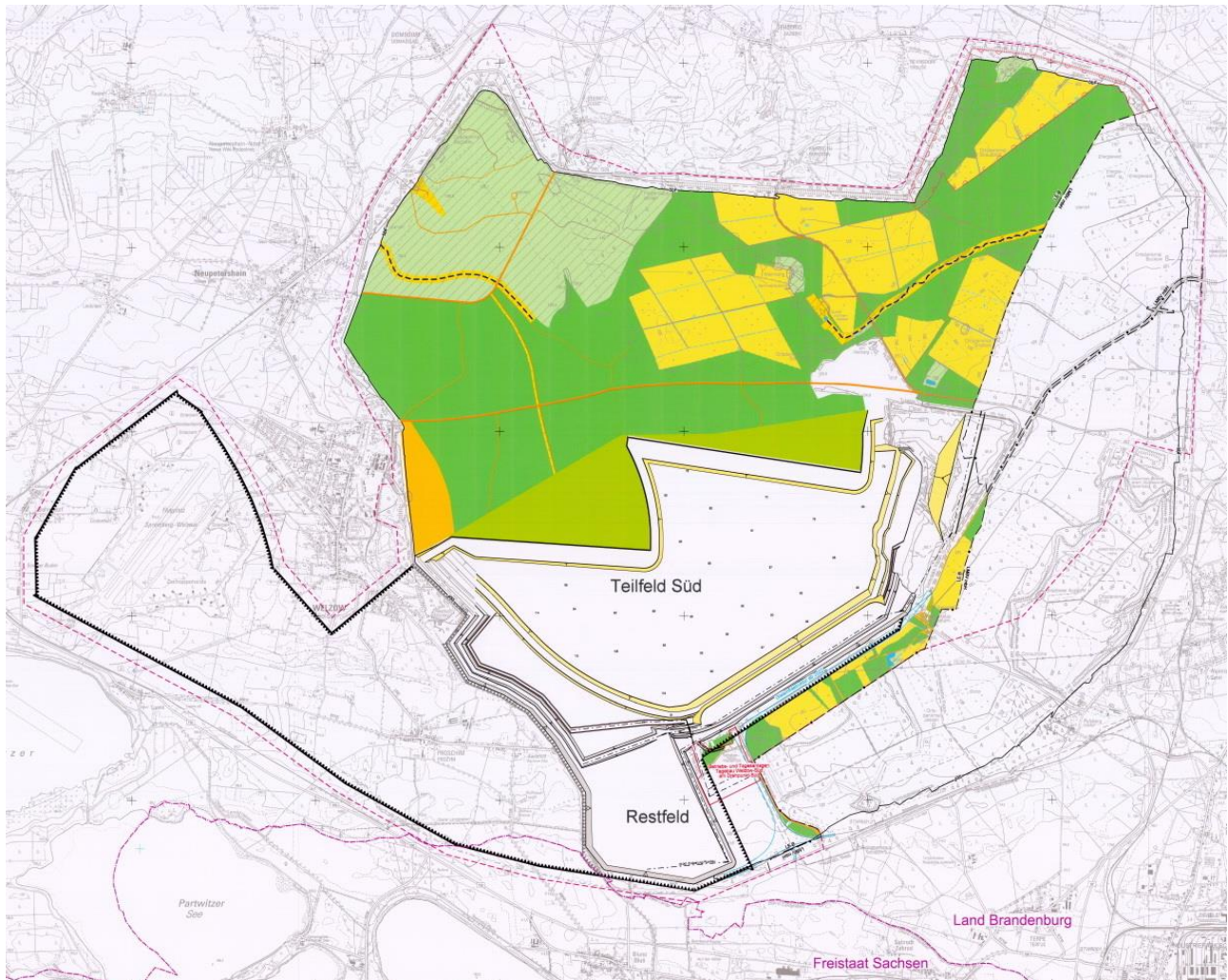


Abbildung 48: Aktuell geplanter Abbaustand 2031<sup>116</sup>

#### 4.2.3.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Tagebaubereich Welzow-Süd wird durch Filterbrunnen entwässert. Das gehobene Wasser wird zu etwa 80 % in die Grubenwasserbehandlungsanlage Schwarze Pumpe geleitet. Dort erfolgt in erster Linie eine Aufbereitung zu Brauchwasser für das Kraftwerk und den Industriepark am Standort. Ein Teil wird zu Trinkwasser aufbereitet und ein weiterer Teil nach Aufbereitung der Spree zugeführt. Die übrigen 20 % dienen zur Ökowerbereitleistung für das unmittelbare Umfeld des Tagebaus. Dieses Wasser wird anteilig in der Grubenwasserbehandlungsanlage „Am Weinberg“ aufbereitet.

Die Dichtwand an der südlichen Tagebaugrenze von TA I schützt in erster Linie vor Wasserzuflüssen aus den bereits gefluteten Tagebauen der LMBV im Süden und dient damit auch dem Schutz des Lausitzer Seenlands (Abbildung 17). Sie wird seit 2010 gebaut und soll mit einer Gesamtlänge von 10,6 km und Tiefen von 95 bis 120 m bis 2022 fertiggestellt sein. Nach Fertigstellung der Dichtwand kann die Anzahl der Filterbrunnen reduziert werden. Im Fall der Inanspruchnahme von TA II ist eine Verlängerung der Dichtwand um 5 bis 6 km mit Tiefen von 90 bis 110 m erforderlich.

<sup>116</sup> LBGR (2017), LEAG (2017b)

Abbildung 39 zeigt die Restseekonfiguration in TA I bei alleiniger Inanspruchnahme von TA I gemäß Szenario 1A der LEAG laut Tudeshki (2018). Die entsprechende Restseefläche beträgt rund 2.000 ha.<sup>117</sup> Nach Kenntnis der Gutachter liegt noch keine öffentlich zugängliche Planung zur Restseegestaltung vor.

Der nach Abbauende von TA II verbleibende Hohlraum würde einen künftigen Restsee „Welzow“ mit mittlerem Seewasserspiegel von +104 m ü. NHN, einem Volumen von ca. 700 Mio. m<sup>3</sup> und einer Wasserfläche von ca. 1.600 ha bilden (Abbildung 42). Die Flutung des Restsees würde nach aktueller Planung, d. h. bei Inanspruchnahme von TA II, zum Großteil durch Fremdwasserzuführung aus der Spree erfolgen. Als Flutungsdauer werden 20 bis 30 Jahre angegeben.<sup>118</sup>

### 4.3 Mitteldeutsches Revier

Mit der politischen Wende in Ostdeutschland und der Wiedervereinigung ging ein Rückgang der Nutzung der Braunkohle in Mitteldeutschland einher. Von einstmalig 20 Tagebauen in Mitteldeutschland wurden 1994 noch vier aktiv betrieben. Der Tagebau Amsdorf versorgt als Inselbetrieb den Veredlungskomplex der ROMONTA GmbH. Im Südraum Leipzig waren die Tagebaue Profen mit dem Abbaufeld Profen-Süd, der Tagebau Vereinigtes Schleenhain mit dem Abbaufeld Schleenhain und der Tagebau Zwenkau in Betrieb. Um den Tagebau Vereinigtes Schleenhain für eine dauerhafte Versorgung des Neubaukraftwerkes Lippendorf auszurüsten, erfolgte 1995 eine vierjährige Stundung des Tagebaus. Der ehemals größte mit Schmalspur (900 mm) ausgestattete Tagebau Schleenhain wurde mit Tagebauausrüstungen aus stillgelegten Betrieben (Bagger, Bandanlagen, Absetzer) sowie mit einem Massenverteiler (Bandsammelpunkt) ausgerüstet. Der Tagebau Zwenkau versorgte zwischenzeitlich das Altkraftwerk Lippendorf. Mit der Inbetriebnahme des ersten Blockes in Lippendorf (neu) und dem Wiederbeginn der Kohlenförderung in Schleenhain wurden das Altkraftwerk und der Tagebau Zwenkau stillgelegt.

MIBRAG betreibt heute die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain. Beide Tagebaue entstanden durch die Zusammenlegung von je drei in Betrieb befindlichen oder noch zu erschließenden Tagebauen, die heute als Abbaufelder in den beiden genannten Tagebauen bezeichnet werden. Die Tagebaue liegen im Weißelster Becken je etwa 20 km Luftlinie vom Zentrum Leipzigs entfernt.

In beiden Tagebauen erfolgt der Abbau durch Schaufel- und Eimerkettenbagger. Diese geben sowohl Abraum als auch Kohlen auf Bandanlagen auf. An sogenannten Massenverteilern oder Bandsammelpunkten werden die Massenströme durch Verschiebeköpfe an den Antriebsstationen der Bandanlagen den Absetzern (Abraum) oder den Kohlemisch- und Stapelplätzen (KMS) zugeordnet. Durch die Absetzer erfolgen die Gestaltung der Innenkippsysteme und bereits jetzt die Anstützung von Abraummassen an setzungsfließgefährdete Böschungsbereiche. Auf den Kohlemisch- und Stapelplätzen werden die Kohlen entsprechend den geforderten Qualitätsparametern der Abnehmer gemischt. Durch die Aufhaldung von bis zu 400.000 t erfolgt außerdem eine Entkopplung der Versorgung der Abnehmer vom Tagesgeschehen in den Tagebauen. So können die Abnehmer von Braunkohlen bis zu 12 Tage versorgt werden, ohne dass eine Kohlegewinnung in den Tagebauen erfolgt.

Die Tagebaue der MIBRAG sind nicht durch ein Bahn- oder Bandsystem miteinander verbunden. Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain versorgt das Kraftwerk Lippendorf direkt über eine Bandanlage. Für die Versorgung von Kleinabnehmern verfügt der Tagebau über eine LKW-Belademöglichkeit. Die Abnehmer des Tagebaus Profen werden vom unternehmenseigenen Bahnbetrieb und der Deutschen Bahn bzw. dritten Bahnunternehmen beliefert. Die Versorgung der Südzucker AG in Zeitz erfolgt per LKW (ca. 500.000 t/a).

Beide Tagebaue sind Mehrflöztagebaue mit bis zu vier Flözen, von denen in der Regel zwei in technisch gewinnbarer Mächtigkeit anstehen. In beiden Tagebauen kommen deshalb Fördergeräte unterschiedlicher Größe zum Einsatz. Aufgrund der geologischen Verhältnisse sind die eingesetzten Geräte kleiner als in den anderen Revieren. So verfügt jeder Tagebau über zwei Schaufelradbagger (SRS 2000) mit Tagesleistungen

<sup>117</sup> EMCP

<sup>118</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2015)

bis zu 60.000 m<sup>3</sup>/Tag und über weitere Geräte der Größenklasse bis 20.000 m<sup>3</sup>/Tag. Je zwei Absetzer pro Tagebau können Tagesleistungen von 120.000 m<sup>3</sup> je Gerät erbringen. Der besonderen Situation im Tagebau Profen Rechnung tragend werden Mobilgeräte in Sonderbetrieben für die Beseitigung von Quarzitbänken (verkiebelte Quarzsande) und für die Kohlegewinnung aus Flözkesseln mit hoher Teufe eingesetzt. Im Tagebau Vereinigtes Schleenhain erfolgt der Einsatz mobiler Geräte sporadisch zur Förderung von Kohlen vom Tagebauliegenden, sofern diese nicht mehr von den eingesetzten Baggern erreicht werden.

Wenn es die Tagebauentwicklung, insbesondere die Kippenentwicklung, zulässt, dient die oberste Gewinnungsscheibe der Abraumbagger im ersten Schnitt der Gewinnung und separaten Nutzung der anstehenden Lößböden zum Zwecke der Rekultivierung und Herstellung landwirtschaftlicher Flächen auf den Innenkippen. Basis dafür sind die in den Braunkohlenplänen festgelegten Pläne der Nachnutzung.

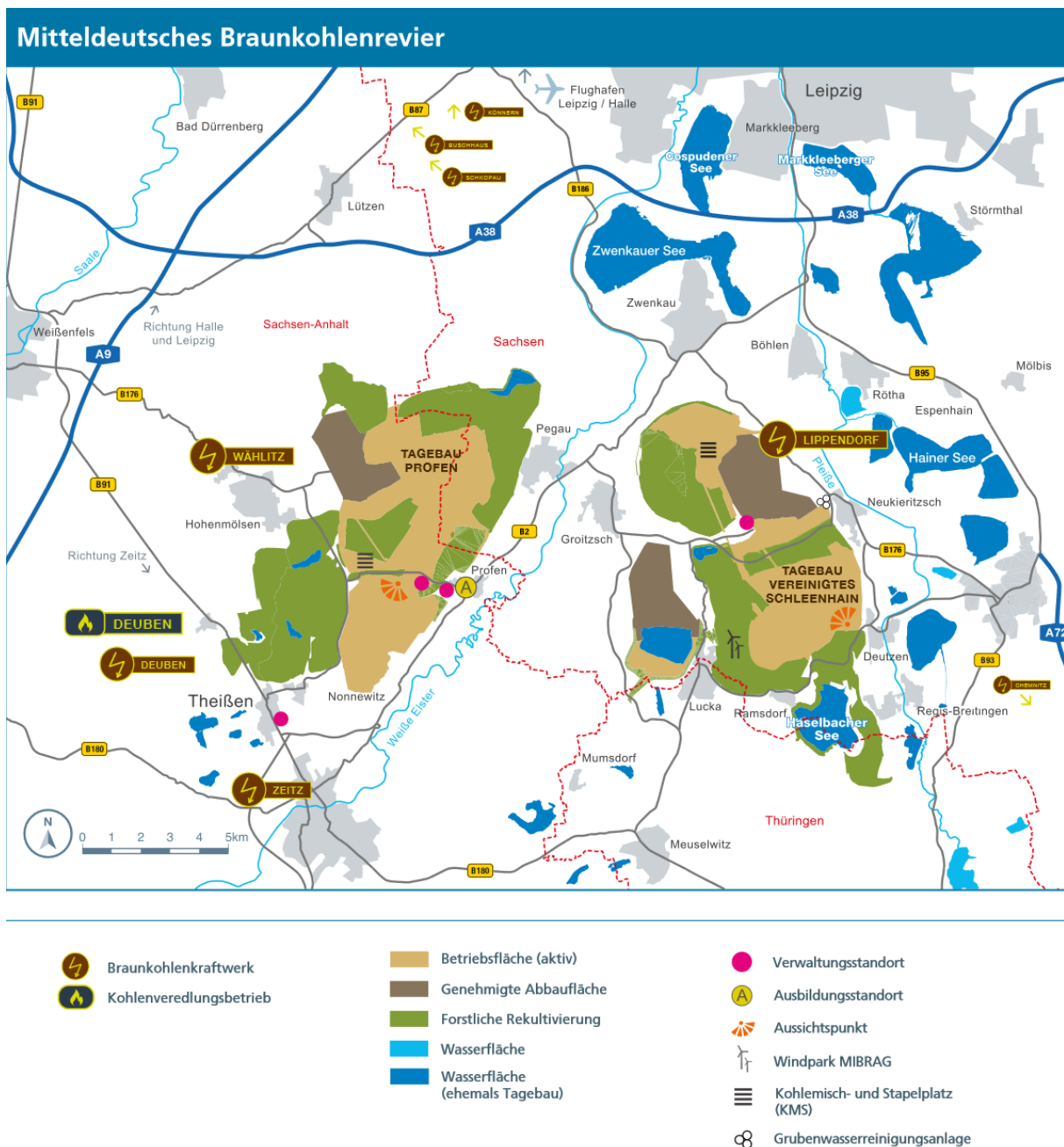


Abbildung 49: Revierkarte Mitteldeutschland<sup>119</sup>

<sup>119</sup> DEBRIV (2017c)



Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch der in Sanierung befindliche Tagebau Schöningen der Helmstedter Revier GmbH mit dem in der Sicherheitsbereitschaft befindlichen Kraftwerk Buschhaus (ehemals Helmstedter Revier) heute ebenfalls zum Mitteldeutschen Revier gezählt wird.

Die Kohlenförderung wurde im August 2016 im Tagebau Schöningen eingestellt. Der Rückbau der technischen Ausrüstungen ist bereits abgeschlossen und es werden die Endböschungssysteme gestaltet. Da eine Flutung durch den Einsatz von Wasser aus der Vorflut nicht möglich ist, wird das Füllen des Restsees ausschließlich durch den Grundwasserspiegelanstieg erfolgen. Erhebliche Probleme mit der Versauerung des Wassers sind wegen des Durchströmens von Altkippen zu erwarten.



Abbildung 50: Helmstedter Revier<sup>120</sup>

Die ROMONTA GmbH gewinnt pro Jahr ca. 500.000 t Kohlen aus dem Tagebau Amsdorf. Der Tagebau ist ein Inselbetrieb ohne Verbund zu den Tagebauen des Mitteldeutschen Reviers und der anderen beiden Braunkohlenreviere. Per LKW ist eine Versorgung der ROMONTA möglich. Nach dem Ausfall der Versorgung aus dem Tagebau durch eine Rutschung Anfang 2014 erfolgte die Belieferung der Wachsfabrik der ROMONTA mit Kohlen aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain. Die Wachsgehalte der Rohkohlen betragen bis zu 15 %. Das Montanwachs wird in der zum Unternehmen gehörenden Fabrik aus der Kohle ausgelöst. Die Restkohlen werden im betriebseigenen Kraftwerk verwertet. Die im Tagebau noch anstehenden Vorräte gestatten einen Betrieb bis etwa 2030. Für die Diskussion zu den Folgekosten aufgrund vorzeitiger Stilllegung ist der Tagebau Amsdorf durch diese nicht-energetische Nutzung nicht relevant.

<sup>120</sup> DEBRIV (2017e): Braunkohle in Deutschland, Berlin 30.08.2017, dort auf Seite 77





Abbildung 51: ROMONTA GmbH<sup>121</sup>

Die zehn mit Braunkohlen aus dem Mitteldeutschen Revier versorgten Kraftwerke zeichnen sich durch eine hohe Eigentümerheterogenität aus. Die LEAG besitzt das Kraftwerk Lippendorf, der MIBRAG gehören die kleineren Industriekraftwerke Deuben und Wühlitz. Das Kraftwerk Schkopau ist im Eigentum von Uniper. Daneben beziehen noch sechs weitere Kraftwerke bzw. Heizkraftwerke mit jeweils unterschiedlichen Eigentümern Braunkohlen aus dem Mitteldeutschen Revier, darunter das HKW Chemnitz Nord II und das Kraftwerk Dessau. Die jüngsten Blöcke sind im Jahr 2005 (CropEnergies Bioethanol GmbH) bzw. 2000 (Block R in Lippendorf) in Betrieb genommen worden. Insgesamt haben alle heute aktiven Kraftwerke, die mit Braunkohlen aus dem Mitteldeutschen Revier versorgt werden, eine Nettoleistung von 2.176 MW. Der folgende Steckbrief gibt eine Übersicht über die zentralen Daten der Kraftwerke.

<sup>121</sup> DEBRIV, Braunkohle in Deutschland, Berlin 30.08.2017

## Übersicht über die Kraftwerke im Mitteldeutschen Revier<sup>122</sup>

<b>Kraftwerk:</b>	Lippendorf	<b>Kraftwerk:</b>	Schkopau
<b>Standort:</b>	Böhlen	<b>Standort:</b>	Schkopau
<b>Bundesland:</b>	Sachsen	<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt
<b>Nettoleistung:</b>	875 MW	<b>Nettoleistung:</b>	900 MW
<b>Eigentümer:</b>	Lausitz Energie Kraftwerke AG	<b>Eigentümer:</b>	Uniper Kraftwerke GmbH
<b>Kraftwerk:</b>	Grubenheizkraftwerk	<b>Kraftwerk:</b>	Kraftwerk Dessau
<b>Standort:</b>	Seegebiet Mansfelder Land	<b>Standort:</b>	Dessau-Roßlau
<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt	<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt
<b>Nettoleistung:</b>	45 MW	<b>Nettoleistung:</b>	49 MW
<b>Eigentümer:</b>	ROMONTA GmbH	<b>Eigentümer:</b>	Kraftwerk Dessau GmbH
<b>Kraftwerk:</b>	EZ1	<b>Kraftwerk:</b>	N.N Zeitz
<b>Standort:</b>	Zeitz	<b>Standort:</b>	Zeitz
<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt	<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt
<b>Nettoleistung:</b>	23 MW	<b>Nettoleistung:</b>	18 MW
<b>Eigentümer:</b>	Südzucker AG, Werk Zeitz	<b>Eigentümer:</b>	CropEnergies Bioethanol GmbH Zeitz
<b>Kraftwerk:</b>	P&L Werk Könnern	<b>Kraftwerk:</b>	HKW Chemnitz Nord II
<b>Standort:</b>	Könnern	<b>Standort:</b>	Chemnitz
<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt	<b>Bundesland:</b>	Sachsen
<b>Nettoleistung:</b>	20 MW	<b>Nettoleistung:</b>	148 MW
<b>Eigentümer:</b>	Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	<b>Eigentümer:</b>	eins - energie in sachsen GmbH & Co. KG
<b>Kraftwerk:</b>	Deuben	<b>Kraftwerk:</b>	Wähilitz
<b>Standort:</b>	Teuchern	<b>Standort:</b>	Wähilitz
<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt	<b>Bundesland:</b>	Sachsen-Anhalt
<b>Nettoleistung:</b>	67 MW	<b>Nettoleistung:</b>	31 MW
<b>Eigentümer:</b>	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	<b>Eigentümer:</b>	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH

Tabelle 12: Kraftwerke Steckbrief für das Mitteldeutsche Revier

### 4.3.1 Profen

#### Planungs- und Genehmigungsstand

Der Tagebau Profen liegt an der Grenze der Länder Sachsen-Anhalt und Sachsen. Die Landesgrenze geht durch das Abbaufeld Profen-Süd. Es gibt deshalb für den sächsischen Teil einen Braunkohlenplan (BKP), aufgestellt vom Regionalen Planungsverband Westsachsen und ein Teilgebietsentwicklungsprogramm (TEP) für den Planungsraum Profen im Regierungsbezirk Halle.

<sup>122</sup> Quelle der Daten in den Steckbriefen: B E T-Kraftwerksdatenbank, Kraftwerksliste der BNetzA vom 07.03.2019. Aufgeführt werden nur Blöcke, die sich noch in Betrieb oder in Sicherheitsbereitschaft befinden und eine Nettoleistung von über 10 MW haben.

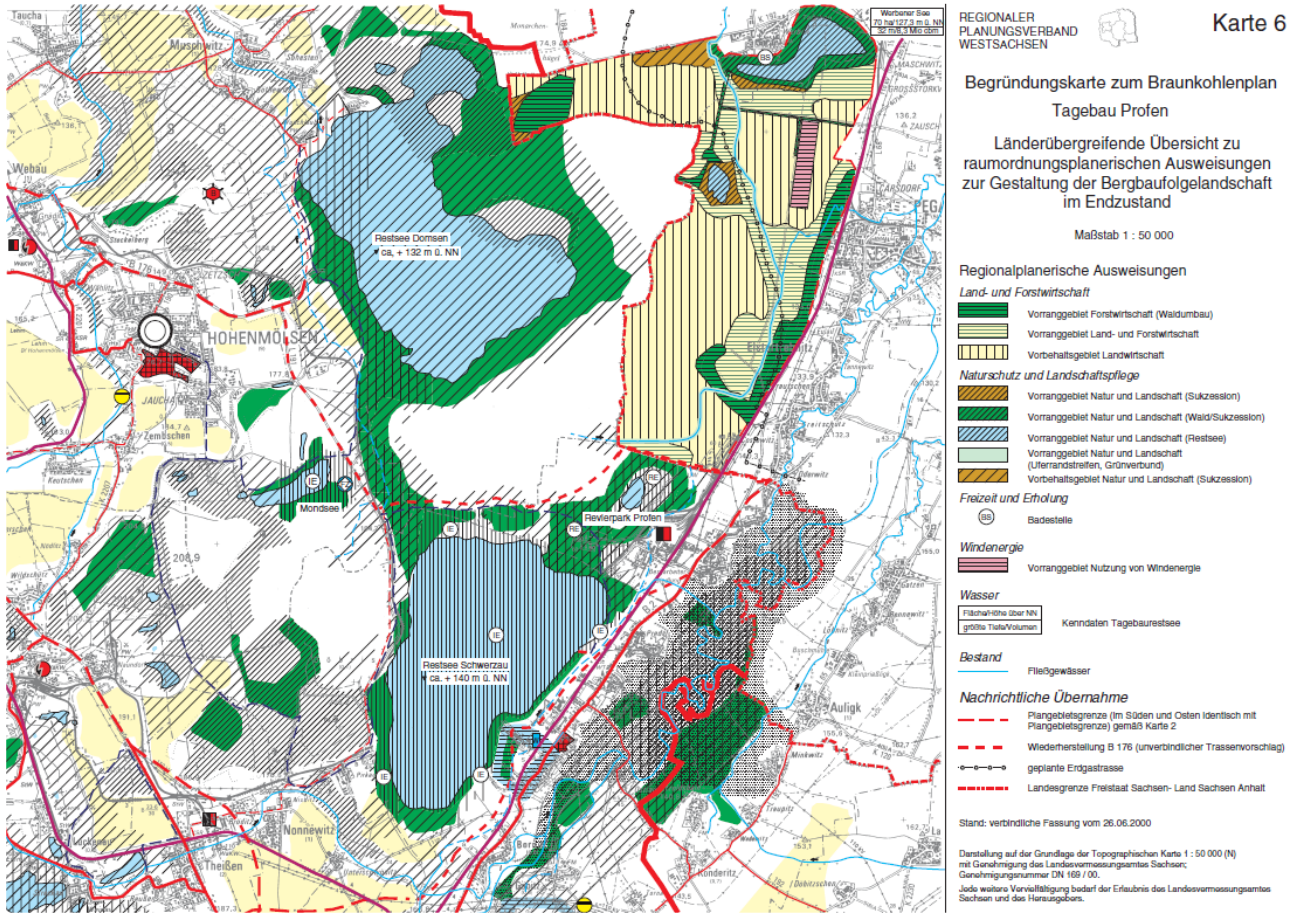


Abbildung 52: Endzustand Tagebau Profen mit Landesgrenzen<sup>123</sup>

Mit der Veröffentlichung am 5. Juni 1996 trat der TEP und mit Wirkung zum 9. September 2000 trat der BKP für den Tagebau Profen in Kraft.<sup>124</sup>

Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen das Abbaugebiet des Tagebaus Profen mit seinen Abbaufeldern und die Entwicklungsrichtungen des Abbaus und der Verkipfung sowie schematisch die Nachfolgelandschaft mit den beiden Restseen Schwerzau und Domsen. In Abbildung 53 ist in der Mitte des unteren Teiles die im Kaufvertrag verankerte Verkipfung des ehemaligen Tagebaus Pirkau zu sehen. Durch zwischenzeitliche Erkenntnisse zur Stabilität der Endböschungssysteme im Abbaufeld Schwerzau wurde dort eine Innenverkipfung vorgenommen. Da die Anstützung die Bereiche unterhalb des künftigen Seespiegels betrifft, ändert sich die Endfigur des Sees nicht. Im Abbaufeld Profen Süd kommt es aber zu einer Vergrößerung des Domsener Sees. Um die Sicherheit der Böschungssysteme im Norden zu gewährleisten, musste die Reihenfolge der Verstärkung der verbleibenden Abraummassen geändert werden. So wird zurzeit die Kippe nach Norden und Nordwesten entwickelt und in einem zweiten Schritt, wenn die Innenverkipfung in Schwerzau beendet ist, wird der Südosten des Abbaufeldes Profen-Süd verfüllt.

<sup>123</sup> Regionale Planungsgemeinschaft Halle (1996): Karte 6

<sup>124</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2000) und Ministerialblatt Sachsen-Anhalt (1996)



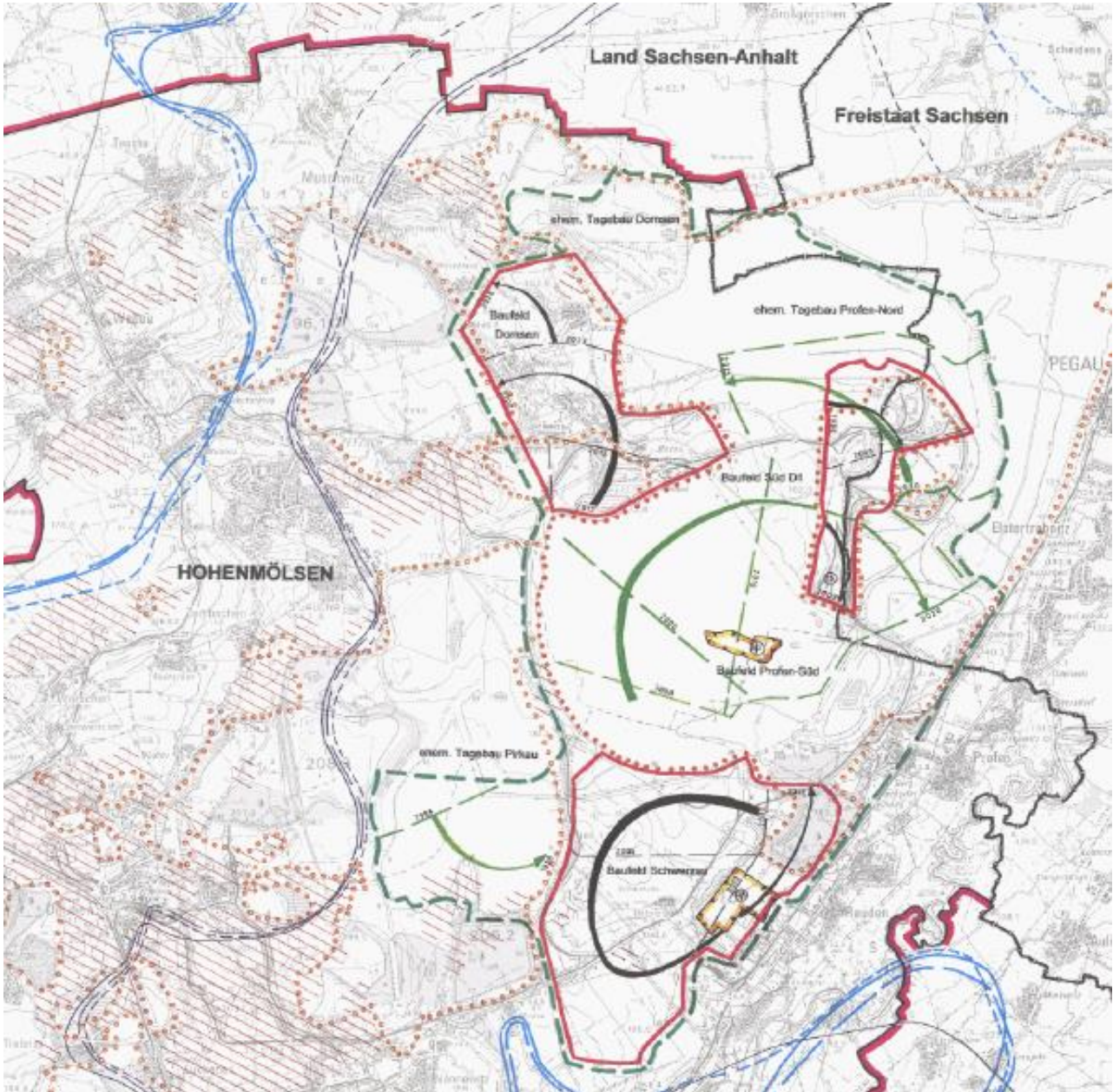


Abbildung 53: Ausschnitt aus dem Planungsgebiet des TEP mit dem Tagebau Profen und seinen Abbaufeldern<sup>125</sup>

Der 1996 zugelassene TEP befindet sich derzeit in der Neuarbeitung. Durch die große Anzahl einzubeziehender Träger öffentlicher Belange (da nicht nur der Tagebau Profen betroffen ist) ist der Abschluss des Verfahrens offen. Der Rahmenbetriebsplan für den Tagebau Profen kann erst danach überarbeitet werden.

<sup>125</sup> Regionale Planungsgemeinschaft Halle (1996), Karte\_1.pdf



## Abbaustand



Abbildung 54: Luftbild Tagebau Profen, Stand 01.01.2017<sup>126</sup>

Ab dem Jahr 2003 begann der Wiederaufschluss des gestundeten Baufeldes Schwerzau. Die Umsiedlung der Ortslage Schwerzau war bereits 1994 abgeschlossen. Das sich derzeit in der Endphase des Braunkohlenabbaus befindliche Baufeld soll etwa ab 2024 mit den Sumpfungswässern der Baufelder Profen-Süd/D1 und Domsen sowie durch aufgehendes Grundwasser geflutet werden. Ab Mitte 2016 erfolgt die Abraumbewegung

<sup>126</sup> Haase (2017)

im Baufeld Domsen. Seit 2018 trägt das Abbaufeld zum Kohlenaufkommen des Tagebaus bei. Mit Stand vom 01.01.2019 sind in den Abbaufeldern noch folgende Braunkohlenvorräte vorhanden:<sup>127</sup>

Abbaufeld	Kohlenvorrat
Profen-Süd	0,8 Mio. t
Schwerzau	22,0 Mio. t
Domsem	82,0 Mio. t
<b>Gesamt</b>	<b>104,8 Mio. t</b>

Tabelle 13: Braunkohlenvorräte Tagebau Profen (Stand: 01.01.2019)

Nach Planung der MIBRAG ist zu erwarten, dass die Vorräte 2034 erschöpft sein werden und ab 2035 die Wiedernutzbarmachung der verbliebenen Bergbauflächen beginnt.

#### 4.3.1.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Der Neubau der Landstraße L 181 und die bergbauliche Inanspruchnahme der Kreisstraßen K 2196 und K 2197 wurden in einer Vereinbarung zwischen dem Burgenlandkreis, der Stadt Hohenmölsen und dem Bergbauunternehmen MIBRAG einvernehmlich geregelt. MIBRAG hat ihren Teil der Finanzierung bereits erbracht. Der Abschluss der Bauarbeiten und die Inbetriebnahme der Straße sind für 2022 geplant.

Von der Tagebauentwicklung sind keine Bahntrassen betroffen. Allerdings sind nach Beendigung des aktiven Bergbaus die Werkbahnanlagen zurückzubauen.

Nachdem der TEP Profen 1996 Klärung zur künftigen Entwicklung des Tagebaus Profen gegeben hat, kamen die Einwohner der Gemeinde Großgrimma (Abbaufeld Domsen) auf das Unternehmen MIBRAG zu und verhandelten eine sofortige Umsiedlung. Über 800 Einwohner wurden zum größten Teil in das neue Wohngebiet „Am Südhang“ der Stadt Hohenmölsen umgesiedelt. Diese Umsiedlung war im Wesentlichen bereits 1998 abgeschlossen. Heute befindet sich im Vorfeld des Tagebaus noch eine Metallbaufirma. Deren Verlagerung müsste nach derzeitigen Planungen etwa 2025 erfolgen.

2014 wurde die Abbauplanung für das Abbaufeld Domsen den Einwohnern der Ortsteile Wuschlaub und Tornau der Stadt Hohenmölsen vorgestellt. In einer Petition baten alle Einwohner des Ortsteiles Tornau und 80 % der Einwohner Wuschlaubs um eine Umsiedlung nach dem Beispiel des Ortsteiles Pödelwitz im Vorfeld des Tagebaus Schleenhain. Im Baufeld Domsen werden Flöz 1 und Flöz 23 gewonnen. Flöz 23 ist über das gesamte Baufeld verbreitet, verliert aber im Norden und Westen seine Bauwürdigkeit und zeigt die Grenzen des Braunkohlenabbaus an. Aus diesem Grunde wurde der Bitte der Einwohner nicht nachgekommen.

MIBRAG hat für das Abbaufeld Domsen den Sonderbetriebsplan Natur- und Artenschutz erarbeitet und dafür die Zulassung erhalten. So erfolgten umfangreiche Maßnahmen zur Umsiedlung von Amphibien, Reptilien, Brutplätzen für verschiedene Vogelarten und Fledermäusen vor Beginn der bergbaulichen Inanspruchnahme des Abbaufeldes.

Mit seiner Grundwasserabsenkung beeinflusst der Tagebau Profen unter anderem die Aue der Weißen Elster. Im TEP ist dazu ein Maßnahmenkatalog aufgeführt, um negative Einflüsse zu vermeiden. Das ständig durchgeführte Monitoring zeigt aber, dass diese Maßnahmen, insbesondere die Infiltration von Wasser zur Grundwasseranreicherung, nicht notwendig waren. Das Sümpfungswasser des Tagebaus diente und dient dazu, die im Südraum vorhandenen Restlöcher aus dem beendeten Braunkohlenbergbau zu füllen.

<sup>127</sup> MIBRAG 21.08.2019



2 Tagebau-Pumpstationen (MIBRAG)

65 km Druckrohrleitung DN 800 bzw. DN 600 (LMBV)

Überleitungsmenge 475 Mio. m<sup>3</sup>

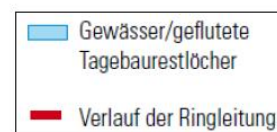


Abbildung 55: Nutzung von Sumpfungswasser zur Flutung von Bergbaufolgeseen im Südraum Leipzig<sup>128</sup>

Eine wesentliche Forderung des TEP und des BKP ist die Wiederherstellung des Flußgrabens im Osten des Tagebaus. Ebenso ist die Gruna, ein Vorfluter aus den Abbaufeldern Profen-Süd und Domsen, mit Wasser zu beaufschlagen. Mit dem Sumpfungswasser gestützt werden der Werbener See und der Mondsee. Beide sind durch die bergbauliche Tätigkeit entstanden.

#### 4.3.1.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Tagebau Profen besteht aus dem vormals eigenständig betriebenen Tagebau Profen (Aufschluss 1972), dem noch nicht in Abbau befindlichen Feld Schwerzau (hier war in den 1980er Jahren lediglich der Beginn des Aufschlusses vollzogen worden) und dem Feld Domsen als Anschlusstagebau für Profen-Süd. Betreiber des Tagebaus ist seit dem 01.01.1994 die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft.

Mit bis zu 8 Mio. t Braunkohlenförderung im Jahr versorgt der Tagebau Profen folgende Kraftwerke:

- **Kraftwerk Schkopau**  
Das Kraftwerk ist durch eine Bahnverbindung an den Tagebau gekoppelt. Bis zum Übergabebahnhof Währlitz erfolgt der Kohlentransport durch die MIBRAG-eigene Werkbahn. Auf Gleisen der DB übernimmt die Mitteldeutsche Eisenbahn GmbH den Transport und führt diesen auch im Gelände des Chemiearks Schkopau durch.
- **Heizkraftwerk Chemnitz**  
Das Heizkraftwerk wird per Bahn aus dem Tagebau Profen mit Braunkohlen beliefert.
- **Südzucker Zeitz**  
Die Belieferung erfolgt per LKW. Die Verladeanlage am KMS des Tagebaus Profen wurde eigens dafür errichtet.

Mit Braunkohlen aus dem Tagebau Profen werden außerdem die unternehmenseigenen Kraftwerke Deuben und Währlitz bedient. Diese dienen der Deckung des Eigenstrombedarfs und der Erzeugung von Prozessdampf (Deuben) sowie der Auskopplung von Fernwärme.

<sup>128</sup> Jolas, Peter (2019)



Die Profener Braunkohlen gehören zu den kalorisch und stoffwirtschaftlich wertvollsten in Deutschland. Heizwerte bis 12.000 MJ/kg und eine Vielzahl stoffwirtschaftlich interessanter Kohlenwasserstoffe führten bis 1990 zur Nutzung in der chemischen Industrie.

Aus öffentlich zugänglichen Quellen sind nur Durchschnittswerte zu den Qualitäten der Braunkohlen für den gesamten Tagebau zu entnehmen. Bekannt ist, dass die Streubreite, insbesondere beim Heizwert, sehr hoch ist. Die Kessel des Kraftwerks Schkopau wurden deshalb zwischenzeitlich an diese Veränderungen angepasst. Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Eigenschaften der Braunkohle aus dem Tagebau Profen.<sup>129</sup>

Parameter	Wert
Heizwert	11,0 MJ/kg
Wassergehalt	51,5 %
Asche	7,0 %
Schwefel	1,7 %

Tabelle 14: Qualitätswerte der Braunkohlen im Tagebau Profen

In der Staubfabrik Deuben werden ca. 150.000 t Braunkohlenbrennstaub erzeugt. Dieser findet hauptsächlich bei der Zementproduktion Anwendung.

#### 4.3.1.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

Im Tagebau sind vier Flöze ausgebildet, die vor 45 bis 20 Mio. Jahren entstanden sind. Die Zählweise folgt dem Alter der Entstehung (von unten nach oben):

- Flöz 1: Sächsisch-Thüringisches Unterflöz, 2 – 8 m mächtig, in Kesseln bis 60 m (Profen-Süd), mit Flözaufspaltungen
- Flöz 23U: Bornaer Hauptflöz, relativ homogen ausgebildet mit 5 bis 16 m Mächtigkeit, Aufspaltung in das Thüringer Hauptflöz 23O (6 – 18 m) und das Bornaer Hauptflöz 23U
- Flöz 4: Böhlener Oberflöz, nur isoliert vorkommend 1 – 3 m, meist nicht abbauwürdig

Durch die Kesselstrukturen erreicht der Tagebau Teufen bis zu 155 m (+20 m über NN). Im Liegenden von Flöz 1 stehen zum Teil hochwertige Tone an, die – sofern sie nicht zum Schutz gegen aufstrebende Liegendwässer dienen – in der Keramikindustrie und als Dichtungsstoff für Deponien Verwendung finden können. Gegenwärtig erfolgt die Gewinnung im Süden des Abbaufeldes Profen-Süd und im Abbaufeld Schwerzau. Mit der Überkippung dieses Teils des Tagebaus durch die Innenkippe wird die Gewinnung von Begleitrohstoffen enden.

<sup>129</sup> Regionale Planungsgemeinschaft Halle (1996): S. 1298



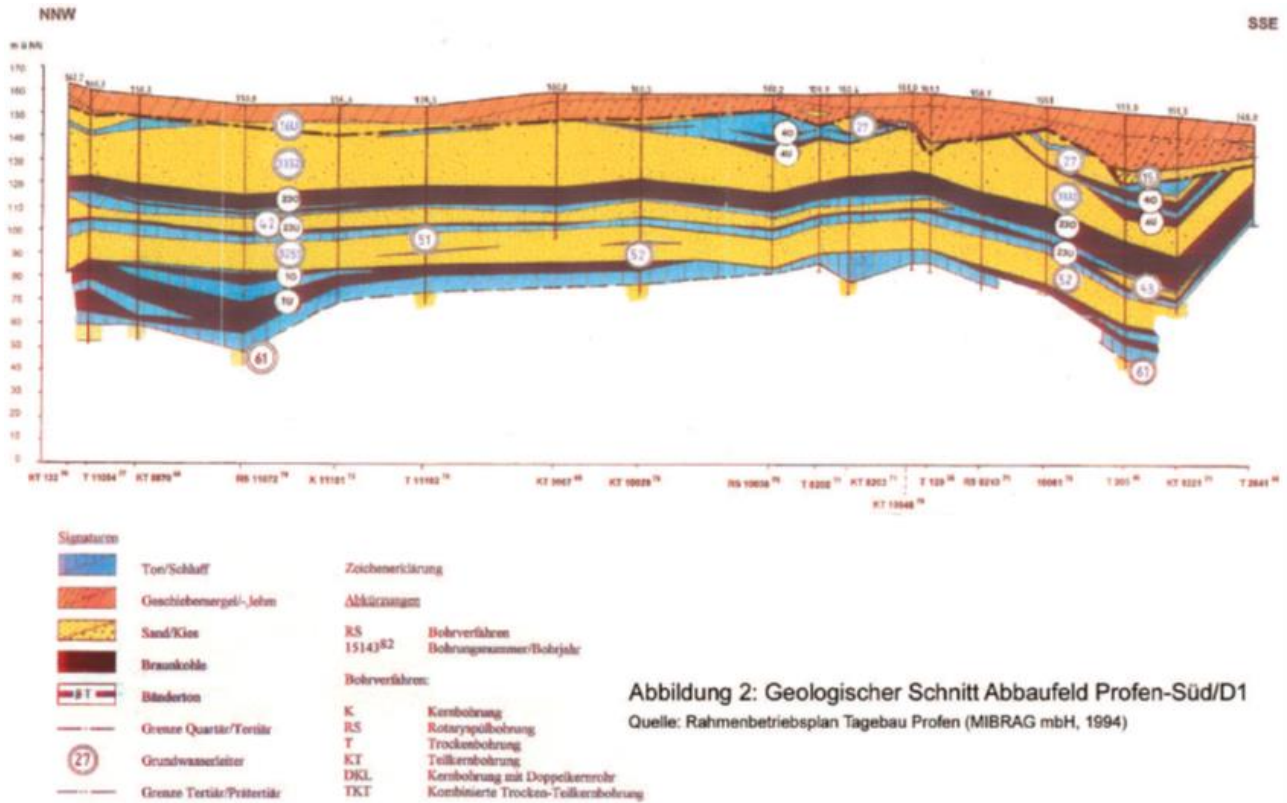


Abbildung 56: Geologischer Schnitt durch den Sächsischen Teil des Abbaufeldes Profen-Süd<sup>130</sup>

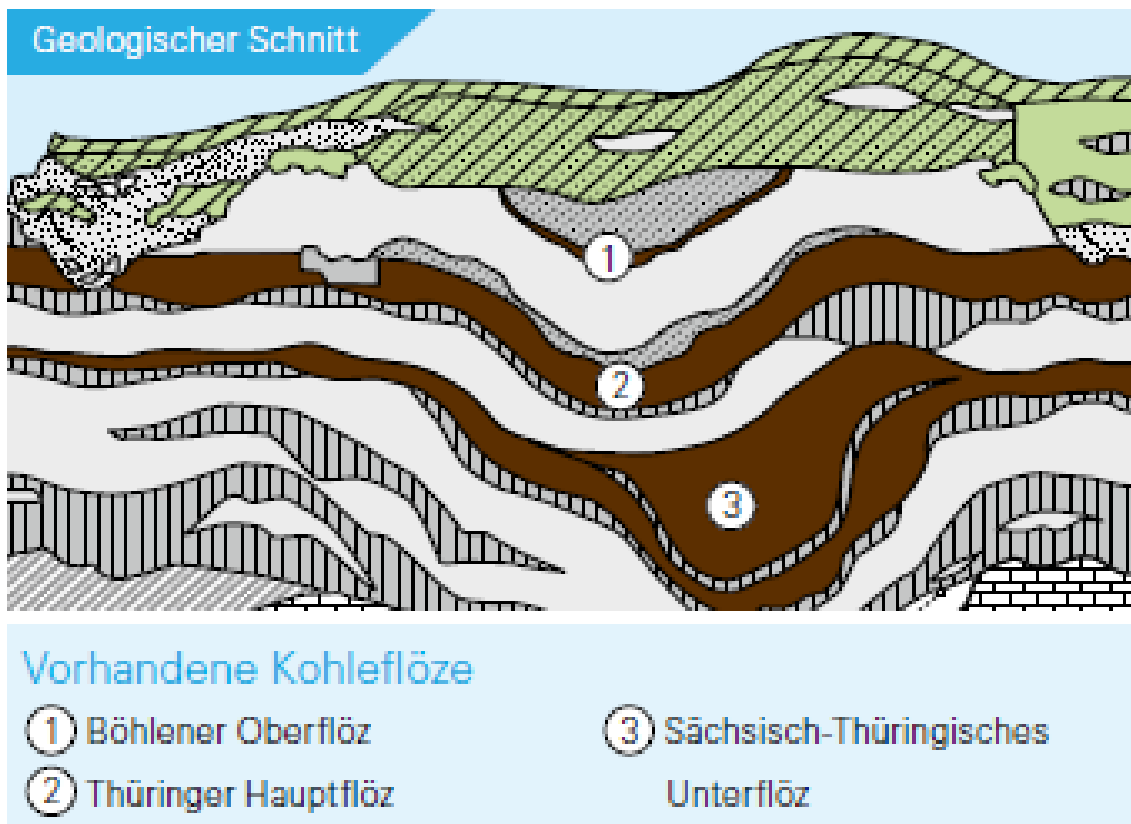


Abbildung 57: Geologischer Schnitt West-Ost<sup>131</sup>

<sup>130</sup> Braunkohlenplan

<sup>131</sup> MIBRAG



Abbildung 58: Gewinnung von Kohlen aus einem Kessel im Abbaufeld Schwerzau<sup>132</sup>

Das gesamte Feld ist von einer im Durchschnitt 4 bis 5 m mächtigen Lösschicht überdeckt, die für die Wiedernutzbarmachung der Kippenflächen genutzt wird. Die im Abraum anstehenden Sande und Schluffe zeigen teilweise ein tixotropes Verhalten (die feinkörnigen Böden neigen bei mechanischer Belastung, z. B. Vibration, zur Verflüssigung), wodurch spezielle Verkippungstechnologien erforderlich werden (Polderung). Eine Besonderheit sind die im Abraum anstehenden Quarzitbänke, die zu aufwendigen Sondertechnologien bei der Gewinnung führen. Die unterschiedliche Ausprägung der Flöze, insbesondere der Kessel, führt in den Abbaufeldern zu sehr unterschiedlichen Abraum-Kohle-Verhältnissen:

Abbaufeld	Abraum/Kohle-Verhältnis
Profen-Süd	1,7:1
Schwerzau	3,7:1
Domsem	3,5:1
<b>Gesamt</b>	<b>2,9:1</b>

Tabelle 15: Abraum-Kohle-Verhältnis im Tagebau Profen

Durch die im Folgenden beschriebenen Besonderheiten bei der Abraumgewinnung und -verkippung ist es nur bedingt möglich, versauerungsgefährdete Böden in den Tief lagen der Kippe einzubauen und diese mit säurepuffernden Materialien zu überdecken. Eine zeitweise Kalkung der Wässer in den Restseen Schwerzau und Domsen zur Verhinderung einer Versauerung kann deshalb nicht ausgeschlossen werden.

<sup>132</sup> EMCP



Bis auf geringe Teile der Böschungen im westlichen und südöstlichen Bereich des Baufeldes Profen-Süd besteht das Böschungssystem aus Altkippen und der im Aufbau befindlichen Innenkippe. Vor allem für die im Norden und Nordosten vorhandenen Quarzitkippen, die sich an Kippen aus Alttagebauen anlehnen, besteht eine erhebliche Gefahr des Setzungsfließens.



Abbildung 59: Quarzitkippe im Norden des Abbaufeldes Profen Süd (EMCP)

Die Aufnahme in Abbildung 60 zeigt die Situation im Norden des Abbaufeldes Profen-Süd. Die Abraumkippe wurde nach Norden vorangetrieben und wird jetzt Richtung Westen entwickelt. Die Bandsysteme können dann erheblich verkürzt werden. Anschließend erfolgt die Verfüllung des verbleibenden Schlauches zwischen Innenkippe und Altkippen. Im Hintergrund ist ein SRS-2000-Schaufelradbagger des Tagebaus im ersten Schnitt im Abbaufeld Domsen zu sehen.



Abbildung 60: Innenkippe Abbaufeld Profen-Süd in der Nähe zur Quarzitkippe im Norden<sup>133</sup>

<sup>133</sup> EMCP

Wie bereits beschrieben, erfolgt derzeit die Verkippung noch in den Abbaufeldern Schwerzau und Profen-Süd. In Schwerzau handelt es sich noch um Mittelabraum, dessen anfallende Mengen noch zu hoch sind, um ihn direkt auf das Liegende zu verstürzen.

Nach Abschluss der Verkippung in Schwerzau wechselt der Absetzer in das Abbaufeld Profen-Süd. Dort erfolgt durch das zweite im Tagebau Profen befindliche Gerät die in Abbildung 53 gezeigte Gestaltung der Innenkippe zur Sicherung der Quarzitkippen im Norden. Zukünftig wird die Innenkippe nach Südosten und im Norden entwickelt werden. Durch das Massendefizit, das durch die notwendige Verkippung im Abbaufeld Schwerzau entstanden ist, wird die oberste Kippscheibe in Hochschüttung nur schmal ausgelegt sein und eine Endgestaltung mit Planiertechnik stattfinden. Trotz spezieller Technologien zur Herstellung dauerhaft standsicherer Kippen sind unterhalb der Wasserwechselzone Neigungen von 1:5 erforderlich. Die Uferzone muss auf 1:10 und die Böschungen oberhalb derer auf 1:4 abgeflacht werden. Alle Abraummassen sollen zukünftig im Abbaufeld Profen-Süd zur Gestaltung und Sicherung der Uferbereiche des Restsees zum Einsatz kommen. Dafür stehen noch etwa 250 Mio. m<sup>3</sup> zur Verfügung.

Nachdem die Grobprofilierung der Böschungssysteme durch die Tagebaugroßgeräte im Regelbetrieb abgeschlossen ist, sind weitere Erdbauarbeiten mittels mobiler Technik notwendig. Ca. 21 Mio. m<sup>3</sup> müssen mit Planiertechnik und Erdbaukomplexen zum Teil lagenweise verdichtet eingebaut werden. Darüber hinaus müssen verdeckte Dämme im gesamten östlichen Teil des Restsees Domsen angelegt werden. Das betrifft ca. 17,4 Mio. m<sup>3</sup> bzw. 10 km.

Mit der Bildung des Tagebaus aus den drei Abbaufeldern waren klare Vorstellungen an die Sanierung und die Gestaltung der Nachfolgelandschaft verbunden. Die Landschaft war und ist geprägt von einer über 200-jährigen Geschichte des Braunkohlenbergbaus in diesem Gebiet. So sollte das Restloch des ehemaligen Tagebaus Pirkau mit Abraum aus dem Abbaufeld Profen-Süd vollständig verfüllt und der Landschaftssee Mondsee als Badensee gestaltet und durch Zufuhr von Sumpfungswasser mit einem stabilen Wasserspiegel versehen werden. Die Abraummassen aus den Abbaufeldern Schwerzau und Domsen sollten zielgerichtet zur Verfüllung des Abbaufeldes Profen-Süd und damit der Sicherung der Kippen aus dem Tagebau Profen-Nord dienen. Durch die Überbaggerung von Alltagebauen und Tiefbauen im Bereich des Abbaufeldes Domsen sollte dort eine dauerhafte bergmännische Sicherung durch die Schaffung des Domsener Sees erfolgen. Der Zuschnitt des Tagebaus ergab sich aus den noch verbliebenen, unverritzten Lagerstättenteilen westlich der Bundesstraße B2 und dem Auslaufen der Kohleflöze im Norden (Domsen) und Süden. Im Westen und Nordosten ergab sich die Grenze durch die bereits abgebauten Flöze. Trotzdem war mit der Tagebaugröße von rund 336 Mio. t eine wirtschaftlich akzeptable Größe gegeben.

Dieses Konzept ist bereits jetzt dadurch nur noch bedingt umsetzbar, weil die Sicherung der sehr steilen Böschungen im Abbaufeld Schwerzau eine veränderte Nachfolgelandschaft im Abbaufeld Profen-Süd bedingt. Die vollständige Verfüllung ist nicht mehr möglich und es wird wesentlich mehr Seeflächen als ursprünglich geplant geben. Der Anteil an landwirtschaftlicher Nutzfläche schrumpft.

#### **4.3.1.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen**

Durch den gleichzeitigen Betrieb aller drei Baufelder betragen die Hebung von Sumpfungswasser und das Abpumpen von Oberflächenwasser bis zu 70 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr. Um die Qualitätswerte für die Einleitung in die Weiße Elster zu gewährleisten, wurde 2016 eine Grubenwasserreinigungsanlage in Betrieb genommen. Diese kann bis zu 120 m<sup>3</sup>/min reinigen. Der Eisengehalt darf dabei 1,5 mg/m<sup>3</sup> nicht überschreiten.

Das im Norden des Abbaufeldes Domsen befindliche Flüsschen Grunau wird direkt mit Sumpfungswasser des Tagebaus gestützt. Auch nach Beendigung des aktiven Bergbaus ist eine Stützung bis voraussichtlich 2075 notwendig. Erst dann werden die Grundwasserverhältnisse das für einen selbsttragenden Wasserhaushalt erforderliche Niveau erreicht haben. Es muss davon ausgegangen werden, dass auch der Landschaftssee Mondsee über die Zeit der Kohlenförderung hinaus durch die Zuführung von Grubenwässern gestützt werden muss.



Die künftige Lage der Restseen ist aus Abbildung 61 ersichtlich. Es wird deutlich, dass der Domsener See eine wesentlich größere Oberfläche haben wird, als es der derzeit noch gültige TEP ausweist. Statt ursprünglich geplanten 935 ha wird sich die Seefläche um über 15 % auf ca. 1.100 ha vergrößern. Die im Vorsorgekonzept der MIBRAG enthaltenen Angaben spiegeln diesen künftigen Zustand wider.<sup>134</sup>

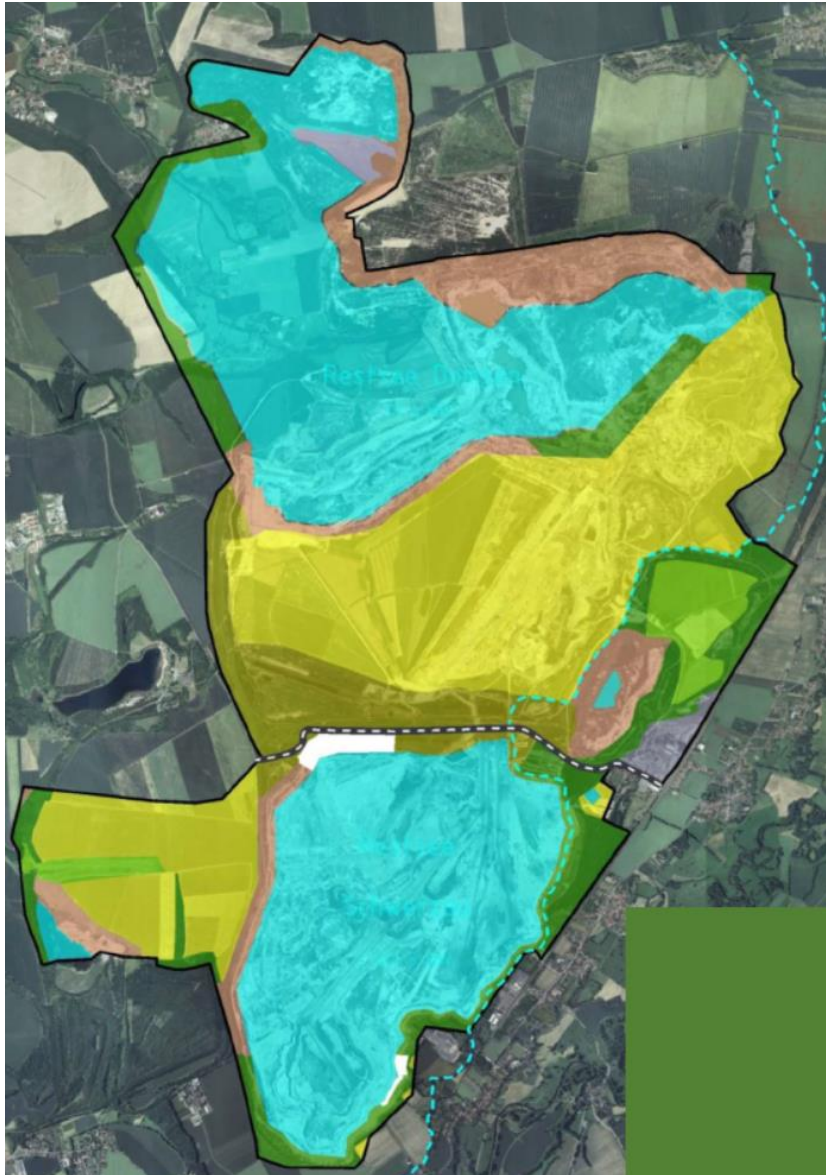


Abbildung 61: Restsee Domsen und Schwerzau<sup>135</sup>

Die Größe des Restsees Schwerzau ändert sich nicht und beträgt ca. 870 ha. Die Flutung des Restsees Schwerzau wird ab ca. 2029 mit den Sumpfungswässern des Abbaufeldes Domsen mit 20 Mio. m<sup>3</sup>/a realisiert. Außerdem werden ca. 86 Mio. m<sup>3</sup> aus der Weißen Elster zugeführt. Für die Entnahme der Wässer aus der Weißen Elster müssen eine Pumpstation und eine ca. 2 km lange Rohrleitung gebaut werden, in Umkehrung der jetzt offenen Ableitung durch einen Graben in die Weiße Elster. Nach der planmäßigen Einstellung des Tagebaubetriebes in Domsen und dem anschließenden Betreiben der Entwässerung zum Rückbau der technischen Ausrüstungen und zur Endgestaltung der Böschungssysteme bis etwa 2038 wird das Restloch Schwerzau mit einem Niveau von 141,3 m NHN gefüllt sein. Eine Stützung des Wasserspiegels erfolgt durch Wasserentnahme aus der Weißen Elster und durch Wasserhebung aus Filterbrunnen.

<sup>134</sup> MIBRAG (2018)

<sup>135</sup> Zimmer, Bastian (2018)

Für die Flutung des Restsees Domsen, für den ca. 365 Mio. m<sup>3</sup> benötigt werden, wird ebenfalls das Wasser der Weißen Elster genutzt. Dazu können die vorhandenen Rohrleitungen zur Grubenwasserreinigungsanlage genutzt werden. Die für die Füllung und Stützung des Wasserspiegels im Restsee Schwerzau errichtete Pumpstation wird auch hierzu genutzt. Die Endwasserhöhe im Domsener See wird bei 132 m NHN liegen. Die Erfahrungen bei der Flutung von Restseen in Mitteldeutschland zeigen, dass etwa 25 Jahre nach Betriebsende die Endwasserspiegelstände erreicht werden. Eine Stützung, bis zum endgültigen Ausgleich der Grundwasserverhältnisse über diesen Zeitraum hinaus, ist nicht ausgeschlossen.

Um die umfangreichen Böschungssicherungsmaßnahmen und den Rückbau der technischen Ausrüstungen durchführen zu können, muss die Sumpfung im Abbaufeld Domsen noch drei Jahre fortgesetzt werden. Bislang gibt es keinen Kenntnisstand zur Notwendigkeit einer Wasserbehandlung (chemisch-biologisch) des für die Flutung bereitzustellenden Flusswassers. Bisher wird davon ausgegangen, dass die Qualität des Wassers in beiden Restseen die gesetzlichen Anforderungen erfüllt. Eventuell ist eine zeitlich begrenzte Bekalkung notwendig.

Im TEP und im BKP werden für die Gestaltung der Nachfolgelandschaft nur qualitative Ziele angegeben. Die Forderung nach einer vorrangig landwirtschaftlichen Nutzung der wiederhergestellten Flächen wird während des laufenden Bergbaubetriebes auf den Außen- und Innenkippen erfüllt. Die Dauer der Schaffung von Böden mit etwa gleichwertiger Bodenwertzahl beträgt zwischen 8 und 10 Jahren.

Die mit der abschließenden Flächengestaltung geschaffenen Flächen sind, da meist Böschungssysteme, naturgemäß für eine landwirtschaftliche Nutzung nicht geeignet. Im Wiedernutzbarmachungskonzept ist die Bepflanzung bzw. Begrünung von 221 ha vorgesehen. Hinzu kommen 307 ha, die für Sukzessionsflächen vorgesehen werden. Während der Rekultivierungsphase werden als Erosions- und Emissionsschutz 481 ha zwischenbegrünt.

Bereits in der Auslaufphase des Bergbaubetriebes erfolgt der Rückbau der technischen Ausrüstungen. Der Schwerpunkt liegt dafür aber in den ersten Jahren nach Einstellung der Kohlenförderung. Gleiches gilt für den Rückbau von Gleisanlagen, Gebäuden und baulichen Anlagen.

Mit Abschluss der Wasserhebung werden die Filterbrunnen- und Wasserableitungssysteme zurückgebaut. Dieser Prozess zieht sich, mit abnehmendem Umfang, bis zum Ende der Stützung der Grunau, über etwa 40 Jahre nach Einstellung des Bergbaus.

## 4.3.2 Schleenhain

### Planungs- und Genehmigungsstand

Mit Beschluss der Verbandsversammlung vom 17.12.2010 wurde der Braunkohlenplan Tagebau Vereinigtes Schleenhain mit integrierter Teilfortschreibung des Braunkohlenplans als Sanierungsrahmenplan Tagebau Haselbach in der neu aufgestellten Fassung vom 25.11.2010 festgestellt. Mit der Bekanntmachung am 25.08.2011 trat er in Kraft.<sup>136</sup> Dazu heißt es in der zwischen dem Sächsischen Oberbergamt und der MIBRAG geschlossenen Vorsorgevereinbarung vom 5. Dezember 2018:

„Der in 1998 genehmigte Rahmenbetriebsplan sowie der in 2011 in Kraft gesetzte Braunkohlenplan für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain und das darüber hinaus aktuell erarbeitete technologische Konzept der Tagebauentwicklung inklusive der Inanspruchnahme der Vorbehaltsgebiete Podelwitz und Obertitz bilden die Basis der Bearbeitung des Wiedernutzbarmachungskonzeptes, in dem die Gestaltung der Resträume in den Abbaufeldern Peres und Groitzscher Dreieck berücksichtigt ist. Es werden zwei große Restseen entstehen, der Pereser und der Groitzscher See.“<sup>137</sup>

<sup>136</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011)

<sup>137</sup> Vorsorgevereinbarung MIBRAG S. 26

Mit der Einbeziehung des Vorbehaltsgebietes der Ortslage Pödelwitz vergrößert sich der gewinnbare Lagerstättenvorrat um ca. 25 Mio. t. Diese sind aber in den Ausweisungen der Vorräte des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain nicht berücksichtigt.

Abbildung 62 zeigt die im Braunkohlenplan festgelegten, ausgewiesenen Vorranggebiete für den Braunkohlenabbau und die Vorbehaltsgebiete Pödelwitz und Obertitz, die Abbaureihenfolge, die Nachfolgelandschaft mit den Restseen Pereser See und Grotzcher See sowie die Flächen für landwirtschaftliche, forstwirtschaftliche und sonstige Nutzung.

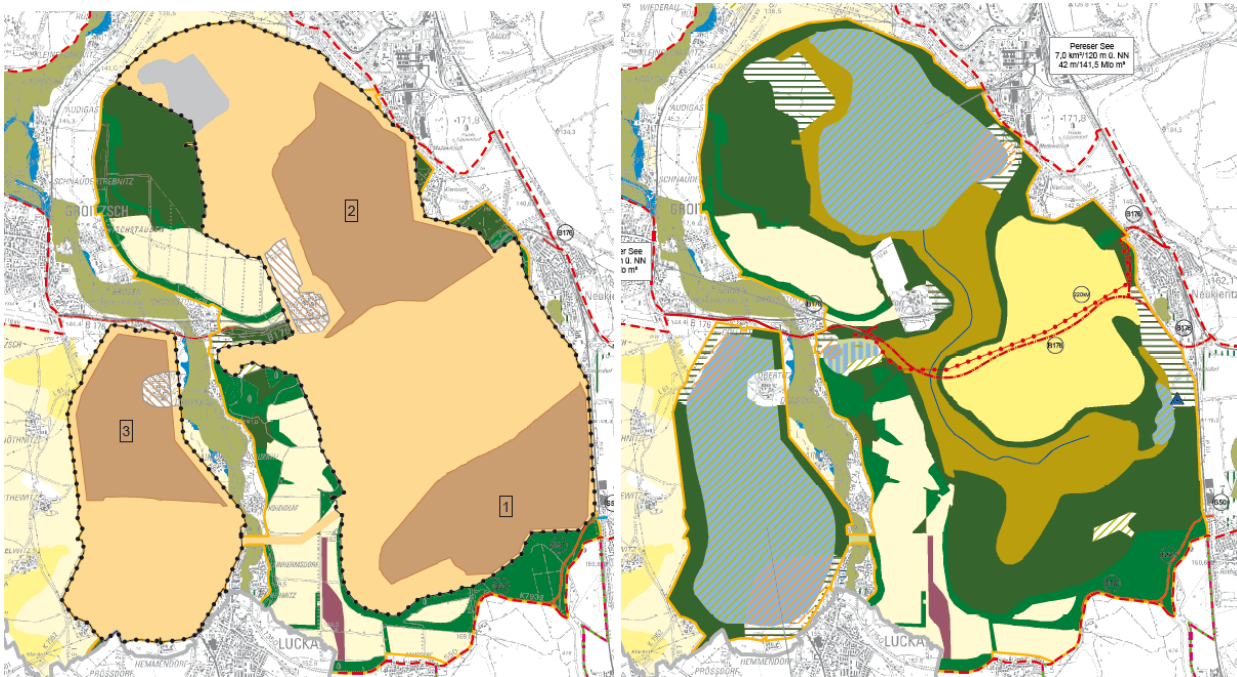


Abbildung 62: Braunkohlenabbau (links) und Endzustand (rechts)<sup>138,139</sup>

Der derzeit gültige Rahmenbetriebsplan 1995 wurde am 19.11.1998 zugelassen. MIBRAG bereitet sich derzeit auf das Änderungsvorhaben des bestehenden Rahmenbetriebsplanes für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain mit den Abbaufeldern Schleenhain, Peres und Grotzcher Dreieck vor. Ein erster Schritt dazu ist die Umweltverträglichkeitsuntersuchung (UVU), die die Voraussetzungen für eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) schafft. Zum Änderungsvorhaben und damit zum Gegenstand des Antrages gehören unter anderem die Gestaltung und Aufnahme des Neukieritzscher Sees in die Bergbaufolgelandschaft, die Erweiterung der Rahmenbetriebsplangrenze zur Inanspruchnahme der Ortslage Pödelwitz und die endgültige Abwägung zur Inanspruchnahme der im Braunkohlenplan als Vorbehaltsgebiet ausgewiesenen Ortslage Obertitz.<sup>140</sup>

<sup>138</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2010a)

<sup>139</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2010b)

<sup>140</sup> MIBRAG (2019b)



## Abbaustand



Abbildung 63: Luftbild Tagebau Vereinigtes Schleenhain Stand 01.01.2017<sup>141</sup>

Abbildung 63 zeigt den Tagebau Anfang 2017. Im Abbaufeld Schleenhain erfolgt die Auskohlung der Heuersdorfer Senke. Von den nach Unternehmensangaben zum 01.01.2017 ausgewiesenen 46 Mio. t Braunkohlen dürften zum Stand 01.01.2019 noch etwa 30 Mio. t Vorrat vorhanden sein. Der noch vorhandene Restabraum (Mittelabraum) wird direkt auf das Tagebauliegende verstrützt. Im Abbaufeld Peres werden das Böhlener Oberflöz und das Flöz 230 gewonnen. Erst mit Abschluss des vollständigen Aufschlusses 2022 erreicht die Kohlenförderung im Abbaufeld Perse ihre geplante Höhe. Die gewinnbaren Vorräte dürften noch ca. 108 Mio. t betragen. Die im Vorbehaltsgebiet Pödelwitz vorhandenen 25 Mio. t sind hier nicht einbezogen. Die Vorräte

<sup>141</sup> Haase (2017)



im Abbaufeld Groitzsch betragen 68 Mio. t, wobei hier die ca. 15 Mio. t des Vorbehaltsgebietes Obertitz Bestandteil des Vorratsausweises sind.<sup>142 143</sup> Mit Stand vom 01.01.2019 sind in den Abbaufeldern noch folgende Braunkohlevorräte vorhanden:<sup>144</sup>

Abbaufeld	Kohlevorrat
Schleenhain	30,8 Mio. t
Peres	108,0 Mio. t
Groitzscher Dreieck	68,0 Mio. t
<b>Gesamt</b>	<b>206,8 Mio. t</b>

Tabelle 16: Braunkohlevorräte Tagebau Schleenhain (Stand: 01.01.2019)

#### 4.3.2.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Um das Abbaufeld Peres von Süden zu erschließen, mussten die B 176 sowie eine 220-kV-Leitung der Enviam zwischen den Orten Pödelwitz und Neukiritzsch verlegt werden. Die neuen Trassen verlaufen über die Innenkippe des Abbaufeldes Schleenhain. Die Verlegung wurde im September 2013 abgeschlossen.

Die bereits 1999 stillgelegte Bahnlinie Groitzsch-Neukieritzsch wurde ersatzlos mit dem Beginn des Aufschlusses des Abbaufeldes Peres devastiert.

Im Braunkohlenplan heißt es:

„Für den Ortsteil Obertitz der Stadt Groitzsch wird mit dem vorliegenden Braunkohlenplan angesichts des über das Jahr 2030 hinausreichenden Prognosehorizonts keine abschließende regionalplanerische Entscheidung über Umsiedlung oder Erhalt getroffen. Die Einordnung als Vorbehaltsgebiet Braunkohlenabbau (Abbaufäche bzw. betriebsnotwendige Fläche) bedingt nach § 8 Abs. 7 Raumordnungsgesetz (ROG; Fassung vom 30.12.2008), dass dieser Zweckbestimmung bei der Abwägung gegenüber konkurrierenden raumbedeutsamen Nutzungen und Funktionen ein besonderes Gewicht einzuräumen ist. Eine planerische Letztentscheidung ist nach Sachlage spätestens bis ca. 2025 zu treffen, um einen angemessenen Vertrauensschutz sowohl für die berührten Bürger als auch für den Bergbautreibenden zu gewährleisten. Bei einem eindeutigen Interesse insbesondere der Bürger von Obertitz an einer frühzeitigen Umsiedlung könne eine Rahmensetzung insbesondere zu Entschädigungsgrundsätzen, Umsiedlungsstandort, Identitätsbezügen zum Heimatort und zur Ausgestaltung des Zwischenraums in einem ‚Vertrag zugunsten Dritter‘ zwischen Bergbautreibendem und Kommune (Stadt Groitzsch) geregelt werden.“<sup>145</sup>

Im gegenwärtig beginnenden Antragsverfahren wird die Ortslage Obertitz in die Abbauplanung einbezogen. Am Rand des Abbaufeldes Peres liegt der Ortsteil Pödelwitz der Stadt Groitzsch. 2008 informierte MIBRAG die Einwohner zur Entwicklung des Kohlenabbaus im Abbaufeld Peres und zu den Maßnahmen, um den Ort vor Staub- und Lärmemissionen des Tagebaus zu schützen. 2009 signalisierte ein Großteil der Bürger, dass sie einen Umzug einem Verbleib im Ort vorziehen würden. Nach einer umfassenden Diskussion sprachen sich in einer Abstimmung 90 % der Einwohner für eine Umsiedlung aus. Am 16.11.2012 wurden der Grundlagenvvertrag zur Umsiedlung der Ortslage Pödelwitz und ein Nachbarschaftsvertrag unterzeichnet. Von ehemals 130 Bewohnern wohnen mit Stand 01.07.2019 noch 27 Einwohner in Pödelwitz. Eine bergbauliche Inanspruchnahme des Ortes kann aber erst erfolgen, wenn die Feststellungsbescheide zum Änderungsvorhaben des Rahmenbetriebsplanes und dem dann folgenden Hauptbetriebsplan vorliegen.

Im Braunkohlenplan wird die Gestaltung von Sukzessionsflächen mit einer Größe von 8,9 km<sup>2</sup> gefordert. Der Großteil davon entfällt auf ein zusammenhängendes, talförmig auszubildendes Gebiet auf der Innenkippe des

<sup>142</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011), S. 21

<sup>143</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011), S. 21

<sup>144</sup> Haase (2017), DEBRIV (2019a)

<sup>145</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011), S. 51

Tagebaus. Auflagen für die zwischenzeitliche Sicherung des Wasserhaushaltes bestehen nicht. Das im Tagebau gehobene Wasser wird, nach Reinigung in der Grubenwasserreinigungsanlage Peres, der Pleiße zugeführt und dient dort der Stabilisierung der Wasserqualität. Nach Beendigung des aktiven Bergbaus sollen Flutungsbauwerke und Wasserstände in den Restseen so gestaltet sein, dass eine natürliche Regelung des Wasserhaushaltes erfolgt. Große Bedeutung wird dabei auch der Geländeprofilierung der Innenkippe beigemessen.

### 4.3.2.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain besteht aus den vormals eigenständig betriebenen Tagebauen Schleenhain, Peres und Grotzscher Dreieck. In der folgenden Tabelle sind Eckdaten zu den einzelnen Tagebauen aufgeführt.

	Schleenhain	Peres	Grotzscher Dreieck
<b>Beginn Entwässerung</b>	1949	1964	1974
<b>Aufschluss</b>	1949	1966	1975
<b>Beginn Kohlenförderung</b>	1953	1970	1977
<b>Stundung</b>	1995 – 1999	1990 – 2013	1991 – ca. 2030
<b>Teufe</b>	120 m	70 m	80 m

Tabelle 17: Kennzahlen Tagebau Vereinigtes Schleenhain<sup>146</sup>

Der Betreiber des Tagebaus ist die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH. Zum Erhalt wirtschaftlicher Kerne in Ostdeutschland wurde beschlossen, südlich von Leipzig neben dem Altkraftwerk Lippendorf ein neues Braunkohlenkraftwerk mit zwei 920-MW-Blöcken zu errichten. Die Versorgung sollte aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain erfolgen. Der Zuschnitt des Tagebaus ergab sich aus der für einen vierzigjährigen Betrieb des Kraftwerks notwendigen Kohlenmenge, wobei von einem Durchschnittsbedarf von 10 Mio. t/a ausgegangen wurde. Das 1999/2000 in Betrieb genommene Kraftwerk ist durch eine Bandanlage direkt mit dem Kohlenmisch- und Stapelplatz (KMS) des Tagebaus verbunden. Dieser kann bis zu 400.000 t bevorraten, sodass eine Versorgung des Kraftwerkes, ohne Förderung im Tagebau, bis zu 10 Tage gewährleistet ist.

Laut Braunkohlenplan betrug der am 01.01.2010 noch zur Verfügung stehende Braunkohlenvorrat 316 Mio. t, ohne das Teilfeld Pödelwitz. Die aktuelle Vorratszähl (Hochrechnung) beträgt zum 01.01.2019 ca. 210 Mio. t. Somit wurden in 19 Jahren durchschnittlich 10,5 Mio. t gefördert (1999 wurden 3,5 Mio. t und 2000 8,8 Mio.t geliefert).

In den Jahren nach einer Rutschung im Tagebau Amsdorf übernahm die MIBRAG die Versorgung der Veredlungsanlagen der ROMONTA GmbH. Bis März 2015 wurden ca. 600.000 t per LKW aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain nach Amsdorf geliefert. Ebenso erfolgte und erfolgt die Versorgung der Zuckerfabrik Zeitz, wenn durch Störungen oder Revisionen eine Versorgung aus dem Tagebau Profen nicht möglich ist.

Die Kohlen im Tagebau Vereinigtes Schleenhain werden durch folgende durchschnittliche Qualitätsparameter charakterisiert:<sup>147</sup>

<sup>146</sup> Braunkohlenplan

<sup>147</sup> Braunkohlenplan, MIBRAG

Parameter	Wert
Heizwert	10,5 MJ/kg
Wassergehalt	52,0 %
Asche	6,5 %
Schwefel	1,7 %

Tabelle 18: Qualitätswerte der Braunkohlen im Tagebau Schleenhain

Die Spannbreiten sind in den Flözen und Abbaufeldern sehr unterschiedlich. Das Herstellen der vertraglich vereinbarten Qualität für die Lieferungen an das Kraftwerk erfolgt durch selektive Gewinnung am Stoß, durch die Mischung auf den Sammelbändern und die Ein- und Ausstapeltechnologie auf dem KMS.

Der hohe Schwefelgehalt der mitteldeutschen Braunkohlen erfordert zur Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte den Betrieb von Rauchgasentschwefelungsanlagen. Der durch den Einsatz von Kalk entstehende Gips wird gegenwärtig im Alltagebau Peres oberhalb der Grundwassergrenze für eine spätere Nutzung zwischengelagert. Die technischen Anlagen im Kraftwerk sind in der Lage, auch alle anderen Grenzwerte einzuhalten.

Obwohl die Braunkohlen sehr hochwertig sind (u. a. Wachsgehalte von >10 %) werden sie bis auf Sonderfälle (ROMONTA) im Kraftwerk eingesetzt. Eine Belieferung von Veredlungsbetrieben erfolgt nicht.

#### 4.3.2.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

Die aus dem Eozän und Oligozän stammenden Flöze wurden durch die Elstereiszeit im Hangenden und durch Auslaugungsprozesse im Liegenden stark verformt. Besonders das Sächsisch-Thüringische Unterflöz ist kesselartig ausgebildet. Die oberen Flöze sind teils stark erodiert und damit in vielen Bereichen nicht abbauwürdig.

Im Tagebau sind vier Flöze ausgebildet, die vor 45 bis 20 Mio. Jahren entstanden sind. Die Zählweise folgt dem Alter der Entstehung (von unten nach oben):

- Flöz 1: Sächsisch-Thüringisches Unterflöz, 2 bis 5 m mächtig, in auslaugungsbedingten Kesseln bis 30 m, mit Flözaufspaltungen in Ober- und Unterbank
- Flöz 23U: Bornaer Hauptflöz, relativ homogen ausgebildet mit 12 m Mächtigkeit im Westen und bis 25 m im Osten, im Westen Aufspaltungen in zwei Flözbänke
- Flöz 23O: Thüringer Hauptflöz, im Westen 2 bis 10 m mächtig, im Osten 3 m, über große Bereiche (Fluss-sandzonen) erodiert
- Flöz 4: Böhlener Oberflöz, im Osten der Lagerstätte 2 bis 6 m mächtig

Die Flöze sind in Abbildung 64 dargestellt.

West

Nord

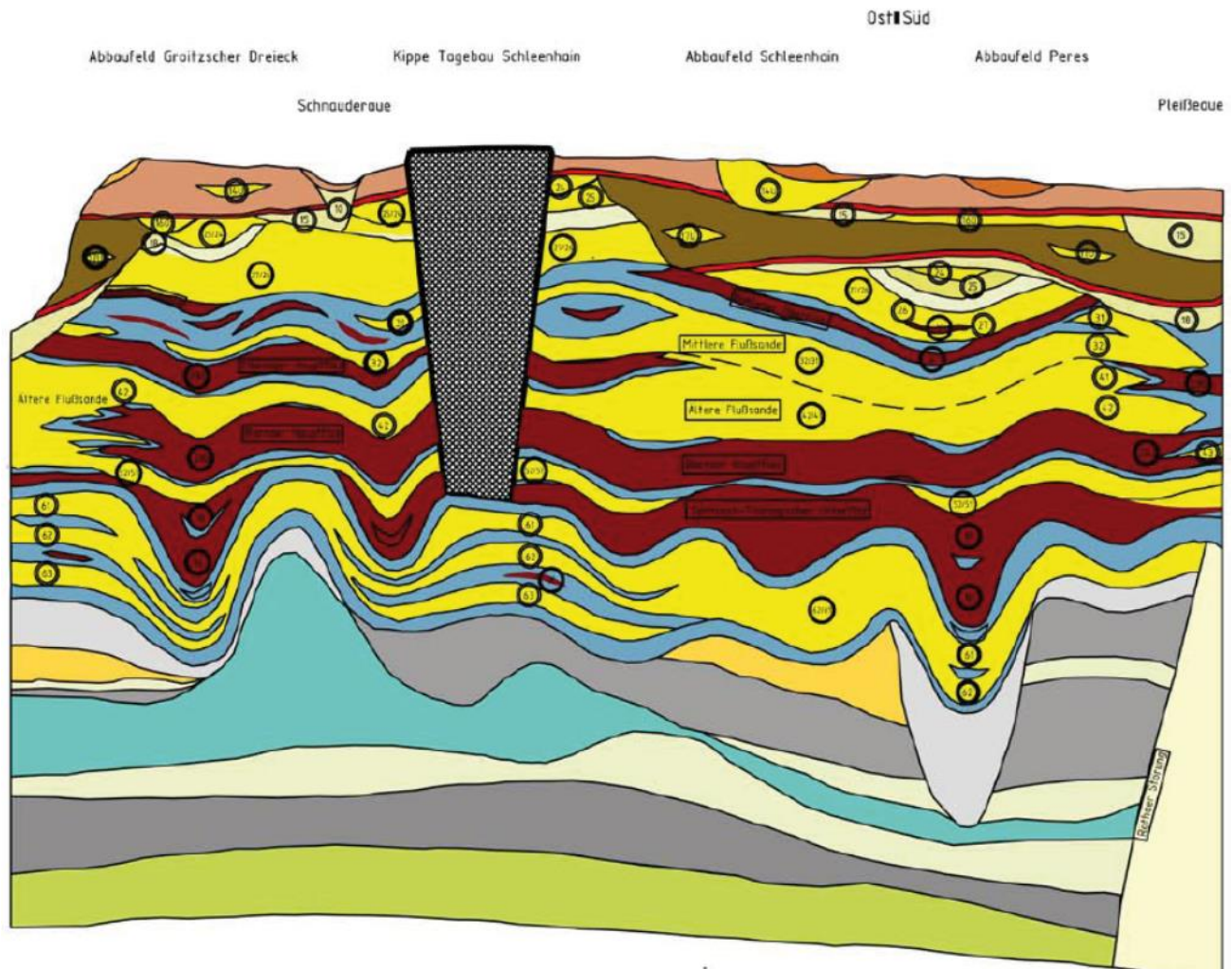


Abbildung 64: Repräsentativer Schnitt<sup>148</sup>

Die größten Teufen werden im Abbaufeld Schleenhain erreicht (Heuersdorfer Senke). Nach Norden steigen die Flöze etwas an, werden aber schmaler und die Kesselstrukturen nehmen ab. Im Allgemeinen ergibt sich eine Abraumüberdeckung von 30 bis 60 m. In Teilbereichen, dort wo das Flöz 4 ansteht, kann die Überdeckung auch unter 30 m sein. Für den Transport, aber vor allem für die Stabilität der Kippen ist der hohe bindige Anteil von 30 bis 45 % und lokal 60 % problematisch. Trotz flacher Endböschungsgestaltung und Anstützungen wird eine zusätzliche Verdichtung in großen Teilen der gekippten Böschungen erforderlich.

Im Oberabraum stehen pleistozäne Schotter und Elster- bzw. Saale-Geschiebemergel an. Die hohe Abrasivität dieses Materials führt zu erheblichen Verschleißerscheinungen an den Graborganen der Gewinnungsgeräte. Zwischenmittel werden durch Tone und Flusssande gebildet. Das durchschnittliche Abraum-Kohle-Verhältnis beträgt 3:1. Es ist im Süden durch die dort mächtigeren Kohlenflöze geringer als im Norden.

Durch die Absenkung des Grundwassers, die Bewegung der Abraummassen und die Kohleförderung wird durch den Zutritt von Luftsauerstoff die Freisetzung von Sulfat, Eisen und Säure angeregt. Im operativen Tagebaugeschehen wird dem begegnet, indem die Grundwasserabsenkung optimiert wird und das Sumpfungswasser in der Grubenwasserreinigungsanlage behandelt und erst dann der Vorflut zugeführt wird.

Um die Folgen für die Zeit und Landschaft nach dem Braunkohlenabbau zu minimieren, werden die Böden ihren Eigenschaften entsprechend in die Innenkippe eingebaut. So werden die versauerungsempfindlichen

<sup>148</sup> Braunkohlenplan



Lockergesteine im unteren Kippenbereich eingebaut. Die gezielte Verkippung von versauerungsunempfindlichen und säurepuffernden Böden erfolgt in der Hochschüttung der oberen Kippe. Eine Kulturbodenschüttung aus gemischtbindigem Material soll den Eintritt von Oberflächenwasser zur Grundwasserneubildung minimieren. Es wird angestrebt, dass der ursprüngliche Aufbau des Deckgebirges über den Kohlen auch in der Kippe erreicht wird (siehe Abbildung 65).

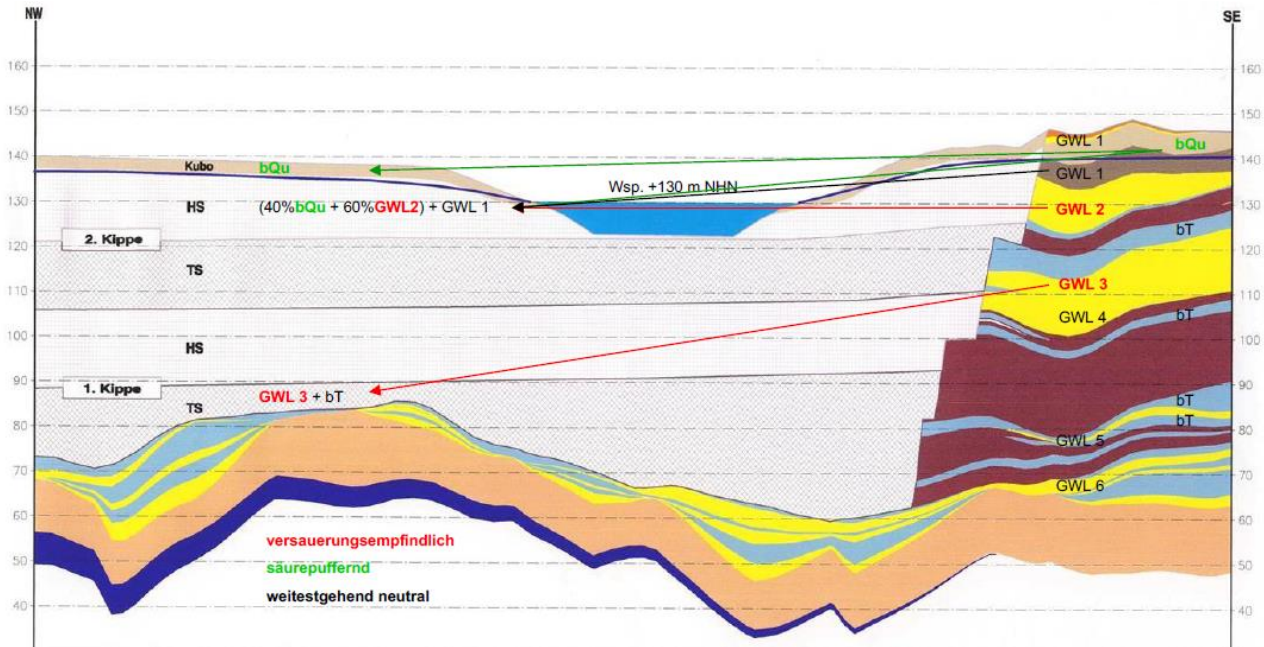


Abbildung 65: Prinzipieller Kippenaufbau der Innenkippe des Abbaufeldes Schleenhain<sup>149</sup>

Der hohe bindige Anteil führt zu einem thixotropen Verhalten der gewonnenen Abraummassen. Bereits bei der Verkippung neigen diese daher zum Ausfließen aus der Böschung. Dem wird mit einer Polderung der Vorkippen Rechnung getragen. Die zur Verkippung anstehenden Sande (bis zu 60 % des Abraums) weisen ein setzungsfließempfindliches Kornspektrum auf. Eine wichtige Maßnahme zur Stabilisierung der Böschungen ist deshalb die Herstellung verdeckter Dämme durch Rütteldruckverdichtung.

Für das Restloch Peres gehen die gegenwärtigen Abbauplanungen von einer Massenzuführung aus dem Abbaufeld Groitzscher Dreieck zur Anstützung der Randböschungssysteme im Osten des Restloches aus. Ziel ist die Minimierung erforderlicher Massenbewegungen zur standsicheren Gestaltung der gewachsenen Randböschung. Damit werden Rückgriffe auf das Hinterland vermieden, die aufgrund der Nähe zur Ortschaft Kieritzsch ohnehin nur bedingt möglich sind. Allerdings ist zu erwarten, dass aufgrund des im Abbaufeld Groitzscher Dreieck anstehenden Abraums mit erheblichen Feinsandanteilen eine Gefahr des Setzungsfließens besteht.

Zur Gewährleistung der Standsicherheit müssen die Neigungen bei gewachsenen Böschungen 1:4 und größer betragen. Das gilt sowohl für den Überwasser- wie auch den Unterwasserbereich. Bei gemischtbindigen Kippen – wegen des anstehenden Materials im Tagebau Schleenhain der größte Teil – sind maximale Neigungen von 1:7,5 möglich. Für die Wasserwechselzonen sind durchgängig Neigungen von 1:15 gefordert.

Ungeachtet der Abflachung der Böschungen werden Verdichtungsmaßnahmen in erheblichem Umfang notwendig sein. Dazu werden verdeckte Dämme in der Tiefschüttung der zweiten Kippe auf ca. 6 km Länge angelegt. Im Norden des Restloches wird ein gewachsenes Böschungssystem verbleiben. Die Endprofilierung wird mit mobiler Technik erfolgen.

Im Nordosten des Altagebaus Peres erfolgt die Sicherung des Böschungssystems (Kippe Absetzer 1077) durch die Errichtung eines Stützkörpers aus Aschestabilisat. Dazu werden die Aschen aus dem Kraftwerk Lippendorf genutzt. Zur Abdeckung des Aschekörpers sind ca. 1,5 Mio. m<sup>3</sup> Drainage- und Kulturbodenmaterial

<sup>149</sup> Jolas, Peter (2019)

erforderlich, die nach Beendigung des Bergbaus aus aufgehaldetem Material auf der Kippe des Abbaufeldes Peres gewonnen werden.

Im Restloch Groitzscher Dreieck sind Anstützungs- und Abflachungsmaßnahmen erforderlich, da die Endböschungen der Abbauschnitte nicht dauerhaft standsicher sind. Die Anstützung erfolgt zum Teil mit Hilfe von Massen aus dem Liegenden des Tagebaus. Zur Herstellung der geforderten Böschungsneigungen sind ca. 8,5 Mio. m<sup>3</sup> zu bewegen.

#### **4.3.2.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen**

Die zu hebende Wassermenge im Tagebau Vereinigtes Schleenhain beträgt ca. 40 Mio. m<sup>3</sup>/a. Das Verhältnis von Filterbrunnenwasser und Oberflächenwasser beträgt ca. 5:1. Alle Wassermengen werden der Grubenwasserreinigungsanlage Peres zugeführt. Durch Zugabe von Chemikalien und Kalk wird der Eisengehalt auf 3 mg/m<sup>3</sup> gesenkt. Alles Wasser wird der Pleiße zugeführt. Dort dient es der Stützung der Wassermengen und der Verdünnung der Eisenfracht, die aus Altkippen des Bergbaus kommt und mit dem Grundwasserzstrom zur Pleiße in den Fluss gelangt.

Mit der Einstellung des Bergbaus muss die Wasserhebung noch etwa zwei Jahre nachlaufen, um den Rückbau der technischen Ausrüstungen und die Endböschungsgestaltung durchzuführen. In dieser Zeit erfolgt auch der Bau der Flutungsbauwerke.

Die Flutung des Restloches Peres soll neben dem Aufgang des eigenen Grundwassers durch die Zuführung von Grubenwasser aus dem Abbaufeld Groitzscher Dreieck (76 Mio. m<sup>3</sup>) und Fremdwasser aus der Mulde erfolgen (202 Mio. m<sup>3</sup> einschließlich Stützungswasser). Dazu werden die Anlagen, die der Wasserversorgung des Kraftwerkes dienten, genutzt und ein Rohrsystem vom Kraftwerk zum Tagebau errichtet. Die Flutung soll innerhalb von fünf Jahren erfolgen und der Seespiegel im Endzustand bei 121 m NHN liegen.

Im Restloch Groitzscher Dreieck soll die Flutung mit dem Aufgang von Grundwasser beginnen (ca. 50 Mio. m<sup>3</sup>) und anschließend mit Fremdwasser aus der Mulde gefüllt werden (ca. 288 Mio. m<sup>3</sup> einschließlich des Stützungswassers). Dazu werden die vorhandenen Rohrsysteme der Entwässerung genutzt. Der Wasserspiegel wird ein Niveau von 133 m NHN erreichen.

Nach Erreichen des Endwasserspiegels ist es zur Sicherung der Wasserqualität erforderlich, die Wasserspiegelhöhe in Peres noch etwa 9 bis 10 Jahre zu stützen. Damit soll erreicht werden, dass die Anströmung von sulfat- und eisenhaltigem Grundwasser blockiert ist und das Seewasser umgekehrt in die Kippen eindringt. Im Groitzscher Dreieck wird das nur etwa zwei Jahre notwendig sein. Anschließend soll sich ein selbstregulierender Wasserhaushalt in den Seen einstellen.

Die Ableitung überschüssiger Wässer erfolgt aus dem Restsee Peres über ein noch zu errichtendes Stollensystem zum Zwenkauer See. Das Überschusswasser aus dem Restsee Groitzscher Dreieck wird über einen offenen Graben der Schnauder als Vorfluter zugeführt. Zur Prüfung des Erfolges der Maßnahmen und zur Prüfung der Wasserqualität ist die Errichtung von Pegeln rund um beide Seen vorgesehen. Das nachgeschaltete Monitoring wird bis 2070 laufen. Dann muss der Rückbau der Pegel erfolgen.

Die Forderung nach einer landwirtschaftlichen Nutzung der wiederhergestellten Flächen kann nur auf den Außen- und Innenkippen erfüllt werden. Davon entfallen auf die Zeit der Wiedernutzbarmachung nach dem Ende des Bergbaubetriebes 35 ha. Alle anderen dafür geeigneten Flächen entstehen bereits während des laufenden Betriebes.

Die mit der abschließenden Flächengestaltung geschaffenen Flächen sind meist Böschungssysteme und damit naturgemäß für eine landwirtschaftliche Nutzung nicht geeignet. Im Wiedernutzbarmachungskonzept ist die Bepflanzung bzw. Begrünung von 175 ha vorgesehen. Hinzu kommen 64 ha, die für Sukzessionsflächen vorgehalten werden. Während der Rekultivierungsphase werden als Erosions- und Emissionsschutz 530 ha zwischenbegrünt.



Bereits in der Auslaufphase des Bergbaubetriebes erfolgt der Rückbau der technischen Ausrüstungen. Der Großteil dieser Arbeiten wird aber erst in den ersten Jahren nach Einstellung der Kohlenförderung vollzogen. Gleiches gilt für den Rückbau von Gebäuden und baulichen Anlagen. Mit Abschluss der Wasserhebung werden die Filterbrunnen- und Wasserableitungssysteme ebenfalls zurückgebaut.

## 4.4 Rheinisches Revier

Das Rheinische Braunkohlenrevier besteht mit Stand vom 01.01.2019 noch aus den drei Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden (Abbildung 66).

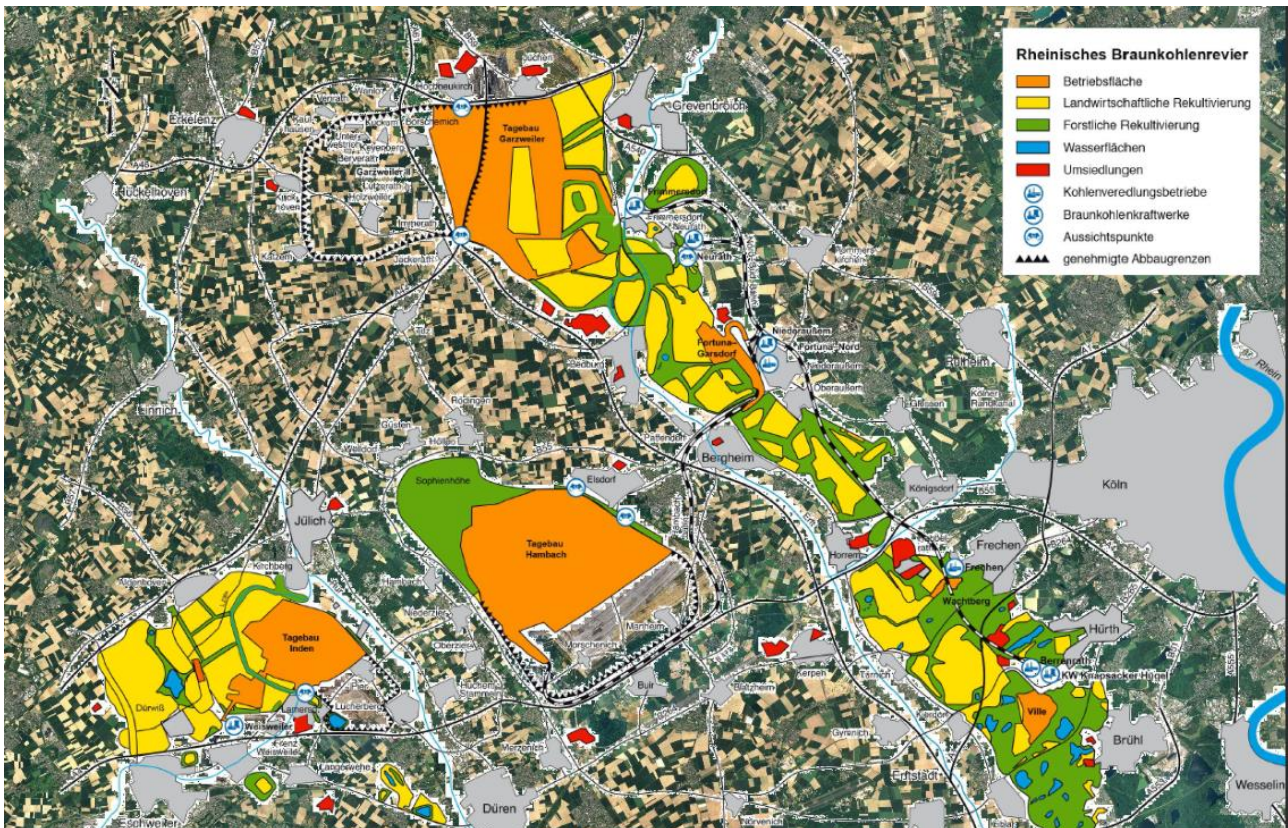


Abbildung 66: Überblick über das Rheinische Braunkohlenrevier<sup>150</sup>

In allen drei Tagebauen erfolgt der Abbau über Schaufelradbagger und Absetzer, die jeweils über eine Bandanlage miteinander verbunden sind und den Abraum direkt auf die verschiedenen Kippen bringen. Die Tagebaue verschwenken dabei um einen Bandsammelpunkt. In Garzweiler und Hambach kommen Geräte mit einer Tagesleistung von 240.000 t/Tag zum Einsatz und in Inden Geräte mit einer Leistung von 110.000 t/Tag. Bis auf einen Teil der Kohlenförderung in Hambach (derzeit ca. 10 Mio. t jährlich für Veredlungsprodukte) werden alle gefördert Kohlen verstromt.

Bei der Abraumförderung werden bei Bedarf und ausreichender Mächtigkeit Mutterboden, Löß und Forstkies (oberste quartäre Schichten) für die Rekultivierung getrennt gewonnen und bei Bedarf zwischengelagert (Lößbunker). In Hambach ist allerdings keine ausreichende Lößmenge für die Wiederherstellung landwirtschaftlicher Flächen (wie im Braunkohlenplan festgelegt) vorhanden, weshalb Löß über die Lößbahn aus Garzweiler (Kapazität ca. 1,2 Mio. t/a) antransportiert werden muss.

In der Regel entstehen am Schaufelrad Mischböden, die sich in Materialzusammensetzung, Kornverteilung, Wassersättigung usw. unterscheiden. Von RWE wird der Abraum in drei Klassen unterteilt:

<sup>150</sup> Bezirksregierung Köln (2017b)

- Mutterboden, Löß, Forstkies (aus den obersten quartären Schichten)
- Mischböden I (< 30 % bindige Bestandteile): standfest, geeignet zum Aufbau der Endböschungen
- Mischböden II (> 30 % bindige Bestandteile): wenig standfest, ungeeignet zum Aufbau der Endböschungen

Im Rheinischen Revier werden mit Beginn des Tagebaus Garzweiler II (ab 2006) Maßnahmen gegen die Versauerung von Wässern durchgeführt, da hier die Versauerungsproblematik am größten ist. Hierzu wurden viele verschiedene Maßnahmen entwickelt und bewertet. Letztlich wurden in den Braunkohlenplänen drei geeignete Maßnahmen festgelegt:

- A1-Maßnahme: Selektive Gewinnung und gezielte Verkipfung des versauerungsempfindlichen Abraums sowie schnelle Überlagerung mit nicht-versauerungsempfindlichen Abraum (Abbildung 73).
- A2-Maßnahme: Möglichst kurze Expositionszeit von Sohlen mit versauerungsempfindlichem Abraum zum Luftsauerstoff durch die Abbauplanung.
- A6-Maßnahme: Zugabe von gemahlenem Kalk (nur im Tagebau Garzweiler II).

Nach Beendigung der Tagebaue wird jeweils ein Restsee entstehen. Zur beschleunigten Befüllung sollen für die Tagebaue Garzweiler II und Hambach zwei Rheinwasserüberleitungen gebaut werden. Die geplanten Rheinwasserüberleitungen sind in Abbildung 67 dargestellt. Der Tagebau Inden soll hingegen aus der Rur befüllt werden.

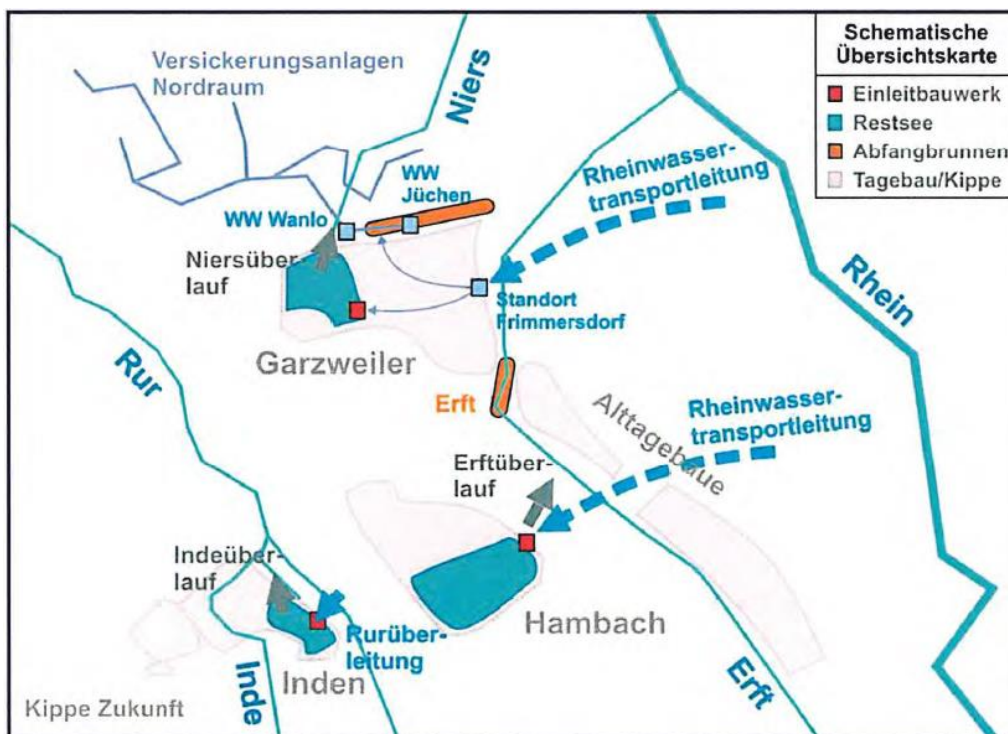


Abbildung 67: Wasserüber- und -ableitungen zur Befüllung der Restseen im Rheinischen Revier<sup>151</sup>

Aktuell werden 13 Kraftwerke mit Braunkohlen aus dem Rheinischen Revier beliefert. Sieben davon befinden sich im Eigentum der RWE Power AG, darunter die großen Kraftwerke Neurath, Niederaußem und Weisweiler. Bis auf das von der RheinEnergie betriebene Heizkraftwerk Köln-Merkenich sind die übrigen Kraftwerke im Besitz von Industrieunternehmen, die sich so mit Strom und/oder Prozesswärme versorgen. Die jüngsten Blöcke sind in den Jahren 2013 (P&L Werk Jülich), 2012 (BoA Neurath) und 2010 (HKW Merkenich) in Betrieb

<sup>151</sup> RWTH Aachen 2017



genommen worden. Insgesamt haben alle heute aktiven Kraftwerke, die mit Braunkohlen aus dem Rheinischen Revier versorgt werden, eine Nettoleistung von 10.483 MW. Der folgende Steckbrief gibt eine Übersicht über die zentralen Daten der Kraftwerke.

## Übersicht über die Kraftwerke im Rheinischen Revier<sup>152</sup>

<b>Kraftwerk:</b>	Neurath	<b>Kraftwerk:</b>	Niederaußem
<b>Standort:</b>	Grevenbroich-Neurath	<b>Standort:</b>	Bergheim
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein Westfalen	<b>Bundesland:</b>	Nordrhein Westfalen
<b>Nettoleistung:</b>	4.205 MW	<b>Nettoleistung:</b>	3.405 MW
<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG	<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG
<b>Kraftwerk:</b>	Weisweiler	<b>Kraftwerk:</b>	Frimmersdorf
<b>Standort:</b>	Eschweiler-Weisweiler	<b>Standort:</b>	Grevenbroich-Frimmersdorf
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein Westfalen	<b>Bundesland:</b>	Nordrhein Westfalen
<b>Nettoleistung:</b>	1.905 MW	<b>Nettoleistung:</b>	562 MW
<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG	<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG
<b>Kraftwerk:</b>	Frechen	<b>Kraftwerk:</b>	Ville/Berrenrath
<b>Standort:</b>	Frechen	<b>Standort:</b>	Hürth
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein Westfalen	<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen
<b>Nettoleistung:</b>	118 MW	<b>Nettoleistung:</b>	98 MW
<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG	<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG
<b>Kraftwerk:</b>	Fortuna Nord	<b>Kraftwerk:</b>	HKW Merkenich
<b>Standort:</b>	Bergheim	<b>Standort:</b>	Köln
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen	<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen
<b>Nettoleistung:</b>	15 MW	<b>Nettoleistung:</b>	75 MW
<b>Eigentümer:</b>	RWE Power AG	<b>Eigentümer:</b>	RheinEnergie AG
<b>Kraftwerk:</b>	P&L Werk Jülich	<b>Kraftwerk:</b>	Kraftwerk
<b>Standort:</b>	Jülich	<b>Standort:</b>	Bergheim
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen	<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen
<b>Nettoleistung:</b>	23 MW	<b>Nettoleistung:</b>	20 MW
<b>Eigentümer:</b>	Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	<b>Eigentümer:</b>	Martinswerk GmbH
<b>Kraftwerk:</b>	HKW Sachtleben	<b>Kraftwerk:</b>	Kohlekraftwerk
<b>Standort:</b>	Duisburg	<b>Standort:</b>	Zülpich
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen	<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen
<b>Nettoleistung:</b>	28 MW	<b>Nettoleistung:</b>	20 MW
<b>Eigentümer:</b>	Venator Germany GmbH	<b>Eigentümer:</b>	Smurfit Kappa Zülpich Papier GmbH
<b>Kraftwerk:</b>	Kessel 4		
<b>Standort:</b>	Düren		
<b>Bundesland:</b>	Nordrhein-Westfalen		
<b>Nettoleistung:</b>	9 MW		
<b>Eigentümer:</b>	Papierfabrik Schoellershammer H. A. Schoeller Söhne GmbH & Co KG		

Tabelle 19: Kraftwerkesteckbrief für das Rheinische Revier

<sup>152</sup> Quelle der Daten in den Steckbriefen: B E T-Kraftwerksdatenbank, Kraftwerksliste der BNetzA vom 07.03.2019. Aufgeführt werden nur Blöcke, die sich noch in Betrieb oder in Sicherheitsbereitschaft befinden und eine Nettoleistung von über 10 MW haben.

## 4.4.1 Garzweiler

### Planungs- und Genehmigungsstand

In der Leitentscheidung vom 22.09.2015 „Eine nachhaltige Perspektive für das Rheinische Revier“<sup>153</sup> wurde eine Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler II beschlossen. Dies führt zum Erhalt der Ortschaft Holzweiler und den Verzicht auf die Abgrabung von ca. 400 Mio. t Kohle.

RWE geht in dem dazu vorliegenden Antrag von einer Abbauplanung bis „Mitte des Jahrhunderts“ aus.<sup>154</sup> Abbildung 68 zeigt in einer Übersicht die neue Planung für den Tagebau Garzweiler II:

- Die ungekalkten Kippenbereiche aus Garzweiler I liegen östlich der roten Linie.
- Die gekalkten Kippenbereiche aus Garzweiler II liegen westlich der roten Linie.
- Das östliche Restloch, das noch inmitten der ungekalkten Kippe liegt, ist rot schraffiert.
- Der spätere Restsee ist in Blau gehalten (2,3 Mrd. m<sup>3</sup>).<sup>155</sup>
- Die maximale Tiefe beträgt ca. -122 m NHN.
- Die A61n (Erstellung bis 2040) schmiegt sich östlich an den späteren Restsee an. Die ehemalige Lage der A61 ist gestrichelt dargestellt.

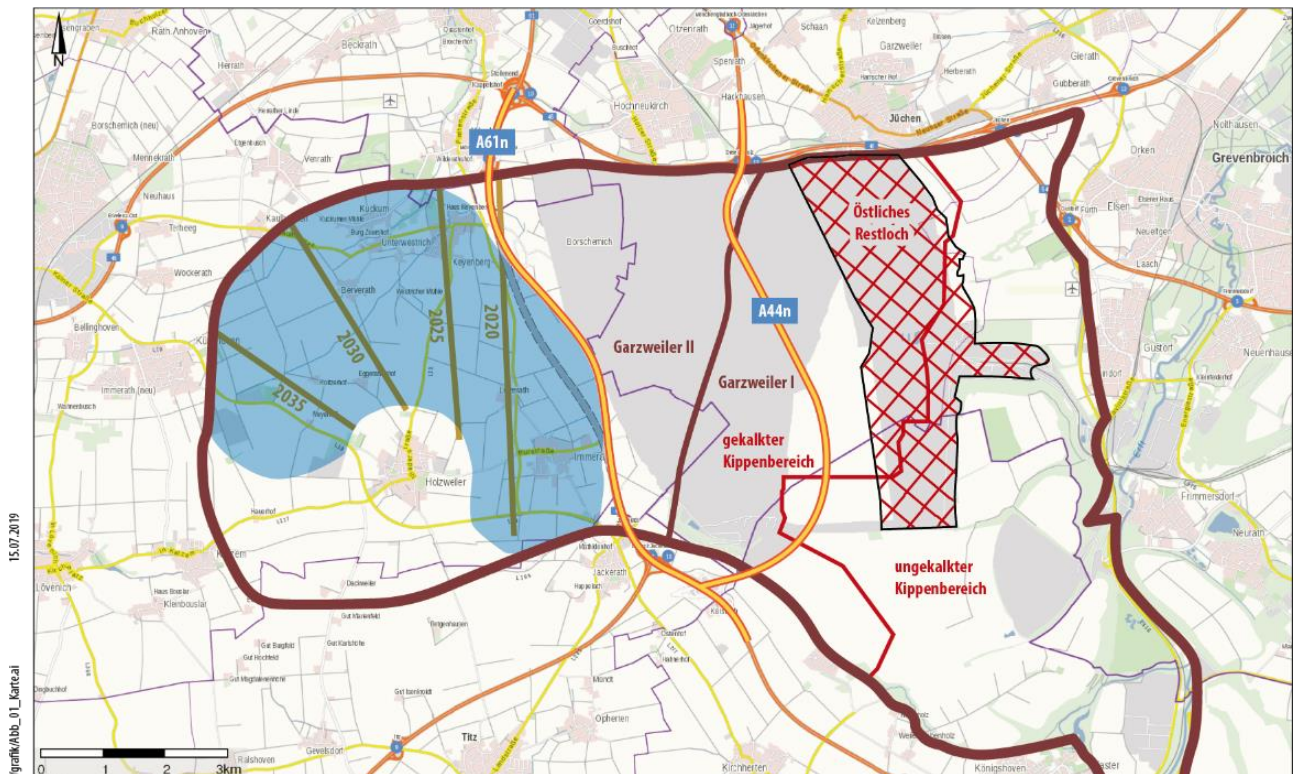


Abbildung 68: Übersicht über den Tagebau Garzweiler II<sup>156</sup>

<sup>153</sup> Landesregierung NRW (2015)

<sup>154</sup> RWE (2/2018)

<sup>155</sup> In der Lagerstättenmodellierung durch FUMINCO ergibt sich ein Volumen von 2.379.368.500 m<sup>3</sup>. Dies zeigt, dass die Lagerstättenmodellierung, die die Grundlage für die betrachteten Szenarien ist, eine große Genauigkeit hat.

<sup>156</sup> Planungsgrundlagen RWE 2/2018, Ergänzungen ahu zur Lage des Restsees, A61n und des östlichen Restlochs

Bei der Rekultivierung wird von einer 371 ha großen Zwischenbegrünung bei einem Füllstand des Restsees von 30 m NHN ausgegangen. Für die Endbegrünung nach dem vollständigen Anstieg auf ca. 65 m NHN wird in Tudeshki (2017) die gleiche Größe von 371 ha angegeben.<sup>157</sup> Die Fläche sollte jedoch deutlich kleiner sein, weil mit dem Anstieg des Restsees die Fläche abnimmt.

### Abbaustand

Der Abbau hat im August 2019 die alte A61 erreicht. Die Autobahn wurde bereits zurückgebaut, aber noch nicht überschritten. Tudeshki (2017) gibt bei einem Abraumverhältnis von 4,9:1 die gewinnbaren Mengen mit 773 Mio. t an.<sup>158</sup> Bei einer Förderung von 63 Mio. t in den Jahren 2017 und 2018 wären dann zum 01.01.2019 noch ca. 710 Mio. t Kohlen aus den drei Flözen Garzweiler, Frimmersdorf und Morken und 3,77 Mrd. m<sup>3</sup> Abraum zu gewinnen.

#### 4.4.1.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Die Wiederherstellung der A61n ist im Bundesverkehrswegeplan 2030 enthalten. Bei allen bisherigen Planungen und Überlegungen sowie der Diskussion um den gemäß der Leitentscheidung verkleinerten Restsee stand ein Wegfall der A61n nicht zur Debatte. Es wurde ein Gutachten über die Bedeutung der A61n im europäischen Netz erstellt, das bei der Klausurtagung des Braunkohlenausschusses am 13.10.2017 vorgestellt wurde. Es wird auch angeführt, dass ein Wegfall der A61n und eine dauerhafte Umleitung über die A44n und A46 der Richtlinie für die Anlage von Autobahnen (RAA 2008) widersprechen.<sup>159</sup> Hier wäre also eine Verkehrsweegeumplanung im Umfeld der A61 notwendig.

Bei der Planung des verkleinerten Tagebaus wurden zahlreiche weitere Varianten zur Lage der A61n – inklusive der Verschiebung der beiden Autobahnkreuze Wanlo und Jackerath – geprüft (Abbildung 69). Insbesondere die einzuhaltenden Kurvenradien stellen demnach eine große Herausforderung dar. Im Ergebnis erreichte keine der weiteren abgeprüften Varianten die Ziele gemäß RAA 2008. Der in Abbildung 68 dargestellte Trassenverlauf der Autobahn A61n ist gemäß dem zitierten Verkehrsgutachten die einzig mögliche Trassenführung, die den Zielen der RAA 2008 entspricht. Vor dem Hintergrund der geänderten Restseegestaltung wird empfohlen, unter diesen neuen Randbedingungen und ggf. anzupassenden Kriterien alternative Trassenführungen zu prüfen.<sup>160</sup>

Das grundsätzliche Problem bei einem verkleinerten Tagebau ist, dass der Restsee dann weiter im Osten zu liegen kommt, als ursprünglich geplant, und es an Abraum fehlt, um den Untergrund für die A61n in alter Lage wiederherzustellen.

Um diesen fehlenden Abraum zu beschaffen, wurden bei der Aufstellung der derzeit zur Genehmigung vorliegenden Planung von RWE mit einem Abbau von ca. 710 Mio. t Kohlen (Abbildung 68) zahlreiche Varianten zur Abraumbeschaffung untersucht. Zusätzlicher Abraum hätte die Möglichkeit eröffnet, die A61n weiter östlich des Sees verlaufen zu lassen, was aus ökologischer Sicht (größerer Abstand zwischen Autobahn und See) und planerischer Sicht (höherwertige Nutzung der späteren Seegrundstücke) Vorteile gehabt hätte.

---

<sup>157</sup> Tudeshki 2017

<sup>158</sup> Tudeshki 2017, S. 47

<sup>159</sup> Ziegler, Scotti (2017)

<sup>160</sup> Über die bereits erfolgten Planungen zur Lage der A61n hinausgehende Überlegungen und die Bewertung der verkehrstechnischen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer nicht wiederhergestellten A61 lagen nicht im Aufgabenbereich der Gutachter.



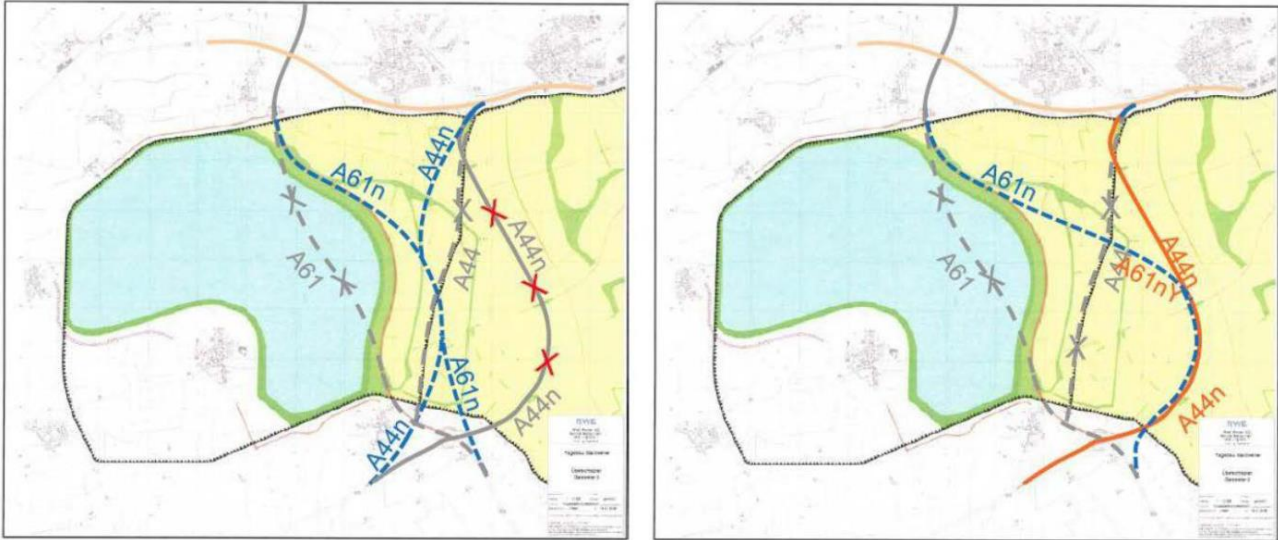


Abbildung 69: Beispiel für weitere, nicht realisierbare Planungsvarianten zur A61n<sup>161</sup>

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die im Folgenden diskutierten Varianten **zur Beschaffung von externen Abraummassen** keine Möglichkeit darstellen, das Massendefizit im Tagebau Garzweiler zu verkleinern, und die A61n deswegen in einer suboptimalen Lage knapp am Restsee zu liegen kommt. Alle Planungsvarianten müssen deshalb mit den zur Verfügung stehenden Abraummassen im Tagebau selbst auskommen. Dies gilt sowohl für den jetzigen Antrag von RWE (710 Mio. t) als auch das Referenzszenario und die Ausstiegsszenarien A1 und A2.

Die diskutierten Varianten zur zusätzlichen Abraumbeschaffung bei der Aufstellung des derzeit von RWE beantragten Abbaus (710 Mio. t) im Einzelnen:

#### **Variante „Abgrabung der Vollrather Höhe (Außenkippe Garzweiler I)“**

Die Abgrabung der in den Jahren 1955 bis 1968 aufgeschütteten und seit 1973 öffentlich zugänglichen Vollrather Höhe würde erhebliche Eingriffe in bestehende Eigentumsrechte bedeuten. Darüber hinaus müsste der Abraum über ca. 5.000 tägliche LKW-Fahrten transportiert werden.

#### **Variante „Abraumantransport aus Hambach“**

Zwischen Garzweiler und Hambach verkehrt die „Lößbahn“, mit der Löß zur Rekultivierung von Garzweiler nach Hambach transportiert wird. Auf dem Rückweg könnte Abraum nach Garzweiler gebracht werden. Dagegen spricht jedoch:

- Die Lößbahn hat nur eine Kapazität von ca. 1,2 Mio. t jährlich. Das derzeit im Tagebau Garzweiler II jährlich bewegte Abraumvolumen liegt bei ca. 130 bis 140 Mio. m<sup>3</sup> (Tabelle 20).
- Es wären erhebliche Erweiterungen des Schienennetzes sowie der Be- und Entladungsstruktur erforderlich.
- Das Material (Mischboden I) ist nur begrenzt verfügbar und wird in Hambach zum Aufbau der Seeböschungen benötigt (laut derzeitiger Planung ab 2030).

#### **Variante „Neubau einer Fernbandtrasse“**

Hierbei würde Material aus der überhöhten Innenkippe oder dem Tagebau Hambach antransportiert werden. Dagegen spricht jedoch:

<sup>161</sup> Bezirksregierung Köln (2017b)



- Der Neubau über 20 km bedeutete einen erheblichen Eingriff in Eigentumsrechte und Natur und Landschaft.
- Das Material (Mischboden I) ist in Hambach nur begrenzt verfügbar und wird in Hambach zum Aufbau der Seeböschungen benötigt (derzeitige Planung ab 2030).
- Die verkippten Massen aus der überhöhten Innenkippe Hambach wurden in Poldertechnik geschüttet und können nicht wieder abgetragen werden.

### Variante „Verringerung des Abraummassenbedarfs durch Absenken des Oberflächenniveaus bei der Rekultivierung im Tagebau Garzweiler“

Bei einer erforderlichen Absenkung des Geländes auf ca. 1.600 ha zwischen 10 und 20 m könnte der Anschluss an die neue Niers nicht hergestellt werden (Abbildung 70).

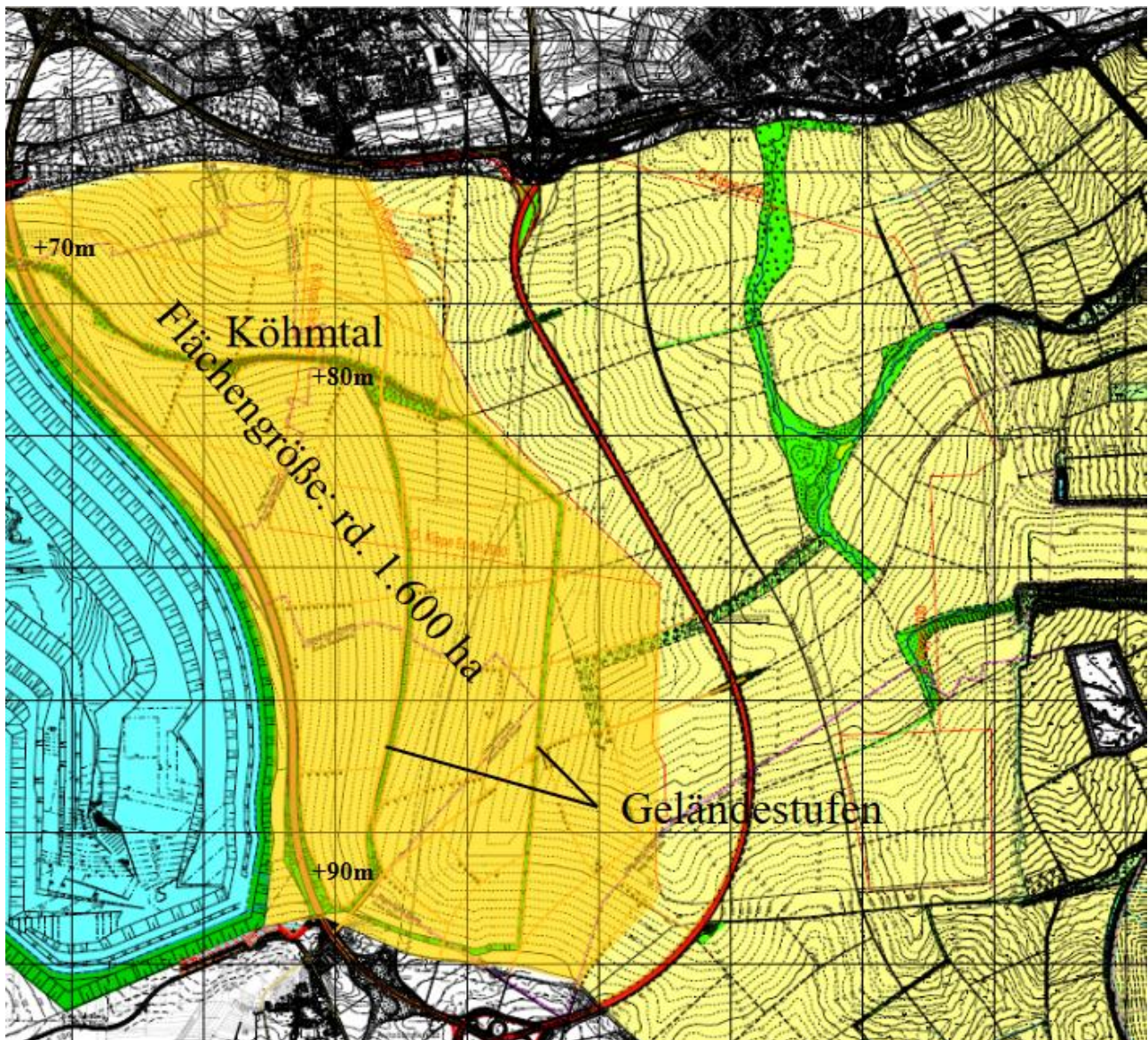


Abbildung 70: Abgesenkter Geländebereich<sup>162</sup>

<sup>162</sup> RWE (2018), Bezirksregierung Köln (2017b)

## Variante „Massenbeschaffung aus dem Tagebau Garzweiler II durch Abraumgewinnung unter der letzten Kohlesohle“

Die dafür notwendige Tagebauvertiefung von ca. 70 m würde zunächst eine weitere Grundwasserabsenkung erforderlich machen. Dies ist aus wasser- und bergrechtlicher Sicht nicht genehmigungsfähig.

Bis zum Jahr 2030 soll der verkleinerte Tagebau wie im bisher geplanten Fortschrittstempo entwickelt werden. In den Jahren 2023 und 2024 wird gemäß dieser Planung Keyenberg erreicht und bis zum Jahr 2030 Kuckum, Ober- und Unterwestrich sowie Berverath (Abbildung 68). Aktuell wurde bereits mit etwa 67 % der ca. 1.500 betroffenen Personen eine einvernehmliche Lösung zur Umsiedlung vereinbart.<sup>163</sup> Ab 2030 soll der Tagebau dann mit geänderter Abbauführung und langsamer als in den Jahren zuvor bis zur „Mitte des Jahrhunderts“ voranschreiten (Abbildung 68).

Beim Tagebau Garzweiler I wurden damals noch keine systematischen und wirksamen Stützungsmaßnahmen des Wasserhaushaltes durchgeführt, sodass auch die tagebaunahen Feuchtgebiete geschädigt wurden. Damit sich dies im Naturpark Schwalm-Nette mit seinen ausgedehnten grundwasserabhängigen Feuchtgebieten nicht wiederholt, wurden beim Tagebau Garzweiler II umfangreiche Stützungsmaßnahmen des Wasserhaushaltes vereinbart. Bei der Genehmigung des Tagebaus Garzweiler II war der Erhalt der Feuchtgebiete ein maßgebliches Ziel. Zur Stützung des Wasserhaushaltes werden jährlich über ca. 370 Anlagen (Sickerschlitz und Sickerbrunnen ins Grundwasser sowie Direkteinleitungen in die Gewässer) ca. 75 Mio. m<sup>3</sup> Wasser eingeleitet (Stand 2018). Diese Menge wird bis zum Jahr 2030 auf ca. 100 Mio. m<sup>3</sup> jährlich steigen, weil der Tagebau dann näher nach Westen an die Feuchtgebiete heranrückt. Die Zieleinhaltung wird in einem aufwändigen Monitoring überwacht.

Neben dem Wasserhaushalt der Feuchtgebiete wird auch der Wasserabfluss zahlreicher Gewässer (u. a. Niers, Schwalm) durch Versickerungen und Direkteinleitungen gestützt. Aus diesem Grund ist auch die rechtzeitige Fertigstellung der Rheinwasserüberleitung zwingend erforderlich, weil das Rheinwasser – neben der Restseebefüllung – zum Erhalt der Feuchtgebiete und Gewässer im Naturpark Schwalm-Nette gebraucht wird, da dann zunehmend das Sümpfungswasser wegfällt.

### 4.4.1.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Tagebau Garzweiler II wurde 2006 begonnen und ist eine nahtlose Fortsetzung des Tagebaus Garzweiler I. Beim Tagebau Garzweiler I wurde noch keine Kippenkalkung zur Neutralisierung des versauerungsfähigen Abraums durchgeführt (Abbildung 68). Im Süden ragt die rote Linie über die A44n nach Westen hinaus. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um ungekalkte Kippenbereiche, sondern dieser Bereich ist bergrechtlich noch dem Tagebau Garzweiler I zugeordnet.

Der Betreiber des Tagebaus ist die RWE AG. Die Kohlen werden aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach über die Nord-Süd-Bahn zu den Kraftwerken Niederaußem und Neurath gebracht. Die Förderzahlen der letzten Jahre zeigt die Tabelle 20.

Jahr	Kohlen [t] <sup>164</sup>	Abraum [m <sup>3</sup> ] <sup>165</sup>
2015	35.133.977	154.283.441
2016	32.456.486	144.919.827
2017	32.787.839	130.381.400
2018	30.148.507	129.169.953
<b>Summe</b>	<b>130.526.809</b>	<b>558.754.621</b>

Tabelle 20: Förderzahlen Tagebau Garzweiler

<sup>163</sup> Vortrag Herr Dr. Eyl-Vetter, RWE, am 09.07.2019 auf der GDBM-Tagung in Aachen.

<sup>164</sup> Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2019)

<sup>165</sup> Tagebausimulation Fuminco (Anlage 2)



Die Kohlen in Garzweiler haben einen Heizwert von ca. 8.000 kJ/kg und einen durchschnittlichen Aschegehalt von 6 %.<sup>166</sup> Das Mischungsverhältnis der Kohlen aus Hambach bzw. Garzweiler beträgt im Kraftwerk Neurath 56:44 und im Kraftwerk Niederaußem 37:63.<sup>167</sup>

### 4.4.1.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

#### Geologischer Aufbau

In Garzweiler werden die drei Flöze Garzweiler, Frimmersdorf und Morken abgebaut. Die Kohlenflöze fallen nach Westen und Norden um mehrere 10er Meter ein. Im Süden steigt die Höhenlage der Braunkohlenflöze aufgrund der drei Sprünge (Kückshover, Wegberger und Holzweiler Sprung) deutlich an. Das Tagebautiefste (und später das Restseetiefste) liegt im Nordwesten. Abbildung 71 zeigt ein verkleinertes Beispiel eines geologischen Profils, die zur Erstellung der Tagebausimulation durch Fuminco zur Verfügung standen.

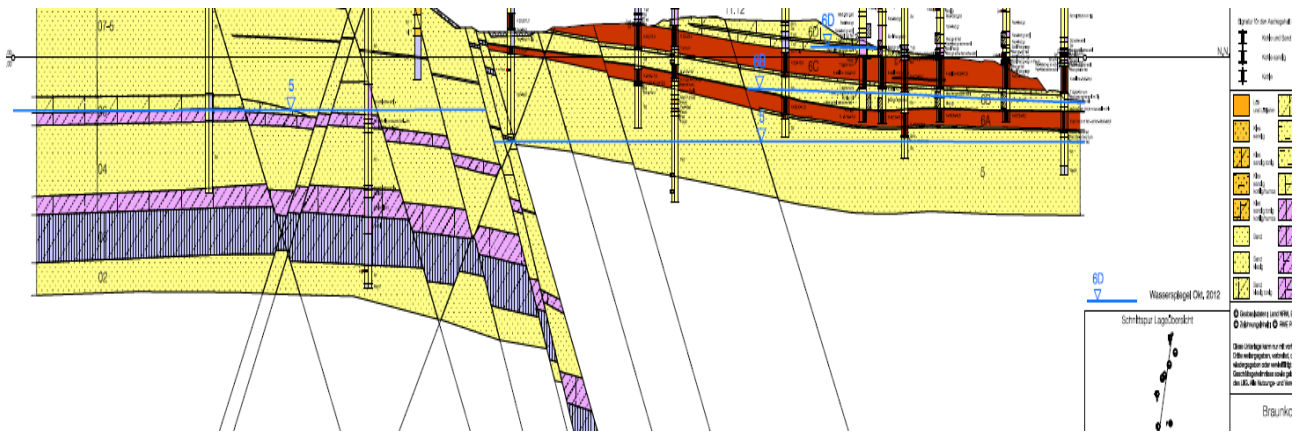


Abbildung 71: Beispiel für ein geologisches Profil im Abbaufeld Garzweiler II als Grundlage für die Tagebausimulation<sup>168</sup>

Abbildung 72 zeigt den geologischen Kohlenvorrat als aufaddierte Mächtigkeit aus allen drei Flözen (Auswertung des Geologischen Dienstes NRW). Dieser beträgt in großen Teilen des Abbaufeldes zwischen 30 m (rot) und 55 m (grün). Diese Werte wurden im digitalen Lagerstättenmodell angesetzt, da für eine detaillierte Berücksichtigung der drei Einzelflöze keine ausreichenden Daten vorlagen. Erfahrungsgemäß ist die bergmännisch wirtschaftlich gewinnbare Mächtigkeit allerdings kleiner. Da den Gutachtern hierzu keine Unterlagen vorliegen (z. B. Lagerstättenmodell von RWE oder Bohrdaten), wurde für die Bilanzierung der gewinnbaren Kohlenmengen ein Faktor von 0,88 angesetzt. Der Faktor ergibt sich aus der Fortschreibung des Tagebaus ab 2015 (Stand des digitalen Geländemodells), den von Tudeshki (2017) genannten Kohlevorräten und den über die Kohlestatistik gelieferten Förderdaten.

<sup>166</sup> Schwarz & Roth (2010)

<sup>167</sup> BUND NRW (2019). Den Gutachtern ist nicht bekannt, welche Flexibilisierungsmöglichkeiten es bei den Mischungsverhältnissen in den Kraftwerken gibt.

<sup>168</sup> RWE 2/2018



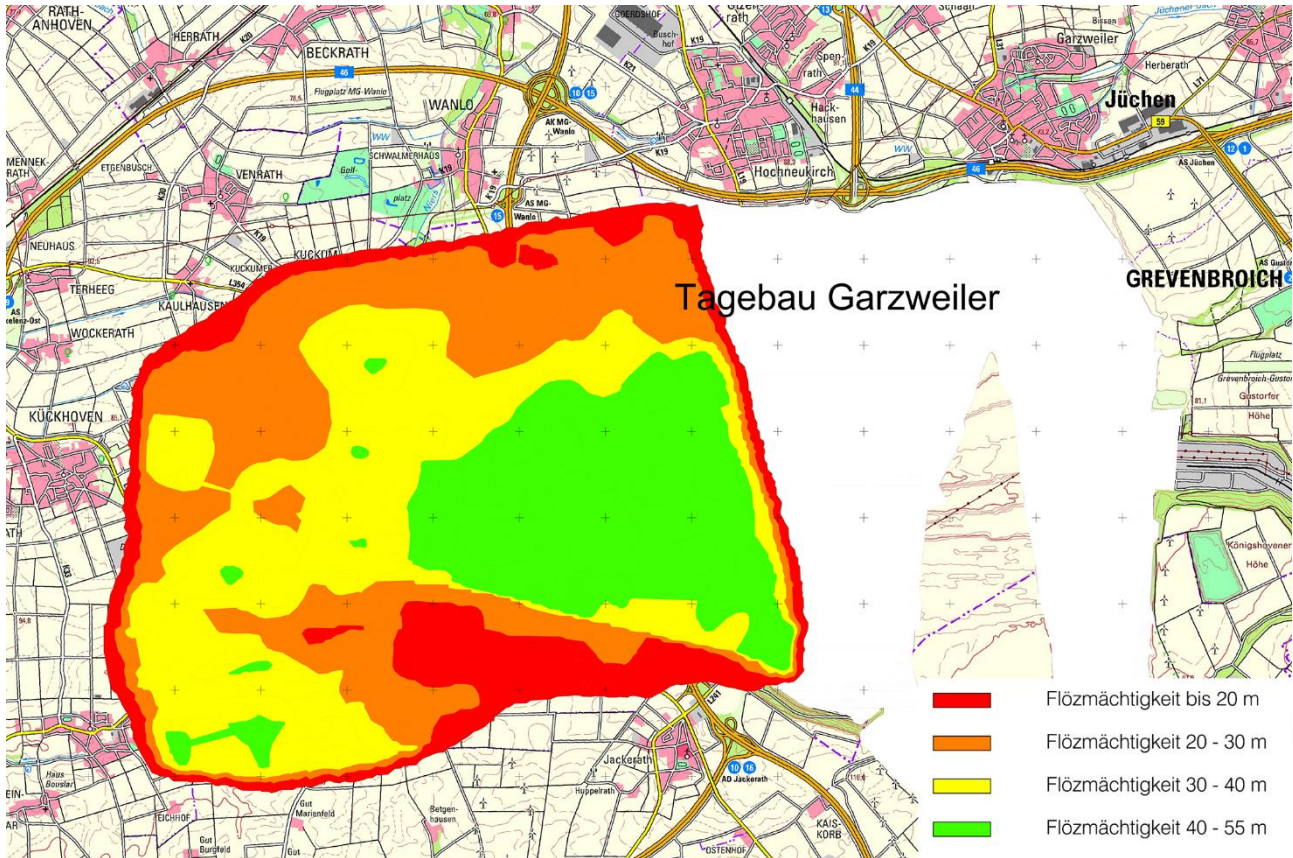


Abbildung 72: Geologischer Kohlenvorrat Garzweiler II<sup>169</sup>

Die geologischen Angaben aus Abbildung 71 und Abbildung 72 sind Grundlage für die Tagebausimulation durch Fuminco (Anlage 2) und die Abschätzung der Kohlen- und Abraummengen und die Restseegröße in den nachfolgend betrachteten einzelnen Szenarien.

### Versauerungsanfälligkeit des Abraums

Aufgrund des geologischen Aufbaus ist der Anteil des standfesten Mischbodens I im Tagebau Garzweiler II höher als im Tagebau Hambach. Zu den genauen Anteilen bzw. Verhältnissen liegen den Gutachtern jedoch keine Unterlagen vor (z. B. Lagerstättenmodell von RWE oder Bohrdaten). Die besonders versauerungsempfindlichen Schichten sind v. a. im Tagebau Garzweiler und in den ostdeutschen Revieren verbreitet. Aus Abbildung 73 lässt sich ein durchschnittlicher Anteil der versauerungsfähigen und versauerungsempfindlichen Sedimente (gemessen am Pyritgehalt) von ca. 60 % ableiten.

<sup>169</sup> Aufbereitung Fuminco, Daten GD 2015

## Tagebau Garzweiler / Maßnahme A 1 Allgemein

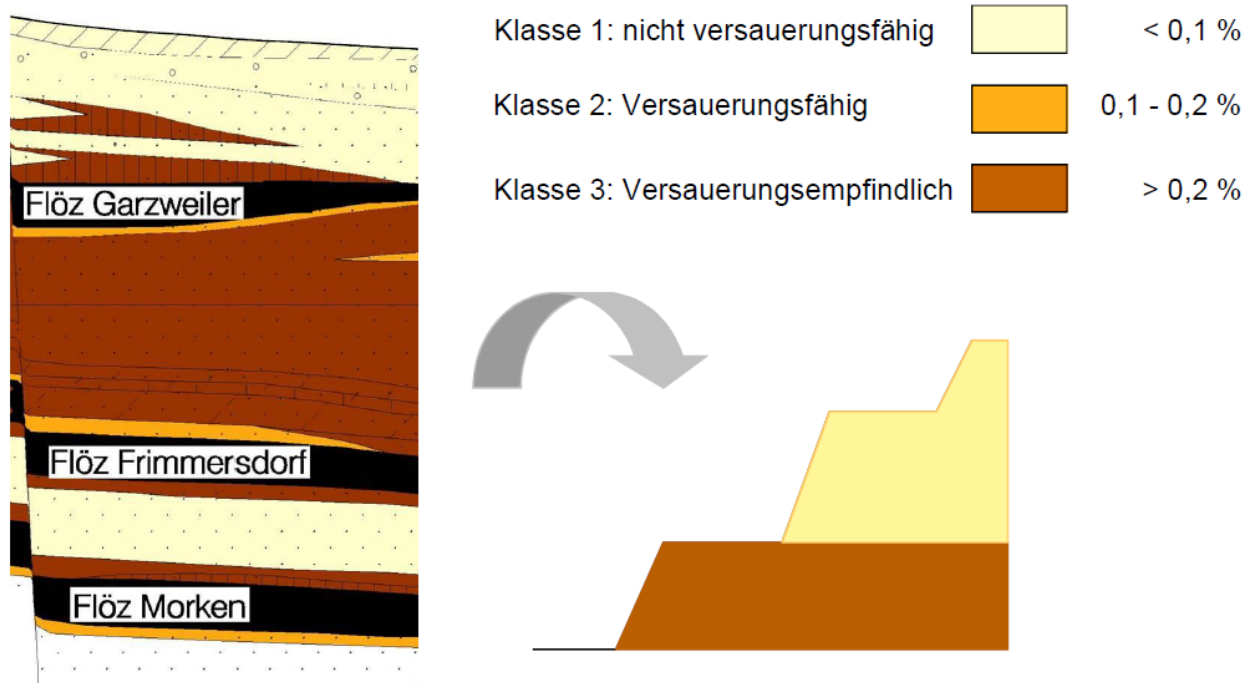


Abbildung 73: Versauerungsempfindlicher Abraum im Tagebau Garzweiler und Prinzip der A1-Maßnahme<sup>170</sup>

Die realen Zahlen der Kippenkalkung der letzten sechs Jahre im Tagebau Garzweiler II in Tabelle 21 zeigen jedoch, dass der Anteil des versauerungsempfindlichen Abraums, der gekalkt wird, zwischen 71 % und 87 % liegt und damit deutlich höher als der angenommene durchschnittliche Anteil liegt.

Jahr	Versauerungs-fähiger Abraum [m <sup>3</sup> ]	Nicht versae-rungsfähiger Ab-raum [m <sup>3</sup> ]	Verhältnis	versauerungsfä-higer Anteil des Ab-raums [%]
2018	90.644.829	24.359.165	3,72:1	79
2017	91.316.176	29.629.730	3,08:1	76
2016	96.906.373	38.895.417	2,49:1	71
2015	100.877.695	38.841.361	6,53:1	87
2014	97.355.957	24.818.770	3,92:1	80
2013	108.293.334	29.419.829	3,68:1	79

Tabelle 21: Kippenkalkung<sup>171</sup>

Beim Tagebau Garzweiler I wurde der versauerungsempfindliche Abraum noch ohne Gegenmaßnahmen verkippt. Eine Aufsäuerung des Grundwassers und die Sulfatbelastung in diesem Bereich sind noch nicht überprüfbar, weil das Grundwasser aufgrund der großräumigen Sumpfung noch nicht in den Kippenbereich von Garzweiler I angestiegen ist. Dies wird ab Mitte 2025 erwartet.

<sup>170</sup> RWE, Protokoll 29. Sitzung der AG Abraumkippe im Monitoring Garzweiler, (16.03.2017)

<sup>171</sup> Jahresberichte Monitoring Garzweiler

### **Abraummanagement**

Bislang gibt es keine Möglichkeit, größere Abraumengen zwischen den Tagebauen Garzweiler und Hambach zu transportieren. Die einzige Möglichkeit ist die Lößbahn, die (theoretisch) auf der Rückfahrt von Hambach Abraum nach Garzweiler verbringen kann. Allerdings ist die Kapazität gering (ca. 1,2 Mio. t/Jahr). Darüber hinaus haben beide Tagebaue eher ein Massendefizit als einen Massenüberschuss, weil mit dem Abraum zuerst die Restlöcher der Alt-Tagebaue in der Ville verfüllt wurden.

Im Tagebau Garzweiler II ist Abraum erforderlich, um den derzeitigen Abbaubereich wieder zu verfüllen bzw. die Böschungssysteme zu modellieren, um die A61n in annähernd gleicher Lage wiederherstellen zu können und um den Restsee möglichst weit im Westen entstehen zu lassen. Die dazu benötigten Mengen hängen von den einzelnen Szenarien ab.

Die darüber hinaus benötigten Abraumengen summieren sich auf ca. 600 Mio. m<sup>3</sup>, wie die folgende Aufstellung zeigt:

- Verfüllung des östlichen Restlochs: 567 Mio. m<sup>3</sup> (Stand 01.01.2015)
- Verfüllung der ca. 9 km langen Kohlenbandtrasse: 11 Mio. m<sup>3</sup> (Annahme: ca. 60 m Breite x 20 m Tiefe x 9.000 m Länge)
- Verfüllung des Kohlebunkers in Frimmersdorf: ca. 1 Mio. m<sup>3</sup> <sup>172</sup>
- Verfüllung des Restraumes Ville: ca. 11 Mio. m<sup>3</sup> (Transport soll ab 2045 per Bahn erfolgen)

Der benötigte Abraum soll am Ende der Auskohlungszeit teilweise in einem Depot auf der Innenkippe bereitgestellt werden, damit er nach Beendigung der Auskohlung zur Verfügung steht.

### **Östliches Restloch**

Durch den Tagebau Garzweiler II wurden sowohl die östlich gelegene A44 als auch die westlich gelegene A61 abgebaggert. Da nicht beide Autobahnabschnitte gleichzeitig dem Verkehr entzogen werden konnten, wurde so schnell wie möglich die A44n wiederhergestellt (offizielle Wiederinbetriebnahme: 29.08.2018). Hierzu wurde ein Damm zwischen dem südlichen Autobahndreieck Jackerath und dem nördlichen Autobahnkreuz Wanlo geschüttet, der durch den Tagebau verläuft. Dadurch wurde der Tagebau in einen westlichen, aktiven Teil und einen östlichen Teil, das östliche Restloch, geteilt. Die vollständige Verfüllung des östlichen Restloches wurde auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Das östliche Restloch grenzt unmittelbar an die ungekalkte Kippe von Garzweiler I (Abbildung 68; Abbildung 74) und hatte am 01.01.2015 noch ein Volumen von 567 Mio. m<sup>3</sup>. Über die zwischenzeitlich verbrachten Abraumengen liegen den Gutachtern keine Angaben vor.

---

<sup>172</sup> Tudeshki 2017





Abbildung 74: Blick von Süden in das östliche Restloch (Stand 7.8.2019)<sup>173</sup>  
Am linken Bildrand der Damm mit der A44n

Im laufenden Abbaubetrieb wird das östliche Restloch mit zwei Absetzern (Kapazität 110.000 m<sup>3</sup>/Tag) und mit Abraum aus Garzweiler II verkippt. Bei der derzeitigen Planung durch eine ausschließliche Verfüllung aus dem Regelbetrieb Garzweiler II ist eine Verfüllung des nördlichen Teils des östlichen Restlochs bis ca. 2025 vorgesehen.<sup>174</sup>

Eine Verfüllung des östlichen Restloches mit gekalktem Abraum ist zwingend erforderlich, da ansonsten ein versauerter und biologisch toter Restsee entstehen würde. Zudem würde nach der Seefüllung versaueretes Seewasser nach Norden in die genutzten Grundwasserleiter eindringen und eine wasserwirtschaftliche Nutzung für Jahrhunderte unmöglich machen bzw. erheblich erschweren. Eine solche Versauerung der Restseen erfolgte Ende der 1980er Jahre in den Tagebaurestlöchern in der Ville und in einigen Tagebauseen in Ostdeutschland (z. B. Gräbendorf, Koschen, Skado und Sedlitz).

#### 4.4.1.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Restsee Garzweiler wird im Verhältnis zu den abgebauten Kohlenmengen deutlich größer werden, da ein großes Massendefizit besteht. Dieses große Massendefizit resultiert u. a. daraus, dass mit dem Abraum aus dem Tagebau Garzweiler in der Vergangenheit auch das Restloch des Tagebaus Frimmersdorf verfüllt wurde, der keinen Restsee hat.

<sup>173</sup> Aufnahme: ahu GmbH

<sup>174</sup> Tudeshki (2017), S. 54.

Für den Restsee Garzweiler gibt es in der Konkretisierung des Ziels des Braunkohlenplans<sup>175</sup> und im zweiten Entscheidungssatz (Umwelt/Wasserwirtschaft) der Leitentscheidung aus dem Jahr 2016 folgende wasserwirtschaftliche Anforderungen:

- 1) Möglichst große Kontaktfläche zum unverritzten<sup>176</sup> Gebirge.
  - a) Keine Kontakte zu den ungekalkten Kippenbereichen im Osten.
  - b) Reduzierung des Wasserzustroms auch aus der gekalkten Kippe. Der Hauptzustrom soll aus dem unverritzten Gebirge kommen.
- 2) Westliche Lage im Abbaufeld im Bereich der größten Abbautiefe bei gleichzeitig kompakter Form.
  - a) Die große Tiefe begünstigt den Aufbau einer stabilen hydrochemischen Schichtung.
  - b) Der Kippenzustrom in den Restsee erfolgt dann nur aus gekalkten Bereichen.
- 3) Die Restseefüllung mit Rheinwasser verkürzt die Füllzeit des Restsees, dadurch:
  - a) erhöht sich die Standsicherheit der Böschungen,
  - b) wird eine frühe Nutzung des Sees ermöglicht,
  - c) erfolgt eine verkürzte Füllzeit des umgebenden Grundwasserkörpers,
  - d) erfolgt eine verkürzte Dauer der Aufbereitung, Infiltration und Einleitungen in den Feuchtgebieten (100 Mio. m<sup>3</sup>/a). Diese müssen auch bei einer beschleunigten Seewasserbefüllung noch mindestens 50 Jahre nach Beginn der Restseebefüllung aufrechterhalten werden (derzeitige Planung bis 2100).
- 4) Anschluss an die Niers (neue Niersquelle)
  - a) Regulierung der Seespiegelhöhe auf 65 m NHN, um das Grundwassergefälle und die Seedurchströmung zu minimieren.

Die aktuelle Planung für einen Restsee, der all diese wasserwirtschaftlichen Anforderungen erfüllt und die daraus resultierende Lage der A61n zeigt Abbildung 68. Die Lage des derzeit geplanten Ablaufs aus dem Restsee (= neue Niersquelle) ist ebenfalls in Abbildung 68 dargestellt. Durch die geplante Höhe des Seespiegels von ca. 65 m NHN soll sich auch ein geringeres Gefälle zu den umgebenden Grundwasserleitern einstellen und so den Abstrom von Seewasser in die Grundwasserleiter verringern.

Die wasserwirtschaftliche Bewertung in den einzelnen Szenarien beurteilt die Nachhaltigkeit der Lösungen. Dies bedeutet, dass keine Ewigkeitslasten durch Versauerung der Restseen und der Grundwasserleiter (wie dauerhafte Seekalkungen, Wasseraufbereitungen, Ersatz für Wasserwerke etc.) erfolgen dürfen. Eine vorzeitige Beendigung des Tagebaus Garzweiler II ist aus wasserwirtschaftlicher Sicht möglich,

1. wenn das östliche Restloch verfüllt ist (soll bis 2025 erfolgen) und<sup>177</sup>
2. weiterhin ausreichend Öko- und Ersatzwasser für die Stützung der Feuchtgebiete und die Wasserversorgung zur Verfügung steht. Dies kann aus der Sümpfung oder/und über die Rheinwasserüberleitung erfolgen.
3. Weiterhin ist es wünschenswert, dass der Restsee soweit wie möglich im Westen liegt und bei einer kompakten Form eine möglichst große Tiefe hat, damit sich eine stabile hydrochemische Schichtung einstellen kann. Je nach Ausbildung des Restsees sollte dies gesondert bewertet werden (hydrochemische Modellierung erforderlich).

---

<sup>175</sup> „Das bei Beendigung des Tagebaus Garzweiler II verbleibende Restloch ist als See zu gestalten. Die Seebefüllung soll 40 Jahre nach Beendigung der Auskohlung im Tagebau Garzweiler II abgeschlossen sein. Der Restsee ist mit – erforderlichenfalls aufzubereitendem – Rheinwasser zu befüllen. Die Höhenlage der Einleitungsstelle ist variabel zu gestalten. Das Seewasser muß so beschaffen sein, dass vielfältige Nutzungen ermöglicht werden. Ein freier Abfluß in die Niers ist zu gewährleisten.“ (Braunkohlenplan Kap. 2.6)

<sup>176</sup> Bergmännisch für: „ohne Eingriffe durch den Bergbau“

<sup>177</sup> Tudeshki 2017

4. Eine Verkehrsweegeumplanung im Umfeld der A61 scheint angeraten.

Wenn die Bedingungen (1) und (2) erfüllt sind, die Bedingung (3) positiv geprüft ist und die Bedingung (4) keine Muss-Bedingung ist, könnte der Tagebau Garzweiler vorzeitig eingestellt werden.

Die Aufbereitung des Grundwassers zur Erzeugung von Ersatzwasser erfolgt in den beiden Wasserwerken Wanlo und Jüchen der RWE Power AG mit einer Kapazität von ca. 100 Mio. m<sup>3</sup>/a.

### Rheinwasserüberleitung

Die Einleitungs- und Infiltrationsmengen (Ökowasser) nehmen von zunächst maximal ca. 100 Mio. m<sup>3</sup>/a um das Jahr 2030 langsam und ab etwa 2045 merklich ab (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Allerdings zeigt Abbildung 75, dass ungefähr ab dem Jahr 2040 die Sumpfungsmenge nicht mehr ausreicht, um den Bedarf an Ökowasser zu decken. Spätestens zu diesem Zeitpunkt muss die Rheinwasserüberleitung funktionsbereit sein, da es zu keinem längeren Ausfall an Ökowasser und Ersatzwasser kommen darf.

Die Länge der Rheinwasserüberleitung beträgt ca. 26 km bis zum Kraftwerk Frimmersdorf. Von dort wird ein Teil des Rheinwassers zu den Wasserwerken Wanlo und Jüchen zur Aufbereitung und dann zur Stützung des Wasserhaushaltes in den Feuchtgebieten geleitet. Dies ist bis ca. 2100 notwendig. Ein anderer Teil des Rheinwassers wird über eine Energierückgewinnung direkt in den Restsee eingeleitet: Dieser soll zwar bis 2077 gefüllt sein, aber da der See noch bis ca. 2100 Wasser an die entleerten Grundwasserleiter verliert, ist eine Fortsetzung der Rheinwasserüberleitung bis ca. 2100 erforderlich (Abbildung 75).

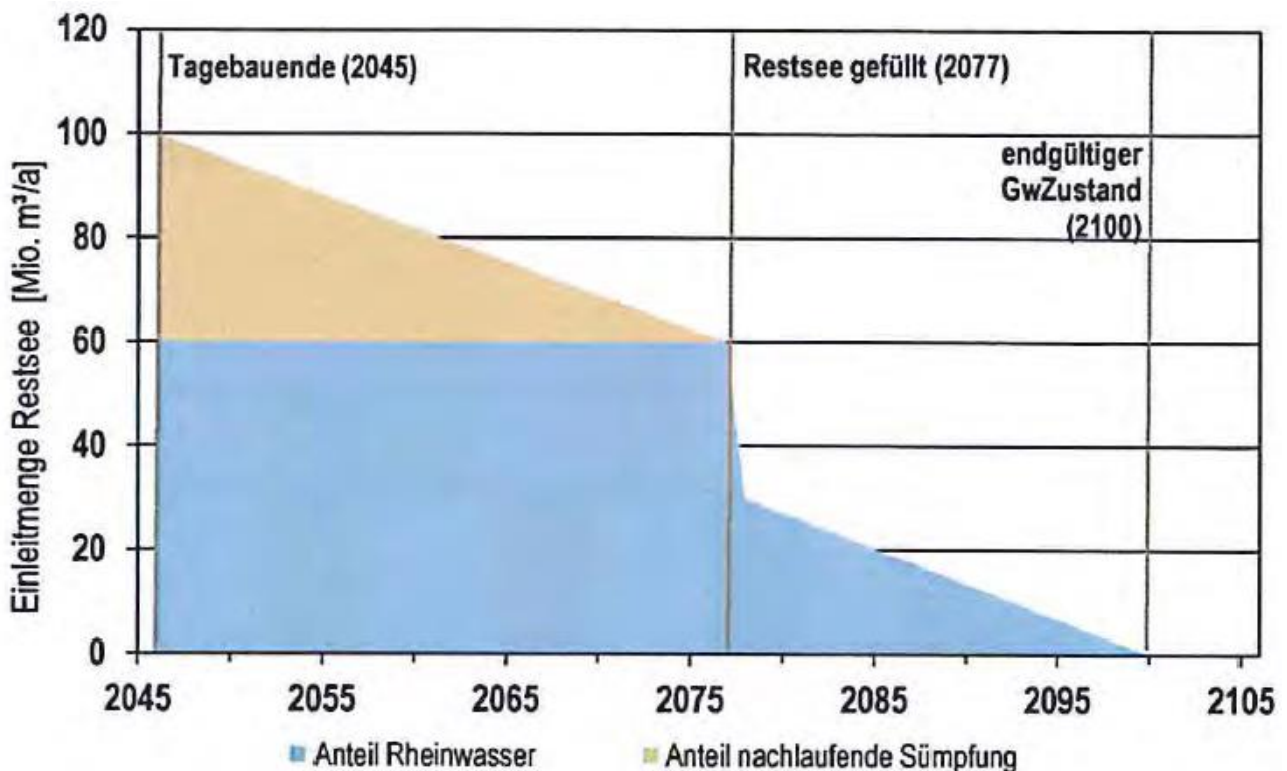


Abbildung 75: Prognostizierte Füllung des verkleinerten Restsees<sup>178</sup>

Die Planungen zur Rheinwasserüberleitung und des Entnahmebauwerks im Rhein wurden 2010 begonnen. Zurzeit befindet sich die Rheinwasserüberleitung in der Planfeststellung. Im Dezember 2018 hat die Öffentlichkeitsbeteiligung stattgefunden.

<sup>178</sup> RWTH Aachen (2017)



Falls die Rheinwasserüberleitung nicht rechtzeitig fertiggestellt wird, muss das fehlende Wasser aus der Tagebausümpfung<sup>179</sup> kommen – unabhängig davon, ob der Tagebau eingestellt ist oder nicht, da eine Unterbrechung der Wasserversorgung der Feuchtgebiete innerhalb von Wochen zu irreversiblen Schädigungen führen kann. Auch für die öffentliche Wasserversorgung ist eine Unterbrechung nicht tragbar.

Da bei einem stehenden Tagebau die förderbaren Wassermengen erheblich zurückgehen, wäre zu prüfen, ob – vor einer Fertigstellung der Rheinwasserüberleitung – der Wasserbedarf ausschließlich durch die Sümpfung gedeckt werden kann.

#### **Maßnahmen gegen die Versauerung**

In Garzweiler werden die A1-, A2- und A6-Maßnahmen umgesetzt und regelmäßig in einem aufwändigen Monitoring überprüft.<sup>180</sup> Die A1-, A2- und A6-Maßnahmen sind in Kap. 4.4 beschrieben. Im Rahmen der A6-Maßnahme wird über eine Vielzahl von Proben bestimmt, wie hoch in Abhängigkeit vom geförderten Abraum die kontinuierliche Kalkzugabe sein muss. Diese liegt derzeit bei ca. 250.000 t/Jahr.

Für die nächsten Jahre wird eine Zunahme auf ca. 300.000 t/Jahr erwartet. Der Kalk wird in Wülfrath gebrochen, gemahlen, per LKW in den Tagebau Garzweiler transportiert und im Tagebautiefsten am Bandsammel-punkt zugemischt.

Die Kalkung zielt darauf ab, die Säuremenge zu puffern, die im Abraum am Ort der Kalkung entsteht (Berechnungsgrundlagen<sup>181</sup>: Pyritmenge, Oxidationsgrad, sedimenteigenes Puffervermögen), um den pH-Wert stabil zu halten und die Freisetzung von Eisen und der Schwermetalle zu begrenzen. Damit wird die später nach der Kippenflutung vor Ort entstehende Säuremenge gepuffert. Dabei handelt es sich nicht um eine mehrjährig dimensionierte oder auf die insgesamt entstehende Säuremenge ausgerichtete Kalkung und ebenso wenig um eine Vorrats- oder Überkalkung mit dem Ziel, überschüssige Säuremengen aus den ungekalkten Kippenbereichen aus Garzweiler I zu neutralisieren.

#### **4.4.2 Hambach**

Die Lage des Tagebaus ist in Abbildung 76 dargestellt – sie zeigt die Bezeichnung der im Gutachten verwendeten Böschungen und den Erweiterungsbereich.

---

<sup>179</sup> Zurzeit werden ca. 650 Sümpfungsbrunnen betrieben.

<sup>180</sup> Jahresberichte Monitoring Garzweiler (2019)

<sup>181</sup> Alle sechs Jahre werden die Bemessungsgrundlagen in einem externen Gutachten überprüft.

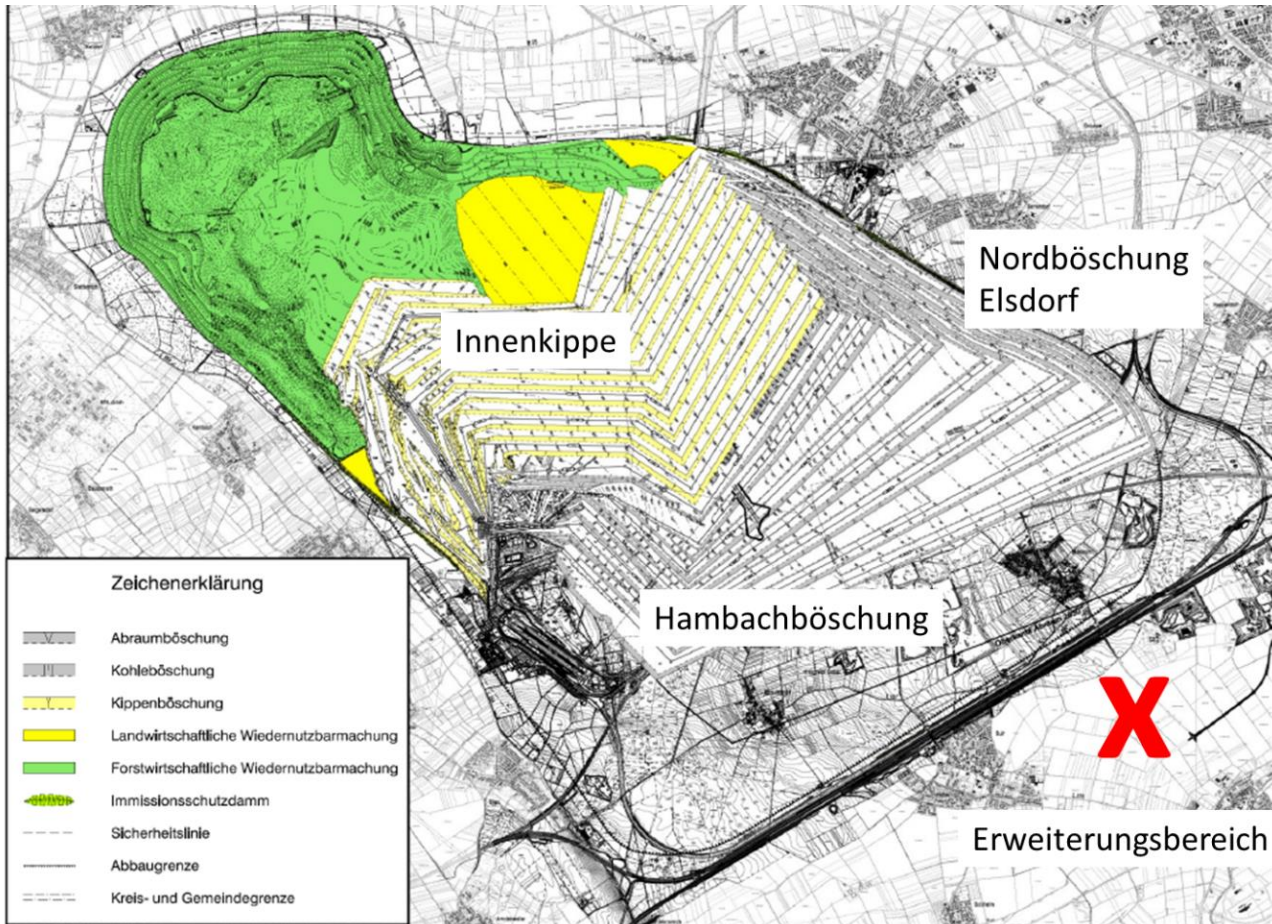


Abbildung 76: Tagebaustand Hambach 2020 mit Bezeichnungen der Böschungen und dem Erweiterungsbereich<sup>182</sup>

Für den Tagebau Hambach liegt ein genehmigter Abbau bis 2030 vor (dritter Hauptbetriebsplan), der allerdings vom Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND) beklagt wird. Der Kohlevorrat beträgt noch 502 Mio. t förderbarer Kohlen (Stand 01.01.2019). Über einen vierten RBP könnten noch weitere 805 Mio. t genehmigt werden. Das in Ergänzung zur Genehmigung des Hauptbetriebsplans erforderliche Wasserrecht läuft zum 31.12.2021 aus, weshalb eine Verlängerung derzeit beantragt wird.

#### 4.4.2.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Die L257 zwischen Mannheim und Morschenich wird ab 2027 abgegraben, die Kreisstraße K4 zwischen Mannheim und der L276 ab 2029. Die Abgrabung der Dörfer Mannheim erfolgt ab 2022 und Morschenich ab 2024. In Morschenich leben noch 206 und in Mannheim noch 79 Personen (Stand: 06.09.2019).

Der erste Sohle des Tagebaus steht unmittelbar vor dem Hambacher Forst. Von dem ehemals ausgedehnten Waldgebiet sind noch ca. 10 % erhalten. Die Beseitigung des noch verbliebenen Hambacher Forstes ist politisch umstritten und hat gerade in den letzten Jahren zu großen Protesten geführt. Im Abschlussbericht der Kommission „Wachstum. Strukturwandel und Beschäftigung“ wird der Erhalt des noch verbliebenen Hambacher Forstes als „wünschenswert“ bezeichnet. Zurzeit ist beim Oberverwaltungsgericht Münster noch ein Verfahren anhängig, das darüber entscheiden soll, ob der Hambacher Forst die diskutierte hohe ökologische Wertigkeit als ein FFH-Habitat hat.

Es gibt noch zwei kleinere Gewässer: das Manheimer Fließ und das Buirer Fließ. Bei beiden handelt es sich um nicht dauerhaft wasserführende Gewässer, die erheblich verändert sind. Die Abgrabung stellt somit keinen erheblichen Eingriff da.

<sup>182</sup> RWE Rahmenbetriebsplan Hambach

### 4.4.2.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Der Betreiber des Tagebaus Hambach ist die RWE AG. Der Aufschluss des Tagebaus wurde im Oktober 1978 begonnen und die Kohlen des Flöz Garzweiler wurden im Januar 1984 erreicht. Die Kohlen werden aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach über die Nord-Süd-Bahn zu den Kraftwerken Niederaußem und Neurath gebracht. Die jährliche Förderung betrug im Jahr 2018 38,75 Mio. t.

Der Tagebau Hambach verfügt über sehr hochwertige Braunkohlen. Aus Hambacher Kohlen werden deshalb auch Veredelungsprodukte wie Braunkohlenstaub, Briketts oder Koks (ca. 10 bis 12 Mio. t/Jahr) gewonnen. Die Kohlen in Hambach haben einen Heizwert von ca. 10.000 kJ/kg und einen durchschnittlichen Aschegehalt von 1,5 %.<sup>183</sup> Das Mischungsverhältnis der Kohlen aus Hambach bzw. Garzweiler beträgt im Kraftwerk Neurath 56:44 und im Kraftwerk Niederaußem 37:63.<sup>184</sup>

### 4.4.2.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

In Hambach werden die Flöze Garzweiler und Frimmersdorf mit einer Gesamtmächtigkeit von bis zu 70 m abgebaut. Die Abbautiefe beträgt bis zu 465 m unter Gelände (Abbildung 77).

Als Besonderheit ist zu erwähnen, dass in der Hambachböschung vor der Eröffnung des Tagebaus eine Reihe von Bergwerken betrieben wurde, in denen die Braunkohlen untertage gefördert wurden. Bei einem Stillstand bzw. der Einstellung des Tagebaus muss der Umgang mit diesen alten Grubenbauen geprüft werden (ggf. Verfüllung).

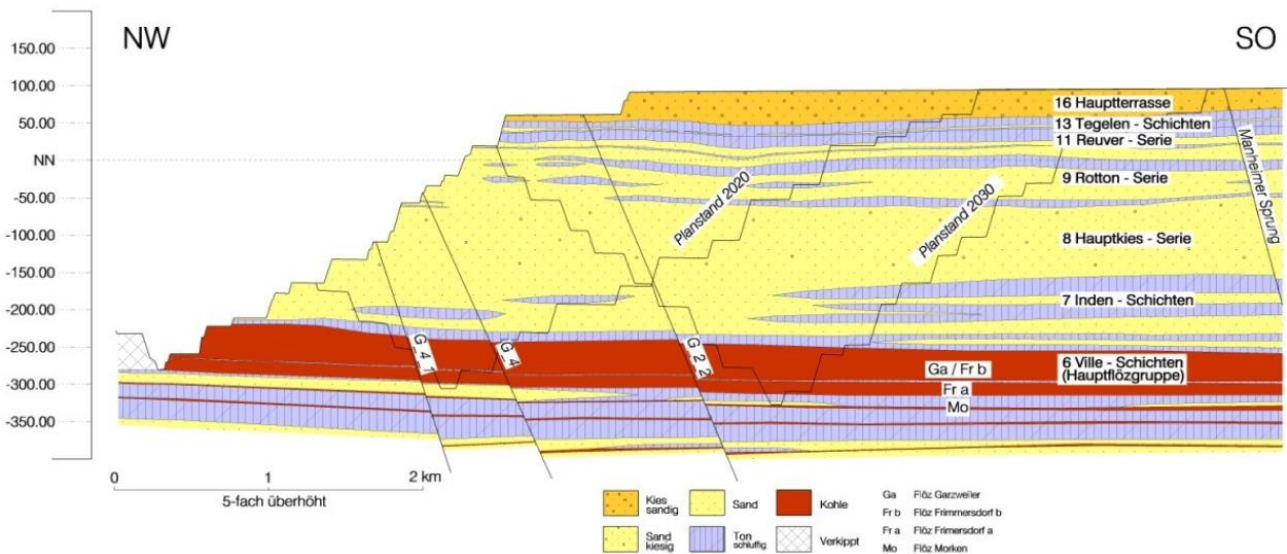


Abbildung 77: Geologischer Längsschnitt NW-SE<sup>185</sup>

Die Besonderheit im Tagebau Hambach gegenüber dem Tagebau Garzweiler ist der höhere Anteil an tonigen und schluffigen Schichten, die weniger standfest sind. Hierbei handelt es sich vor allem um die Horizonte 13, 11, 9, 7 und 6d (Zwischenmittel). Dies erfordert einen erhöhten Aufwand bei der separaten Aufnahme und Verkipfung der einzelnen Mischböden bei der Herstellung der Innenkippe. Beim Schütten der Böschungen wird das standfeste Material (Mischboden I) in Dämmen vorgeschüttet. Dahinter werden dann Tone und Feinsande (Mischboden II), also das weniger standfeste Material, geschüttet (Polderschüttung). Diese Bereiche

<sup>183</sup> Schwarz & Roth (2010)

<sup>184</sup> BUND NRW (2019). Den Gutachtern ist nicht bekannt, welche Flexibilisierungsmöglichkeiten es bei den Mischungsverhältnissen in den Kraftwerken gibt.

<sup>185</sup> RWE Rahmenbetriebsplan Hambach



können in der Regel auch nicht wiederaufgenommen werden. Zum Auffüllen des Tagebautiefsten (in Vorbereitung der Schüttungen der Endböschungen) können hingegen alle Mischböden verwendet werden.

Der Anteil des versauerungsempfindlichen Abraums ist in Hambach deutlich kleiner als in Garzweiler.

#### 4.4.2.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Die derzeitige Sumpfungsmenge beträgt zurzeit ca. 300 Mio. m<sup>3</sup>/a. Das gesümpfte Wasser an der Nordseite des Tagebaus (Nordböschung bei Elsdorf) weist eine hohe Belastung mit Eisen und Mangan aus (Finkelbachleitung). Derzeit wird das Wasser (ca. 100 Mio. m<sup>3</sup> jährlich) über die Wasseraufbereitung der Kraftwerke gereinigt und in den Kraftwerken eingesetzt. Weitere 200 Mio. m<sup>3</sup> werden jährlich über die Wiebachleitung abgeführt. Diese Wässer müssen nicht aufbereitet werden. Die Überleitung ab 2030 zum Restsee Inden ist sicherzustellen (20 Mio. m<sup>3</sup>/a).

In Hambach sind keine relevanten Stützungsmaßnahmen des Wasserhaushaltes erforderlich und es gibt damit auch keinen relevanten Bedarf an Ökowasser und Ersatzwasser. Der Eigenbedarf kann aus der Sumpfung gedeckt werden. Der verbleibende Großteil des gesümpften Wassers wird in die Erft abgeleitet. Nach Beendigung der Sumpfung wird deshalb der Abfluss der Erft von derzeit ca. 8 bis 10 m<sup>3</sup>/s wieder deutlich zurückgehen. Die Erft muss dann für den wesentlich niedrigeren Abfluss von ca. 2 bis 3 m<sup>3</sup>/s rückgebaut und renaturiert werden. Dieser Abfluss ist vergleichsweise niedrig, weil noch bis zum Auffüllen der Grundwasserleiter Erftwasser in den Untergrund versickern wird. Dies wird im Sommer zu extremen Niedrigwasserabflüssen führen, sodass zusätzliche Einleitungen aus Brunnen notwendig werden können.

Weiterhin müssen erhebliche Maßnahmen zur Abwasserbehandlung vor Einleitung in die Erft durchgeführt werden, da zum einen die Verdünnung bei den zukünftig niedrigeren Abflüssen geringer ausfällt und die Anforderungen deutlich gestiegen sind. Zum anderen wird wahrscheinlich der Siedlungsdruck in der Region erheblich ansteigen (Zuzug und neue Gewerbegebiete zur Kompensation der weggefallenen Arbeitsplätze) und damit zusätzliche Abwasser- und Regenwassereinleitungen notwendig werden. Weiterhin müsste der Erftumbau deutlich früher beginnen und in einer deutlich kürzeren Zeit erfolgen. Insgesamt werden sich hierdurch weitere zusätzliche Kosten ergeben.

Die eigentliche Restseeplanung sollte erst mit dem vierten RBP erfolgen, sodass es bis jetzt keine Festlegungen, sondern nur erste Überlegungen u. a. im Braunkohlenplan und dem dritten RBP gibt:

- Der Restsee soll ein Niveau von 65 m NHN haben. Der Abfluss zur Erft erfolgt beim Tagesseeauslauf entweder eingetieft (ca. 30 m) oder verrohrt.
- Der Restsee soll möglichst wenig Fläche haben und tief sein, was eine stabile hydrochemische Schichtung begünstigen würde.
- Bei einer vorzeitigen Einstellung wäre der Restsee in seiner Form allerdings nicht „kompakt“, da er jetzt einen flachen Ausläufer nach Südosten hätte. Es wäre zu prüfen, ob die erforderliche spätere Seewasserqualität dann noch erreicht wird.
- Die Wassergewinnung im nördlichen Abstrom des Restsees muss aufgrund der Sulfatbelastungen nach der Restseefüllung aufgegeben werden.
- Zur Erft hin müssen aufgrund der Sulfatbelastungen nach der Restseefüllung Abfangbrunnen installiert und bis ca. 2300 betrieben werden.

Wie auch in Garzweiler ist die Rheinwasserüberleitung Grundvoraussetzung, um die Restseefüllung effektiv beginnen zu können. Mit der Planung der Rheinwasserüberleitung zum Tagebau Hambach wurde offiziell noch nicht begonnen. Der erste Schritt wäre die Linienfeststellung. Hier werden zurzeit noch verschiedene Varianten diskutiert. Favorisiert wird derzeit die Nutzung des Hochwasserentlastungsstollens aus der Erft in den Kölner Randkanal, der die Ville unterfährt.

Bei einem vorzeitigen Ausstieg müssten die Planungen und der Bau der Rheinwasserüberleitung mit Hochdruck vorangetrieben werden. Solange die Rheinwasserüberleitung nicht betriebsbereit ist, muss die Brunnenümpfung rund um den Tagebau in der Innenkippe und der Nordböschung zur Böschungssicherung fortgesetzt werden. Wenn die Wasseraufbereitung für die Kraftwerke, über die derzeit das belastete Wasser aus der Nordböschung bei Elsdorf aufbereitet wird (ca. 100 Mio. jährlich, genaue Daten liegen nicht vor), wegfällt, sind Alternativen notwendig.

Im Tagebau Hambach ist der Anteil der versauerungsempfindlichen Schichten wesentlich geringer als im Tagebau Garzweiler. Die A2-Maßnahme wurde zunächst auch im Tagebau Hambach durchgeführt. Da dies eine sehr aufwändige Betriebsführung bedeutete, wurde gutachterlich überprüft, ob nur die A1-Maßnahme ausreicht (Abbildung 73). Dies wurde in mehreren Gutachten bestätigt, sodass deshalb als Ersatz für die A2-Maßnahme die obersten 50 m der Böschungen, die nach Beendigung des Tagebaus von Wasser aus dem Restsee in Richtung Erft durchströmt werden, nur aus versauerungsunempfindlichem Material geschüttet werden (sog. Kippenschürze). In den tieferen Grundwasserabstrombereichen aus dem Tagebau Hambach in Richtung Erft wird ein hoher Sulfatgehalt erwartet. Dies erfordert später eine Aufgabe der Wasserversorgungen Sindorf und Paffendorf sowie ggf. auch Türnich.

Darüber hinaus „wird im nordöstlichen Bereich vor Elsdorf (...) durchgängig ein ca. 500 m breiter Bereich entstehen, der höhengleich an das umgebende Gelände anschließt und landwirtschaftlich rekultiviert wird“. <sup>186</sup> Dieser Bereich wird als „Elsdorfer Vorland“ bezeichnet.

### 4.4.3 Inden

Ein genehmigter Rahmenbetriebsplan aus dem Jahr 2009 liegt vor. Der Abbau soll ca. 2030 eingestellt werden. <sup>187</sup>

#### 4.4.3.1 Laut Planung genehmigte Eingriffe in die umliegende Infrastruktur und Umwelt

Im Süden des Tagebaus liegt der Lucherberger See. Es handelt sich hierbei um den Restsee des ehemaligen Tagebaus Lucherberg III. Er hat eine Tiefe von ca. 14 m und eine Größe von 56 ha. Der See ist ein Reservoir für die Kühlwasserversorgung des Kraftwerks Weisweiler. Zwischen dem See und dem Kraftwerk verlaufen unterirdisch zwei Leitungen mit einem Durchmesser von einem Meter. Gespeist wird der See mit Wasser aus der Rur. Im Rahmenbetriebsplan ist festgelegt, dass der See in den nächsten Jahren trockengelegt und der Seebereich abgebaggert wird, um die Südböschung des neuen Restsees neu zu gestalten. Dies soll eine frühzeitige Freizeitnutzung des Restsees ermöglichen. Hierzu wird derzeit bereits ein Depot im Tagebau angelegt.

#### 4.4.3.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen

Im Jahr 2018 wurden 17,43 Mio. t Kohlen gefördert. Der Kohlenvorrat betrug am 01.01.2019 noch 243 Mio. t. Die Kohlen der Oberflözgruppe werden ausschließlich im Kraftwerk Weisweiler verbrannt. Wenn der Tagebau ca. 2030 eingestellt und weiterhin ca. 17 Mio. t Kohlen jährlich gefördert werden, wird der Tagebau nicht vollständig ausgekohlt und es verbleibt ein Rest von ca. 63 Mio. t.

#### 4.4.3.3 Bergbautechnische Ausgangslage und Randbedingungen

Mit der Erstellung der ersten Endböschung wurde bereits im laufenden Abbaubetrieb begonnen.

<sup>186</sup> RWE (2012), S. 15.

<sup>187</sup> Bezirksregierung Köln (2009)

#### **4.4.3.4 Wasserwirtschaftliche Ausgangslage und Randbedingungen**

Der Abraum im Tagebau Inden ist nicht versauerungsempfindlich. Aufwändige Maßnahmen wie in Garzweiler zum Schutz vor Versauerung des Restsees und der Grundwasserleiter sind deshalb nicht erforderlich. Die Überleitung ab 2030 zum Restsee Inden aus Hambach ist sicherzustellen (20 Mio. m<sup>3</sup>/a).



## 5 BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG DER SZENARIEN

### 5.1 Einführung zu Szenarien

Der Begriff des Szenarios ist in der Energiewirtschaft nicht eindeutig und vielschichtig. Im vorliegenden Projekt wird zunächst ein Szenario gesucht, das einen Referenzpfad darstellt. Des Weiteren werden zwei unterschiedliche Ausstiegsszenarien hergeleitet. Um die Herleitung dieser Szenarien nachzuvollziehen, werden zunächst die Methoden und Ansätze bezüglich

- der Erstellung,
- des Charakters und
- der Verwendung von Szenarien

beschrieben.

#### Erstellung

Ein Szenario – so wie es hier verstanden wird – ist im Kern eine Projektion in die Zukunft. Der zukünftige Zustand wird durch mehrere Größen (Parameter) beschrieben. Typischerweise werden dabei nicht nur ein Zeitpunkt und seine Eigenschaften, also die Größen der Parameter, betrachtet, sondern auch die Entwicklung, die vom Ist-Zustand zu diesem zukünftigen Zustand führt, zumindest in Stützjahren, dargestellt.

Es existieren verschiedene Methoden, ein Szenario aufzustellen. Im einfachsten Fall wird der Intuition folgend eine Aussage über die Zukunft und die Entwicklung der betrachteten Parameter dorthin getroffen. Im Zusammenhang der Energiewirtschaft sind die Szenarien jedoch regelmäßig so vielschichtig, umfassen also so viele Parameter, dass eine intuitive und gleichzeitig belastbare Aussage nicht möglich ist. Der Grund dafür ist unter anderem, dass die Parameter sich nicht unabhängig voneinander entwickeln, sondern interdependent, also einander beeinflussend, sind. Es besteht die Gefahr, dass die einzelnen Parameterentwicklungen nicht mehr zueinander passen. Man spricht in diesem Fall von inkonsistenten Szenarien.

Eine Möglichkeit, dieser Komplexitätsfalle zu entkommen, besteht darin, nur einen kleinen Teilbereich des zu untersuchenden Systems zu beschreiben, sich also stark zu fokussieren. Aufgrund der genannten Interdependenz der Parameter, die dann zwingend teilweise außerhalb des engen Fokus liegen, ist dieser Ansatz jedoch nur begrenzt umsetzbar.

Häufig werden im energiewirtschaftlichen Kontext modellgestützte Szenarien verwendet. Hierbei wird für einen Teil der Parameter eine Annahme getroffen und ein Computermodell damit beaufschlagt. Die Stärke des Computermodells ist, dass auch vielschichtige und komplexe Wirkzusammenhänge im Code abgebildet werden können. Bei sachgerechter Anwendung ergeben sich aus dem Berechnungslauf weitere Parameter, die widerspruchsfrei zu den Input-Parametern sind.

#### Box 3: Beispiel für ein modellgestütztes Szenario

In einem Strommarktmodell werden unter anderem die Kraftwerkliste, technische Eigenschaften der Kraftwerke (Lebensdauern, Wirkungsgrade etc.) und Brennstoffpreise vorgegeben. Das Modell berechnet dann, wie eine ebenfalls vorgegebene elektrische Last zu geringsten Kosten gedeckt werden kann und fügt den neuen Parameter „Strompreis“ als Ergebnisgröße widerspruchsfrei hinzu.

Eine eigenständige Methode der Szenarioentwicklung hat sich in der sog. „Szenariotechnik“ herausgebildet. Die Szenariotechnik geht mit der genannten Problematik der vielen Parameter und hohen Komplexität auf eine andere Weise um: Unterstützt durch Computerprogramme werden die einzelnen Parameter paarweise gegenübergestellt. Experten beurteilen dann, welche Entwicklungsoptionen der Einzelparameter zueinander passen

und welche sich eher ausschließen. So wird die (schwer oder unmöglich treffbare) Aussage über die Gesamtkonsistenz des Szenarios in kleinere, lösbare Einzelkonsistenzen heruntergebrochen. Aus diesen Aussagen lässt sich dann ein konsistentes oder mehrere konsistente Szenarien herstellen.

### Charakter

Je nachdem, zu welchem Zweck Szenarien erstellt werden, haben sie einen unterschiedlichen „Impact“, eine ihnen innewohnende Aussage. Zwei grundlegende Arten von Szenarien können als *Trendszenario* und *Zielszenario* bezeichnet werden.

Ein *Trendszenario* beobachtet und beschreibt die bestehende Situation und die bekannten Einflussgrößen. Im hier relevanten Kontext also auch z. B. den gesetzlich-normativen Rahmen, der derzeit besteht. Das Trendszenario ermittelt dann, z. B. modellgestützt, wie sich andere Parameter entwickeln, welcher Trend sich also zeigt, wenn der Rahmen so bleibt wie derzeit empirisch belegbar. Es beantwortet also umgangssprachlich die Frage: „Wohin bringt uns das, was wir heute beobachten?“.

#### Box 4: Beispiel für ein Trendszenario

Ein Trendszenario zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß könnte (grob vereinfacht) etwa erstellt werden, indem der Status quo und die bestehenden Gesetze (Cap and Trade etc.) in ein Energiemarktmodell gegeben und als Ergebnis die Emissionen des Jahres 2030 abgelesen werden und damit auch, ob ceteris paribus ein gesetztes Ziel erreicht oder verfehlt wird.

Ein *Zielszenario* hingegen würde, um noch einen Moment in der umgangssprachlichen Formulierung zu verweilen, fragen: „Was müssen wir tun, damit wir...?“ In der Erstellung des beispielhaft genannten Szenarios zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß könnten also unterschiedliche Maßnahmen untersucht werden, um schließlich den Vorzugsweg zu beschreiben, *wie* (nicht „ob“!) das Einsparziel zu erreichen wäre.

Bei der Verwendung von Szenarien Dritter ist zu bedenken, dass diese wahrscheinlich einer dieser beiden Klassen zuzurechnen sind und folglich mit einem bestimmten gedanklichen Hintergrund erstellt wurden.

### Verwendung

Eine weitere Möglichkeit zur Klassifizierung ist die Frage nach der Wahrscheinlichkeit des Eintretens des Szenarios. Diese ist in aller Regel nicht im mathematischen Sinne zu beantworten, denn die Wahrscheinlichkeit des Szenarios ergibt sich auf Grundlage der Wahrscheinlichkeiten der Einzelannahmen zu den Parametern – und auch hier nicht durch bloße Multiplikation, da die Parameter nicht ohne Interdependenz („nicht orthogonal“) sind.

Dennoch ist der Wahrscheinlichkeitsbegriff im qualitativen Sinne hilfreich. Der Verwendungszweck des Szenarios bestimmt nämlich, wie extrem seine Parameter gewählt werden. Für viele Verwendungszwecke sind möglichst wahrscheinliche Szenarien gefragt: Etwa für die Bewertung eines Kaufes oder Verkaufes, allgemein für Prognosen der Zukunft. Diese Szenarien bezeichnen wir als „*moderate*“ Szenarien.

Für bestimmte Aufgaben werden aber auch absichtlich extreme Szenarien gebildet. Deren Eintreten ist nicht wahrscheinlich, aber möglich. Der Sinn solcher Szenarien besteht darin, sich auf Extremsituationen vorbereiten zu können und Folgen von unwahrscheinlichen Ereignissen möglichst gut abzuschätzen. Beispiele sind aus der Bankenwelt („Stresstest“), aus der Planung sicherheitsrelevanter Einrichtungen z. B. im Flugverkehr sowie immer mehr aus der Klimaforschung bekannt.

Auch in der Energiewirtschaft haben *Stress-Szenarien* ihre Berechtigung, wenn es darum geht, Systemfolgen zu bewerten. Ein Beispiel ist die „Dunkelflaute“, also das Zusammentreffen von Windstille und fehlendem Sonnenschein, möglicherweise in Kombination mit einigen Kraftwerksausfällen etc.

## 5.2 Referenzszenario

Die Grundüberlegung des Referenzszenarios besteht darin, eine Markteinschätzung über den weiteren Verlauf der Braunkohleverstromung und damit der Tagebauauskohlung sowie der Folgekosten ohne einen regulatorischen Kohleausstieg zu treffen. Die Ansätze zu den Ausstiegsszenarien werden in den jeweiligen Kapiteln erläutert.

Im Referenzszenario beschränkt sich das Gutachten nicht auf die vorliegenden Genehmigungen und Unternehmenspläne. Vielmehr prüft das Gutachten, ob Verstromung und Auskohlung insbesondere wegen der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen so erfolgen würden, wie es die vorliegenden Genehmigungen und Unternehmenspläne vorsehen. Die Überprüfung ergibt Abweichungen der Annahmen des Referenzszenarios von den vorliegenden Genehmigungen und Unternehmensplänen.

Diese Aufgabenstellung ist aus mehreren Gründen herausfordernd. Neu errichtete Braunkohlenkraftwerke erreichen üblicherweise technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern von 35 bis 40 Jahren, ältere Anlagen u. a. durch erfolgte Retrofit-Maßnahmen sogar teilweise deutlich mehr. Ebenfalls sind in der Regel die mit den Kraftwerken verbundenen Braunkohlentagebaue über mehrere Dekaden ausgelegt.

Wichtige Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung sind insbesondere der Strompreis sowie die Entwicklung der Preise für Treibhausgasemissionshandelszertifikate. Für eine Markteinschätzung wären somit langfristige Projektionen der Strom- und CO<sub>2</sub>-Preise mindestens bis etwa 2050 erforderlich. Tatsächlich werden die Commodities (Güter) Strom und CO<sub>2</sub> nur auf etwa drei bis vier Jahre im Voraus gehandelt. Diese Preise können zu einem aktuellen Zeitpunkt jeweils als die übereinstimmende Marktmeinung der Akteure im Strommarkt angesehen werden. Über den Zeitraum danach bestehen derartige Marktpreise nicht.

Langfristige „objektive“ Projektionen sind also nicht verfügbar. Akteure wie z. B. Kraftwerksbetreiber erstellen zur Bewertung ihrer Assets (Anlagen und Vermögenswerte) üblicherweise langfristige Strommarktprojektionen, die aber nur intern verwendet werden und die individuelle Unternehmensmeinung widerspiegeln. Darüber hinaus existieren von diversen Instituten und Beratungsunternehmen Projektionen auf der Basis sogenannter fundamentaler Strommarktmodelle. Hierbei handelt es sich immer um „wenn – dann“-Aussagen. Es müssen zahlreiche Einschätzungen getroffen werden, z. B. über den Neubau von Kraftwerken (insbesondere den Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien (EE)), die Entwicklung der Stromnachfrage, die Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. Kapazitätsmarkt versus Strommarkt 2.0), der CO<sub>2</sub>-Abgabe, der Kuppelkapazitäten mit benachbarten EU-Strommärkten, Preisentwicklungen von (Import-)Brennstoffen usw. Zu jedem Zeitpunkt divergieren die Einschätzungen unterschiedlicher Experten oder Akteure, was den Teilspekt des weiteren Verlaufs der Braunkohleverstromung angeht.

→ Methodisch ist es ratsam, als Orientierung einen Überblick über einschlägige Einschätzungen zu generieren und Gemeinsamkeiten zu nutzen.

Eine weitere methodische Herausforderung besteht dann darin, Studien aus einem geeigneten Zeitraum zur Orientierung heranzuziehen. Zum einen existieren nicht zu jedem Quartal beliebig viele geeignete Szenarien, die als Grundgesamtheit herangezogen werden könnten. Zum anderen ist festzustellen, dass die Kenntnis um einen regulatorisch bzw. gesetzlich getriebenen Ausstieg bzw. die Überzeugung, dass dies geschehen wird, nicht mit einem Schlag – also nicht zu einem Zeitpunkt – alle Stakeholder erreicht hat. Vielmehr muss von einem Meinungsbildungsprozess und einem Erkenntniszuwachs ausgegangen werden, der sich über Monate oder Jahre hinzog und nach Veröffentlichung der Kommissionsbeschlüsse einen hohen Reifegrad erreicht hat. Doch bereits im Jahre 2016 bestand in Form eines Kabinettsbeschlusses („Klimaschutzplan 2050“) Klarheit über den Plan, eine Kommission einzusetzen, die den Strukturwandel in betroffenen Regionen begleiten soll.

Parallel zu diesem Erkenntniszuwachs hat der weiter voranschreitende Ausbau der Erneuerbaren Energien immer mehr und häufiger die Vermarktungserlöse der Kohleverstromung und die Fahrweise der Kraftwerke beeinflusst und damit die Erwartung an das „Geschäftsmodell Braunkohle“ einem Wandel unterworfen. Es ist

aus diesen Gründen nicht möglich, den Zeitraum, in dem der Markt die genannte Einschätzung (kein Kohleausstieg) hatte, hart und eindeutig einzugrenzen.

→ Methodisch muss daher ein grundsätzlich geeignetes Szenario ggf. noch modifiziert werden, um Zeitpunkt und „Markteinschätzung“ möglichst gut zu treffen. Hierzu wurde bei der Erstellung des vorliegenden Gutachtens das Expertenwissen der Projektbeteiligten, auch z. B. zu Detailfragen der Kraftwerke und Tagebaue, hinzugezogen.

## 5.2.1 Beschreibung des Szenarios

Zweck des Referenzszenarios im Rahmen dieses Gutachtens ist die – soweit möglich objektivierte – Projektion der Braunkohleverstromung unter der Annahme, dass kein regulatorischer Kohleausstieg erfolgen würde. Dazu sind zum einen die energiepolitischen Rahmenbedingungen und zum anderen die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Braunkohlekraftwerke zu betrachten. Auch wenn Tagebaue und Kraftwerke hier in der Regel eine wirtschaftliche Einheit bilden, kann ceteris paribus nicht automatisch geschlossen werden, dass die Laufzeit der Kraftwerke synchron mit den Vorräten in den (genehmigten) Tagebauen ist. Der Kraftwerks- und Tagebaubetreiber hat grundsätzlich ein Interesse, den einmal aufgeschlossenen Tagebau möglichst vollständig zu nutzen. Reichen allerdings die Rohmargen längerfristig nicht mehr aus, um die mittel- und langfristig vermeidbaren fixen Betriebskosten<sup>188</sup> zu decken, wird er Tagebau und Kraftwerk möglicherweise nicht weiter betreiben. Dies gilt insbesondere dann, wenn durch eine vorzeitige Stilllegung gewährleistet ist, dass Folgekosten aus einer Veränderung (Verkleinerung) eines Tagebaus die vermeidbaren Fixkosten von Kraftwerk und Tagebau nicht überkompensieren.

Im Folgenden werden wesentliche energiepolitische Rahmenbedingungen sowie technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern der Kraftwerke betrachtet. Diese bilden gemeinsam die zentralen Parameter für das Referenzszenario.

Die Bundesregierung hat im September 2010 ein Energiekonzept<sup>189</sup> verabschiedet, das u. a. folgende Ziele für das Jahr 2050 formuliert:

- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 %
- Steigerung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 %
- Minderung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 auf 50 %
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 um 25 %
- Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % gegenüber dem Stand von 1990

Im November 2016 hat die Bundesregierung einen Klimaschutzplan<sup>190</sup> verabschiedet, der für 2030 eine Emissionsminderung von 55 bis 56 % im Vergleich zu 1990 vorsieht und dieses Ziel auf folgende Handlungsfelder aufteilt:

- Energiewirtschaft: Minderung um 61 bis 62 %
- Gebäude: Minderung um 66 bis 67 %

<sup>188</sup> Die vermeidbaren fixen Betriebskosten umfassen im Wesentlichen Personalkosten, Kosten für Wartung durch eigenes Personal und/oder bezogene Leistungen, damit verbundene Kosten für Overhead sowie längerfristig erforderliche Investitionen z. B. für das Umsetzen von Großgeräten (Bandanlagen, Großbagger). Vgl. dazu auch: Öko-Institut (2017), Kapitel 9

<sup>189</sup> BMWi (2010)

<sup>190</sup> BMU (2016)



- Verkehr: Minderung um 40 bis 42 %
- Industrie: Minderung um 49 bis 51 %
- Landwirtschaft: Minderung um 31 bis 34 %
- Sonstige: Minderung um 87 %

Eine Übersicht über vergangene und die sich aus den politischen Zielen ergebenden Emissionen im Jahr 2030 gibt Abbildung 78:

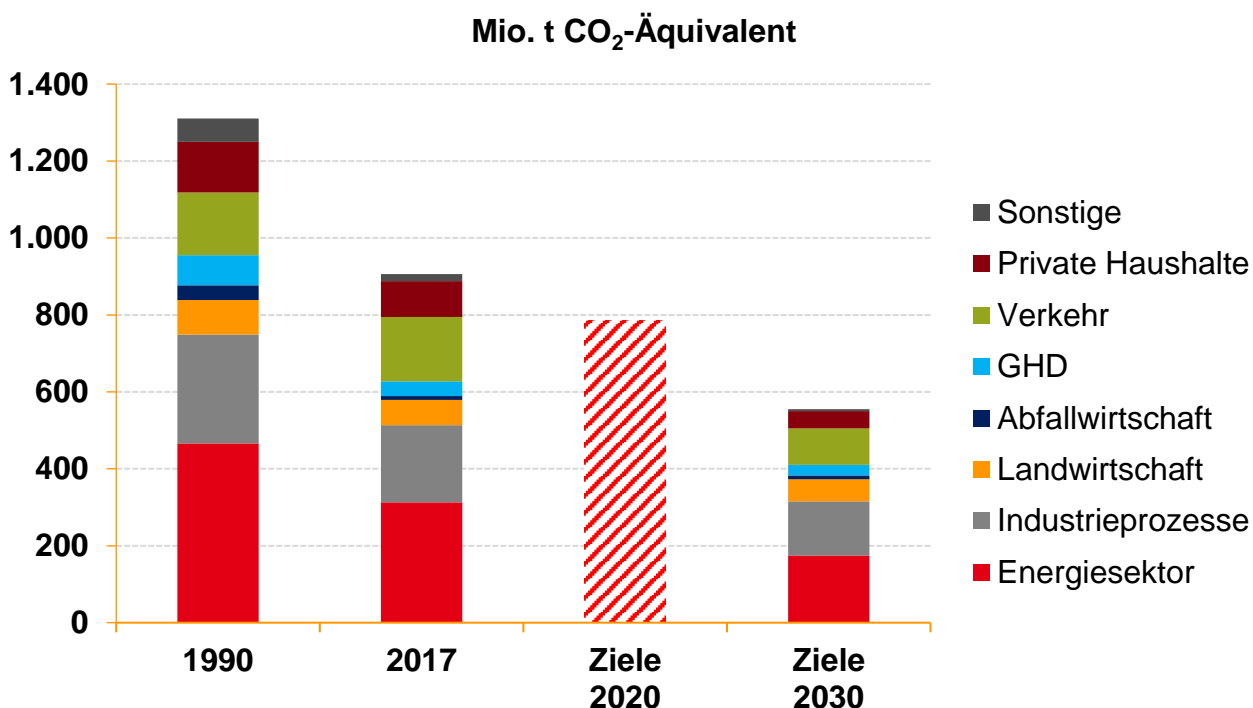


Abbildung 78: Übersicht über die Emissionsminderungsziele der Bundesregierung

Im Koalitionsvertrag<sup>191</sup> von CDU und SPD vom Februar 2018 sind u. a. folgende Ziele vereinbart:

- Ein zielstrebigere, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der Erneuerbaren Energien mit dem Ziel von etwa 65 % Erneuerbaren Energien bis 2030
- Unter der Voraussetzung der Aufnahmefähigkeit der Netze eine Einsparung von 8 bis 10 Mio. t CO<sub>2</sub> durch EE-Sonderausschreibungen (je 4 GW Onshore-Windenergie und Photovoltaik sowie „ein Offshore-Windenergiebeitrag“, je zur Hälfte in den Jahren 2019 und 2020)
- Aufrechterhalten einer einheitlichen Stromgebotszone in Deutschland durch eine bessere regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und einen Mindestanteil über alle Erzeugungsarten für die Ausschreibungen südlich des Netzengpasses
- Förderung von Investitionen in Speichertechnologien und intelligente Vermarktungskonzepte durch eine stärkere Marktorientierung der Erneuerbaren Energien
- Reform der Netzentgelte zur Verbesserung der Kostenverursachungsgerechtigkeit und Netzdienlichkeit
- Erarbeitung einer sektorenübergreifenden Energieeffizienzstrategie

<sup>191</sup> Bundesregierung (2018)

- Einrichtung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, die u. a. einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung erarbeiten sollte

Diese exemplarischen Ziele geben einen Rahmen für Strommarktszenarien vor. Die Realität zeigt jedoch, dass Ziele mitunter auch verfehlt werden. Beispiele für Zielverfehlungen sind:

- Die voraussichtliche Verfehlung der Zielstellung, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2020 um 40 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken,
- die (derzeitige) Verfehlung der Zielstellung eines Zubaus von 3 GW PV pro Jahr, abnehmende Flächenverfügbarkeiten für Onshore-Windenergieanlagen und
- Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze.

Dementsprechend lässt sich für die nächsten Jahrzehnte ein sehr breiter Szenariorahmen aufspannen. Entsprechend den Vorbemerkungen in Kapitel 5.1 wurden dazu zunächst zahlreiche, öffentlich verfügbare Studien gesichtet.<sup>192</sup> Alle Studien zeigen eine sehr große Bandbreite bezüglich der Parameter und Ergebnisse auf. Grundsätzlich können die darin enthaltenen Szenarien in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Trendszenarien/Referenzszenarien: Diese beschreiben eine Fortführung des Status quo zum Zeitpunkt der Studiererstellung. In der Regel werden in diesen Strommarktprojektionen die THG-Minderungsziele für den Stromsektor verfehlt.<sup>193</sup>
- Szenarien, in denen die THG-Minderungsziele für den Stromsektor in einer Größenordnung von -80 % gegenüber dem Stand von 1990 liegen.
- Szenarien, in denen die THG-Minderungsziele für den Stromsektor in einer Größenordnung von -95 % gegenüber dem Stand von 1990 liegen.

In Abbildung 79 ist dargestellt, wie sich die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke von 2020 bis 2060 entwickeln soll. Dabei wurden exemplarisch jeweils drei Szenarien der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland, der Studie von ISI 2018 sowie der Studie des Öko-Instituts ausgewertet. Als weiteres Szenario wurden das Trend-Szenario von Nitsch 2017 sowie der genehmigte Szenariorahmen der BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (wahrscheinlichstes Szenario B, dieses umfasst nur die Jahre 2030 und 2035) aufgenommen.

<sup>192</sup> Insbesondere wurden die unterschiedlichen Szenarien in den folgenden Studien detailliert analysiert, ausgewertet und verglichen: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019), BCG, Prognos (2018), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung et al. (2017), Öko-Institut (2017), Nitsch (2018)

<sup>193</sup> Eine Zielverfehlung im Stromsektor könnte theoretisch durch höhere Einsparungen in anderen Sektoren überkompensiert werden.

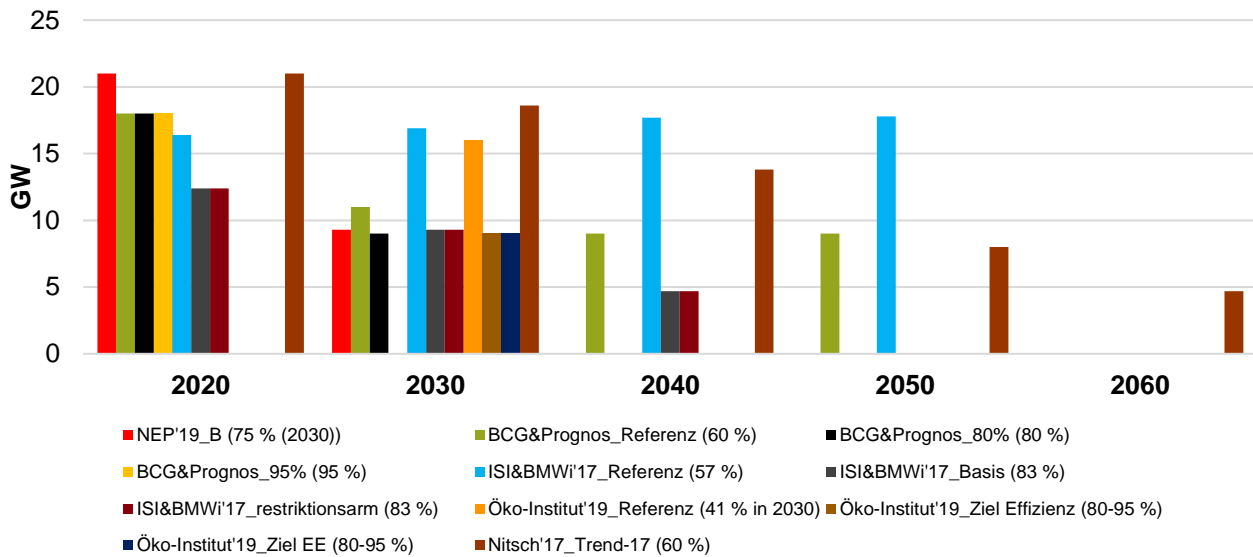


Abbildung 79: Erwartete installierte Leistung der deutschen Braunkohlekraftwerke in unterschiedlichen Studien und Szenarien

Deutlich wird die große Bandbreite der Ergebnisse:

- 2020 liegt diese zwischen 12,4 GW und 21 GW, der Mittelwert liegt bei 17,2 GW.
- 2030 liegt diese zwischen 9 GW und 18,6 GW, der Mittelwert liegt bei 11,7 GW.
- 2040, 2050 und 2060 sind nur in einigen Studien ausgewiesen.

Tatsächlich beträgt für 2019 die zu erwartende installierte Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke (ohne Sicherheitsbereitschaft) rund 18,1 GW.<sup>194</sup> Über die Sicherheitsbereitschaft hinausgehende Stilllegungsanzeigen liegen derzeit nicht vor (Stand 20.09.2019). Damit liegt die tatsächlich installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke derzeit eher im oberen Drittel der Studienbandbreite für das Jahr 2020.

Für die Ableitung eines Referenzszenarios im Rahmen dieses Gutachtens wurde – ergänzend zur Studienauswertung – eine Reihe von energiewirtschaftlichen Prämissen zugrunde gelegt:

- Grundlage sind die Braunkohlenvorräte zum 01.01.2019 auf der Basis der genehmigten Rahmenbetriebspläne.
- Es werden keine neuen Tagebaue aufgeschlossen, die über die heutigen, genehmigten Rahmenbetriebspläne hinausgehen. Diese Annahme begründet sich damit, dass zum einen auch ohne einen regulatorischen Kohleausstieg die Akzeptanz für weitere Tagebaue insgesamt gesunken ist. Zum anderen hat sich seit Mitte 2018 das wirtschaftliche Umfeld der Braunkohleverstromung durch den Umstand, dass die Preise für Emissionshandelszertifikate deutlich stärker gestiegen sind als der Strompreis, verschlechtert. Die Folge ist ein sinkender Rohertrag aus der Braunkohleverstromung, der aktuell zu sinkenden Erzeugungsmengen führt, vor allem aber das wirtschaftliche Risiko beim Aufschluss neuer Tagebaue (ohne bisher genehmigten Rahmenbetriebsplan) erhöht.

Für die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Bestands-Kraftwerke werden im Rahmen des Referenzszenarios folgende Überlegungen angestellt:

- Braunkohlekraftwerke aus Westdeutschland, die vor 1990 errichtet wurden, weisen hohe Nutzungsdauern von zum Teil deutlich über 50 Jahren auf. Die Anlagentechnik ist robust und wurde mehrfach ertüchtigt.

<sup>194</sup> BNetzA (2019), abzüglich der Kraftwerke, die zum 01.10.2019 noch in die Sicherheitsbereitschaft gehen.

Aus diesem Grund wird für diese Kraftwerke mit einer Leistung von >100 MW eine Nutzungsdauer von bis zu 55 Jahren angesetzt.

- Moderne Braunkohlekraftwerke, die nach 1990 errichtet wurden, werden, wie auch im Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur, mit 40 Jahren angesetzt.
- Braunkohlekraftwerke der ehemaligen DDR, die zwischenzeitlich ertüchtigt wurden, werden mit einer Nutzungsdauer von 45 Jahren angenommen.
- Kleinere Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von <100 MW werden mit 40 Jahren angesetzt.
- Im Einzelfall werden für bestimmte Kraftwerksblöcke individuelle Annahmen getroffen, wenn hierüber öffentlich verfügbare Informationen zu beabsichtigten Restlaufzeiten vorliegen. Beispiele sind das Kraftwerk Jänschwalde, das gemäß Aussagen im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum Szenariorahmen des NEP 2030 V2019 nach dem Auskohlen des Tagebaus Jänschwalde 2023 noch etwa 8 bis 10 Jahre weiter betrieben werden soll<sup>195</sup>, oder das Wirbelschicht-Braunkohleheizkraftwerk Cottbus, das 2022 durch ein gasbetriebenes Heizkraftwerk ersetzt wird.<sup>196</sup> Gleiches gilt für das Kraftwerk Weisweiler, für welches entsprechend älteren Pressemeldungen der RWE ein Betriebsende in den Jahren 2030/31 angesetzt wird.<sup>197</sup>

Mit den dargestellten Annahmen ergibt sich folgender Verlauf der installierten Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke:

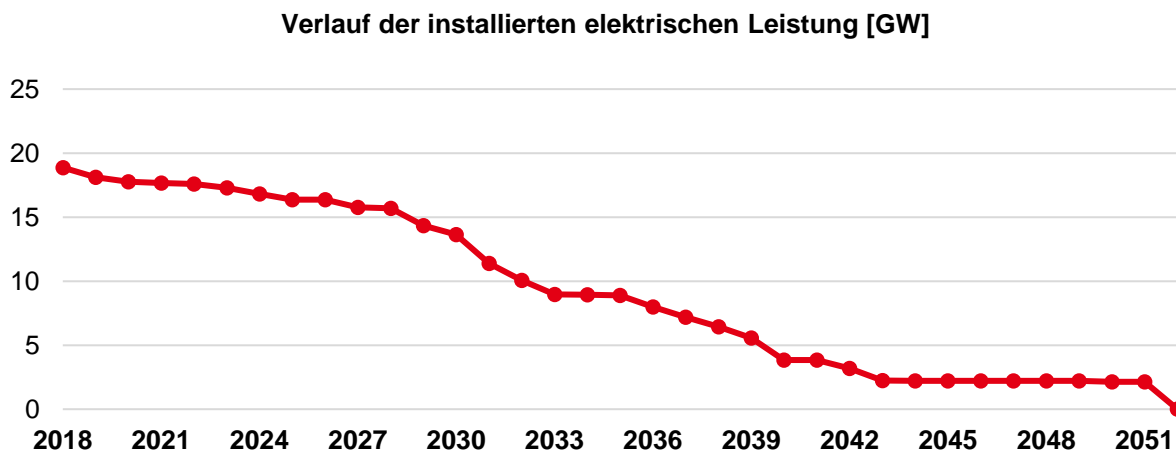


Abbildung 80: Installierte Kraftwerksleistung für das Referenzszenario<sup>198</sup>

Um die benötigten Kohlemengen zu bestimmen, sind weitere Annahmen zur Beschäftigung der Kraftwerke (Vollbenutzungsstunden) und zu den jährlichen Wirkungsgraden zur Strom- und ggf. Fernwärmeerzeugung zu treffen. Bei den Vollbenutzungsstunden werden leicht rückläufige Werte angesetzt, da durch den zunehmenden Anteil von volatilen EE-Stromerzeugungsanlagen die Braunkohlekraftwerke bei hohen EE-Einspeisemengen zunehmend zurückgefahren werden.<sup>199</sup> Die Wirkungsgrade beruhen auf Recherchen und eigenen Berechnungen der B E T sowie auf Literaturangaben.<sup>200</sup>

<sup>195</sup> BNetzA (2018), S. 31.

<sup>196</sup> Heizkraftwerksgesellschaft Cottbus mbH (2019)

<sup>197</sup> Aachener Zeitung (2017)

<sup>198</sup> Kraftwerk Lippendorf ist hier MIBRAG zugeordnet.

<sup>199</sup> Eine Reihe von Braunkohlekraftwerken, die ursprünglich für einen Grundlastbetrieb ausgelegt waren, ist zwischenzeitlich für einen flexiblen Kraftwerkseinsatz ertüchtigt worden, vgl. z. B. Dr. Lars Kulik, Zukunftsausrichtung der Rheinischen Braunkohle im Einklang mit der Energiewende, World of Mining, Surface & Underground, 69. Jahrgang, Nummer 2, März/April 2017

<sup>200</sup> Vgl. z. B.: Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation



Für den Bereich der Kohleveredlung wurde vereinfachend angenommen, dass dieser in unveränderter Höhe bis 2030 fortgeführt, dann aber eingestellt wird. Tatsächlich wird sich eine über die Jahre abnehmende Produktion einstellen, deren genauer Verlauf jedoch schwer einzuschätzen ist. Die vorliegende Annahme stellt aus gutachterlicher Sicht eine plausible Größenordnung dar.

Für alle betrachteten Tagebaue ergeben sich die nachfolgend dargestellten Ausgangsmengen und Restmengen nach dem Referenzszenario. Die Rahmenbedingungen zur Herleitung dieser Mengen wurden ausführlich in Kapitel 4 dargestellt.

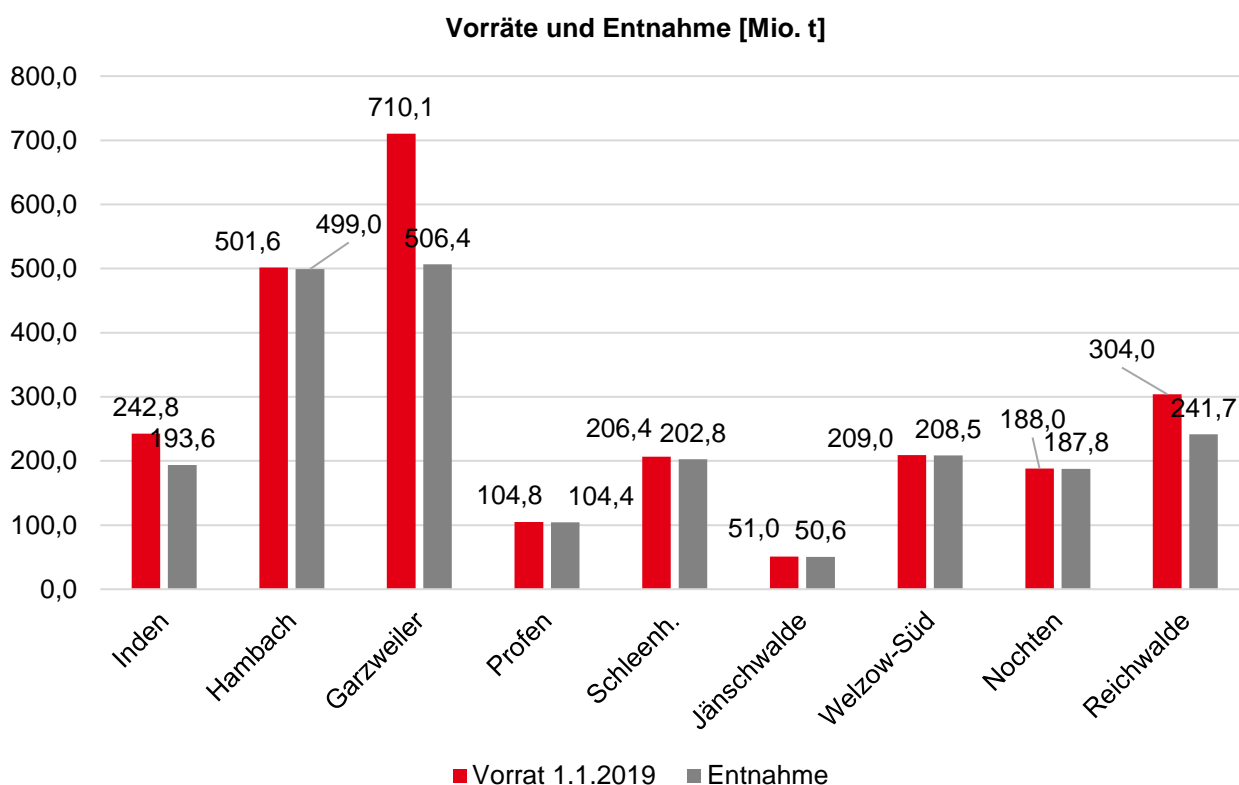


Abbildung 81: Vorräte und Entnahmen im Referenzszenario

Die Auswirkungen dieser Annahmen auf die Tagebaue wird im Folgenden je Revier erläutert.

## 5.2.2 Auswirkungen auf die Tagebaue

Aus den für das Referenzszenario ermittelten Bedarfsverläufen können die Auswirkungen auf die einzelnen Tagebaue hergeleitet werden. Ausgangspunkt sind die hergeleiteten Vorräte zum 01.01.2019. Die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen der im Referenzszenario angelegten Kohlenentnahme auf die einzelnen Tagebaue werden im Folgenden detailliert beschrieben. Die dabei verwendeten Annahmen und Vorgehensweisen sind unterschiedlich und werden bei den einzelnen Tagebauen erläutert. Für die Tagebaue Garzweiler und Hambach wurden aufgrund der komplexen Tagebauszenarien und weil die entsprechenden Daten öffentlich verfügbar sind, digitale Lagerstättenmodelle aufgebaut (Anlage 2).

### 5.2.2.1 Lausitzer Revier

Aus dem Tagebauverbund Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten sowie Reichwalde werden die Kraftwerkstandorte Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe beliefert. Der Tagebau Jänschwalde wird bis 2023

vollständig ausgekohlt.<sup>201</sup> Das Kraftwerk Jänschwalde wird anschließend weiterhin durch die verbleibenden Tagebaue mithilfe der Kohleverbindungsbahn versorgt. Im Referenzszenario werden eine Auslastung der Kraftwerke und eine entsprechende Kohleförderung in den Tagebauen des Reviers bis 2041 unterstellt.

Vom verbleibenden Tagebauverbund Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde können dem Kohlemix für die Kraftwerksblöcke nur bestimmte Anteile der zur verstärkten Schlackebildung neigenden Kohle aus dem Tagebau Reichwalde zugemischt werden (Kapitel 4.2). Für die Kohlen aus den Tagebauen Welzow-Süd und Nochten sind den Gutachtern keine derartigen Beschränkungen bekannt.

Eine baldige Stilllegung des Tagebaus Reichwalde wäre problematisch, da die Reichwalder Kohle im Kohlemix zur Versorgung aller drei Kraftwerke mengenmäßig unverzichtbar ist. Eine theoretische Erhöhung der Förderung in den Tagebauen Welzow-Süd und Nochten zur Kompensation der Kohleförderung aus dem Tagebau Reichwalde wird aus ökonomischen und technischen Gründen als schwierig erachtet. Zur Sicherstellung der Versorgung der Abnehmer mit den erforderlichen Kohlemengen wird im Referenzszenario also von einem verbleibenden Tagebauverbund Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde ausgegangen.

Das Referenzszenario geht entsprechend der Planungs- und Genehmigungslage von einer vollständigen Gewinnung der zur Versorgung der Abnehmer erforderlichen Kohlemengen aus den Tagebauen Welzow-Süd und Nochten aus. Für eine ausreichende Versorgung der Abnehmer ist dabei im Referenzszenario die Inanspruchnahme des laut BKP bereits genehmigten Teilabschnitts II (TA II) im Tagebau Welzow-Süd nicht erforderlich. Nicht erforderlich ist ebenfalls die Inanspruchnahme des laut BKP bereits genehmigten Abbaugebietes 2 (AG 2) im Tagebau Nochten, was auch auf das Sonderfeld Mühlrose als Teilabschnitt von AG 2 zutrifft. Demnach werden im Referenzszenario Teilabschnitt I (TA I) des Tagebaus Welzow-Süd und Abbaugebiet 1 (AG 1) des Tagebaus Nochten komplett ausgekohlt. Demgegenüber kann der Tagebau Reichwalde flexibel verkürzt werden und stellt damit für das Referenzszenario zur Kohleförderung im Lausitzer Revier die Ausgleichsgröße dar.

Die in den vier aktiven Tagebauen der Lausitz bis zum 01.01.2019 noch vorhandenen Braunkohlenvorräte betragen ca. 752 Mio. t (Tabelle 22). Insgesamt werden im Referenzszenario ca. 92 % der genehmigten Vorräte genutzt. Diese Mengenannahme resultiert aus den Kraftwerkseinsätzen, die im Rahmen des Referenzszenarios angenommen wurden, sowie einer Zuordnung der Kraftwerke zu Tagebauen, die einen sachgerechten Betrieb ermöglichen. Dabei wird das Nordostfeld des Tagebaus Reichwalde nicht vollständig, sondern nur zu 54 % ausgekohlt (Abbildung 84, Tabelle 22). Der Tagebau Jänschwalde wird je nach Kohleförderung und Genehmigungslage zwischen 2023 und 2025 ausgekohlt und fällt damit aus dem Betrachtungszeitraum dieses Gutachtens.

---

<sup>201</sup> Dieser Aussage liegt die Annahme zu Grunde, dass die derzeitige Aussetzung der Betriebsgenehmigung nur von kurzer, vorübergehender Dauer ist. Vgl. Kapitel 4.2

Tagebau	Kohlevorrat 01.01.2019	Stilllegung im Referenzszenario	Kohlen- entnahme im Referenz- szenario	WNM-Kosten nach LEAG	WNM-Kosten nach Referenz
	[Mio. t]	Jahr	[Mio. t]	[Mio. €]	[Mio. €]
Jänschwalde	51,0	2023	50,6	keine Angabe *	keine Angabe *
Welzow-Süd	209,0	2030	208,5	keine Angabe *	keine Angabe *
Nochten	188,0	2041	187,8	795,1**	< 795,1 ***
Reichwalde	304,0	2041	241,7	404,9 **	~433,4 ****
<b>Summe</b>	<b>752,0</b>		<b>688,6</b>		

\* Angaben in Vorsorgevereinbarung nicht veröffentlicht. Sind nur vom LBGR Brandenburg oder von LEAG direkt einzuholen.<sup>202</sup>

\*\* Mit Inanspruchnahme Sonderfeld Mühlrose.<sup>203</sup>

\*\*\* Ohne Inanspruchnahme Sonderfeld Mühlrose gemäß Referenzszenario

\*\*\*\* s. Punkt 5.2.2.1.2.4

Tabelle 22: Kohlevorräte und Wiedernutzbarmachungskosten im Referenzszenario

Für eine Bewertung der Auswirkungen einer vorzeitigen Stilllegung der Kraftwerke auf die Tagebaue im Referenz- und Ausstiegsszenario sind für die Zwecke dieses Gutachtens in den Aufwendungen für die Wiedernutzbarmachung der in Anspruch genommenen Flächen relevant. Die vom Unternehmen erstellten Konzepte zur Wiedernutzbarmachung unterliegen einer ständigen Anpassung auf Basis aktueller Planungen und Erkenntnisse und müssen die aktuelle Unternehmensplanung zum Bilanzstichtag widerspiegeln. Die Kalkulation der Maßnahmen zur Wiedernutzbarmachung ist Grundlage der zu bildenden Rückstellungen als wesentlicher Teil der Bilanzierung. Die Kostenermittlung ergibt sich aus den aus computergestützten Planungen entstehenden Mengengerüsten, multipliziert mit den spezifischen Kosten.

Um eine Bewertung der Auswirkungen einer vorzeitigen Stilllegung der Kraftwerke auf die Aufwendungen für die Wiedernutzbarmachung der Tagebaue im Referenz- und Ausstiegsszenario vornehmen zu können, standen im Lausitzer Revier im Rahmen dieses Gutachtens folgende Unterlagen zur Verfügung:

- Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd<sup>204</sup>
- Braunkohlenplan Tagebau Nochten<sup>205</sup>
- Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde<sup>206</sup>
- Vorsorgekonzept der LEAG, Tagebau Welzow-Süd, ohne erläuternde Nebenbestimmung der LEAG<sup>207</sup>
- Vorsorgekonzept der LEAG, Tagebau Nochten, mit erläuternder Nebenbestimmung 29 der LEAG<sup>208</sup>
- Vorsorgekonzept der LEAG, Tagebau Reichwalde, mit erläuternder Nebenbestimmung 27 der LEAG<sup>209</sup>
- Kostangaben der LMBV<sup>210</sup>

<sup>202</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Land Brandenburg (2019)

<sup>203</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)

<sup>204</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2014, 2015)

<sup>205</sup> Braunkohlenplan Tagebau Nochten (1994), 1. Fortschreibung. (2014)

<sup>206</sup> Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994)

<sup>207</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Land Brandenburg (2019)

<sup>208</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)

<sup>209</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)

<sup>210</sup> LMBV (2019)

- Unterlagen der EMCP

Zur Ermittlung der Wiedernutzbarstellungsrückstellungen sind Angaben zu Mengengerüsten erforderlich. Entsprechende Mengengerüste sind in den aufgeführten Unterlagen lediglich in den erläuternden Nebenbestimmungen der genannten Vorsorgevereinbarung zum Tagebau Nochten veröffentlicht, wobei diese die Inanspruchnahme des Teilfeldes Mühlrose berücksichtigen. Dieser Fall wird jedoch im Referenzszenario ausgeschlossen.

Damit waren die aufgeführten Materialien unzureichend, um mit Hilfe der vorhandenen Daten computergestützte Modellrechnungen vornehmen zu können. Die Veränderungen der Mengengerüste, die sich aus den zu bewertenden Szenarien ableiten, sind daher nur als grobe Schätzungen zu verstehen. Es ist dementsprechend auch nicht möglich, Karten und Bildmaterial, das über die bereits in Kapitel 4.2 gezeigten Abbildungen hinausgeht, zur Veranschaulichung der beschriebenen Auswirkungen zu präsentieren.

Zur Beurteilung der ökonomischen Auswirkungen der unterstellten Szenarien mussten dennoch Kennziffern gefunden werden, die mit akzeptabler Genauigkeit diese Auswirkungen widerspiegeln. Da für die Ermittlung der Folgekosten einer vorzeitigen Stilllegung der Kohlenförderung nur die Differenz zwischen Referenz- und Ausstiegsszenario entscheidend ist, wurden ausschließlich die sich dementsprechend ändernden Mengengerüste bewertet.

Entsprechend den aus den Szenarien ableitbaren, veränderten Abbauständen der Tagebaue der LEAG wurden die in Tabelle 23 aufgeführten Maßnahmen und die dazu gehörenden spezifischen Kostenansätze für die Lausitz zur Bewertung der Mengengerüste aufgestellt. Diese wurden mit den Erfahrungswerten der LMBV aus der Braunkohlesanierung in der Lausitz abgeglichen.<sup>211</sup> Damit konnten bei Vorlage oder Ermittlung der technischen Mengenansätze vergleichbare Kosten berechnet und bewertet werden.

---

<sup>211</sup> LMBV (2019)



	Quelle	Wert	Einheit	Bemerkung/Erläuterung
Wasserhebung mit Filterbrunnen	LMBV/EMCP	0,22	€/m <sup>3</sup>	In Anlehnung an die Angaben der LMBV und Anpassung durch höhere Stromkosten; Hubhöhe 70 m
Oberflächenentwässerung	EMCP	0,17	€/m <sup>3</sup>	Ansatz: 75 % der Kosten für Wasserhebung mit Filterbrunnen
Flutung aus Oberflächengewässern – Fremdfutung	LMBV/EMCP	0,10	€/m <sup>3</sup>	Ansatz: 50 % der Kosten für Wasserhebung mit Filterbrunnen
Aufforstung und Bestandspflege	LMBV/EMCP	12,50	T€/ha	Kalkulation auf Basis von Daten der LMBV und EMCP
Schaffung von Rekultivierungsflächen auf Kippen	LMBV/EMCP	1,50	€/m <sup>2</sup>	Kalkulation auf Basis von Daten der LMBV und EMCP
Erdmassentransport mit Mobiltechnik	LMBV/EMCP	2,50	€/m <sup>3</sup>	Kalkulation auf Basis von Daten der LMBV und EMCP
Rütteldruckverdichtung	LMBV	1,80	€/m <sup>3</sup>	LMBV; Durchschnitt verschiedener Verfahren, inkl. Uferböschungverdichtung
Verdichtung mit Trittsicherheit	EMCP	7,00	€/m <sup>2</sup>	Fallgewichtsverdichtung
Fließgrabenbau befestigt	EMCP	75,00	€/lfd.m	Neubau
Verlegung/Neubau von Eisenbahntrassen	EMCP	9,00	Mio. €/km	Planungswert Sanierungsbergbau
Zwischenbegrünung	LMBV	0,24	€/m <sup>2</sup>	Mischwert LMBV/EMCP
Dauerhafte Begrünung/Grünland	LMBV/EMCP	0,47	€/m <sup>2</sup>	Mischwert LMBV/EMCP

Tabelle 23: Bewertungsansätze für Ermittlung der Differenzkosten in Lausitzer Tagebauen<sup>212</sup>

Der Tagebau Jänschwalde wird gemäß vorliegendem Braunkohlenplan und geltendem Rahmenbetriebsplan bis ca. 2023 fortgeführt. Es werden noch etwa 51 Mio. t Kohle gefördert, dann wird die Förderung eingestellt, planmäßig mit der Rekultivierung begonnen und die Landschaft wieder nutzbar gestaltet. Eine Endauskohlung setzt die Zulassung der Verlängerung der Betriebslaufzeit von 2019 gemäß Rahmenbetriebsplan bis 2023 bzw. 2025 voraus. Aufgrund einer Klage von Umwelthilfe und Grüner Liga wegen einer fehlenden Umweltverträglichkeitsprüfung hatte das Verwaltungsgericht Cottbus den Betrieb zum 1. September 2019 vorläufig gestoppt. Bis Anfang Januar 2020 wurde noch keine Zulassung zur weiteren Kohleförderung erteilt. Es ist aus Sicht der Gutachter aber nicht absehbar, dass diese Verschiebung die Kohleförderung im Tagebau signifikant über 2023 hinaus verlängert.

Signifikante Veränderungen im geplanten Landschaftsbild und in den vereinbarten Wiedernutzbarmachungszielen gegenüber der aktuellen Planungs- und Genehmigungssituation sind außer einer ggf. zeitlichen Verlängerung des Kohleabbaus in Jänschwalde bis zur Restauskohlung nicht absehbar. Das schließt auch den Wechsel vom ursprünglichen Zwei-Seen-Konzept zum Drei-Seen-Konzept laut neuem Revierkonzept der LEAG mit ein. Auch in den ökonomischen Planungen und Rückstellungen sind derzeit keine wesentlichen Abweichungen zu erkennen.

<sup>212</sup> Alle Kostenansätze für Gewerke, die aus der Nutzung von Technik und Anlagen des Bergbaubetriebes für die Wiedernutzbarmachung resultieren, beinhalten keinen Kapitaldienst.

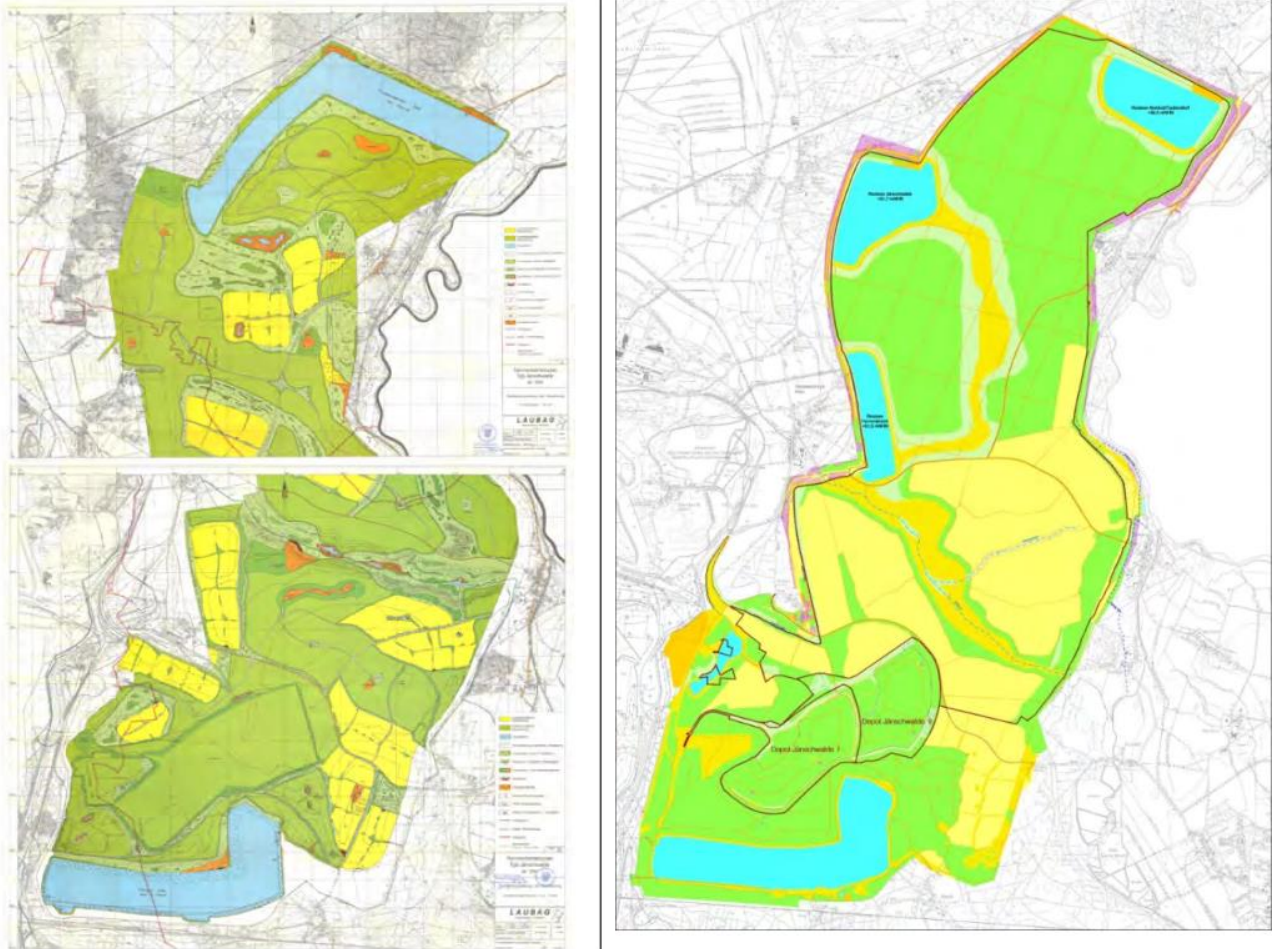


Abbildung 82: Restseegestaltung Tagebau Jänschwalde (links laut RBP und rechts laut Unternehmensszenario 1A der LEAG)<sup>213</sup>

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Referenzszenarios auf die übrigen Tagebaue dargestellt. Dabei wird auch auf den teilweise widersprüchlichen bzw. in der Schwebe befindlichen Stand der Planungs- und Genehmigungssituation der Tagebaue kurz eingegangen.

### 5.2.2.1.1 Nochten

Die langfristige Unternehmensplanung der LEAG geht unter Berücksichtigung des neuen Revierkonzeptes, d. h. Auskohlung von AG 1 zuzüglich Inanspruchnahme des Teilfelds Mühlrose, von einer Laufzeit des Tagebaus Nochten bis Ende 2041 aus.<sup>214</sup> Das Referenzszenario geht von einer alleinigen Auskohlung des Abbaufeldes AG 1 aus, ohne das Teilfeld Mühlrose. Für diese Variante liegen den Gutachtern keine Laufzeitangaben der LEAG vor. Im Referenzszenario wird eine Laufzeit von AG 1 bis 2041 unterstellt.

Der Kohlevorrat in AG 1 betrug zum 01.01.2019 etwa 188 Mio. t. Die noch vorhandenen Kohlevorräte reichen aus, um den im Referenzszenario ermittelten Bedarf der vom Tagebau versorgten Abnehmer zu decken.

Die Abnehmer der Kohlen aus dem Tagebau werden mit Lieferungen über das betriebseigene Bahnnetz versorgt. Zu den Abnehmern der Braunkohlen des Tagebaus gehören das Kraftwerk Schwarze Pumpe, das Kraftwerk Boxberg und der Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe.

Der aktuelle Braunkohlenplan geht von einer Nutzung des Erweiterungsfeldes AG 2 aus. In der Vorsorgevereinbarung der LEAG mit dem Land Sachsen für den Tagebau Nochten und den darauf begründeten Rückstellungen wird von einer Inanspruchnahme von AG 1 zuzüglich des Sonderfeldes Mühlrose als Teil von AG 2

<sup>213</sup> Tudeshki (2018, Teil A, S. 67).

<sup>214</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018, Nebenbestimmung 29)

ausgegangen, jedoch nicht von einer gesamten Inanspruchnahme des AG 2. Nach dem Unternehmensszenario 1A der LEAG von 2016 soll nur AG 1 in Anspruch genommen werden. Der gültige RBP sieht bisher ebenfalls nur eine Gewinnung der Kohlevorräte im Abbaufeld AG 1 vor, wie auch das Referenzszenario.

Laut Braunkohlenplan ist der Restsee überwiegend in Bereichen von AG 2 konzipiert, laut RBP dagegen in AG 1 (Abbildung 83). Nach dem Unternehmensszenario 1A der LEAG von 2016 ergibt sich eine gegenüber dem RBP geänderte Restseekonfiguration in AG 1 (Abbildung 83).<sup>215</sup>



Abbildung 83: Restseekgestaltung Tagebau Nochten nach verschiedenen Vorlagen

Links laut Braunkohlenplan, Mitte laut RBP, rechts laut Szenario 1A der LEAG. Das rechte Bild entspricht dem Referenzszenario. Die Bilder in der Mitte und rechts stammen aus Tudeshki (2018, Teil A, S. 69), werden dort aber nicht weiter erläutert. Die Prüfung der Mengengerüste für die Restraumgestaltung laut Unternehmensszenario 1A ist positiv. Tudeshki (2018) macht keine Angaben zu den Mengengerüsten, auch nicht zu den Parametern des Restsees in AG 1 und zu weiteren Details des Unternehmensszenarios 1A für den Tagebau Nochten. Bei Beibehaltung einer alleinigen Auskohlung von AG 1 laut Referenzszenario müsste für die gegenüber dem RBP geänderte Restseekonfiguration in AG 1 zumindest eine Änderung im Rahmenbetriebsplan erfolgen. Derartige Planungen gemäß Unternehmensszenario 1A liegen im Unternehmen wahrscheinlich vor, sind aber nicht öffentlich zugänglich.

### **5.2.2.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Die für das Referenzszenario ermittelte Kohlenmenge, die aus dem Tagebau Nochten noch für die Verbraucher bereitgestellt werden muss, unterscheidet sich nicht wesentlich von dem zum 01.01.2019 in Abbaufeld AG 1 vorhandenen Kohlevorrat von 189 Mio. t. Die Differenz von 0,9 Mio. t entspricht ca. 0,1 % einer durchschnittlichen Jahresförderung (Tabelle 22).

Die geotechnischen Sicherungsmaßnahmen wie die Trockenhaltung der Restlochfigur durch Filterbrunnen- und Oberflächenentwässerung bis zur Flutung, die Böschungsabflachungen, Sprengverdichtungen, Rüttel-druckverdichtungen und Verdichtungen zur Herstellung der Trittsicherheit entsprechen in Umfang und Kosten denen eines geänderten RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

Die Sicherungsmaßnahmen in der Wasserwechselzone, die Gestaltung der Kippenhöhen, zu errichtende Steinschüttungen, die Zwischenbegrünung bis zum Flutungswasseraufgang und der Verbau von Ufer und randnahem Bereich entsprechen ebenfalls dem Wiedernutzbarmachungskonzept für einen geänderten RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

Auch die Maßnahmen zur Heranführung der Flutungswässer und deren spätere Ableitung (d. h. die gesamten Flutungsbauwerke, Zuleiter und Ableiter) sind im gleichen Umfang erforderlich wie in einem geänderten RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

<sup>215</sup> Das sich aus der Vorsorgevereinbarung ableitende Entwässerungs- und Flutungskonzept beinhaltet das Sonderfeld Mühlrose, was eine weitere Variante der Restseekgestaltung mit sich bringt, zu der den Gutachtern keine Abbildungen vorliegen. Diese Abbauvariante entspricht auch nicht dem Referenzszenario.



Im Referenzszenario wird demzufolge die bisherige Abbauplanung für das Abbaugebiet AG 1 beibehalten. In die technologische Planung zur Abraumbewegung, Kohlegewinnung und Kippenentwicklung des Unternehmens wird daher, im Vergleich zu einem geänderten RBP nach LEAG-Szenario 1A, nicht eingegriffen. Auch der zeitliche Rahmen der Kohlenförderung ändert sich nicht.

### **5.2.2.1.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Das sich aus dem Braunkohlenplan ableitende Entwässerungs- und Flutungskonzept ändert sich für das Referenzszenario dahingehend, dass die Restseegestaltung allein im Gebiet von AG 1 erfolgt. Die Restseekonfiguration ändert sich gegenüber dem RBP gemäß Unternehmensszenario 1A (Abbildung 83). Damit wäre der gültige RBP zu ändern.

Nach entsprechender Planänderung entsprechen die Restseefläche, das Restseevolumen und die Flutungsmengen im Referenzszenario denen des RBP der LEAG. Entsprechende Planungen liegen derzeit nicht öffentlich zugänglich vor. Es kann aber abgeschätzt werden, dass die Mengeneinheiten für die Restraumgestaltung technologisch bedingt annähernd gleich oder kleiner sein werden als die in Nebenbestimmung 29 der Vorsorgevereinbarung angegeben.

### **5.2.2.1.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Gegenüber dem gültigen RBP sind im Referenzszenario bei der Tagebauentwicklung keine signifikant abweichenden Auswirkungen auf Umwelt und Infrastruktur absehbar. Ende 2018 waren rund 44 % der für forst- und landwirtschaftliche Rekultivierung, Renaturierung und sonstige Nutzung für die Wiedernutzbarmachung ausgewiesenen Gesamtfläche bereits rekultiviert.

### **5.2.2.1.1.4 Ökonomische Auswirkungen**

Planungen für eine Auskohlung des AG 1 ohne zusätzliche Inanspruchnahme des Teilfeldes Mühlrose liegen öffentlich zugänglich nicht vor. Die Endfigur des Tagebaus bei alleiniger Inanspruchnahme von AG 1 kann allein aus der Abraum- und Grubengeometrie nicht abgeschätzt werden, wie auch die beiden unterschiedlichen Darstellungen zur Bergbaufolgelandschaft laut RBP und Unternehmensszenario 1A zeigen (Abbildung 83).

In Nebenbestimmung 29 der Vorsorgevereinbarung<sup>216</sup> werden 795,1 Mio. € als Gesamtkosten für die Wiedernutzbarmachung des Tagebaus bei Auskohlung von AG 1 und des Teilfeldes Mühlrose angegeben. Damit werden die Kosten für eine alleinige Inanspruchnahme von AG 1 laut Referenzszenario diesen Betrag wahrscheinlich nicht übersteigen.

### **5.2.2.1.2 Reichwalde**

Der Tagebau Reichwalde wird gemäß Braunkohlenplan, Rahmenbetriebsplan und Vorsorgevereinbarung 2041 zu Ende geführt. Die Beendigung der Wiedernutzbarmachung ist danach für 2080 vorgesehen.

Das Referenzszenario beruht auf einer gestaffelten Abschaltung von Kraftwerksblöcken, die zu einem verringerten Kohlebedarf führt. Für das Lausitzer Revier wird eine entsprechende Verringerung des Kohleabbaus für den Tagebau Reichwalde prognostiziert. Das wird mit der Kohlequalität im Tagebau, der Randlage zum Kohlebahnnetz und technologischen Rahmenbedingungen begründet (vgl. Kapitel 4.2.2.2 und 4.2). Im Referenzszenario bedeutet das für den Tagebau Reichwalde, dass von den bis 2042 reichenden Kohlevorräten in Höhe von 304 Mio. t nur ca. 242 Mio.t ausgekohlt werden (Tabelle 22). Gemäß Referenzszenario beendet der Tagebau Reichwalde zum 31.12.2041 die Kohleförderung und beginnt 2042 mit der Wiedernutzbarmachung. Diese wird zwischen 2070 und 2080 abgeschlossen sein, je nach dem Wasserdargebot zur Flutung aus der Lausitzer Neiße und der Weißen Schöps sowie der Nachsorge bis zur Erreichung des natürlichen Grundwasserstandes.

Die Abnehmer der Kohlen aus dem Tagebau werden mit Lieferungen über Bandanlagen (Kraftwerksblöcke Q und R Kraftwerk Boxberg) und das betriebseigene Bahnnetz versorgt. Zu den Abnehmern der Braunkohlen

<sup>216</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)



des Tagebaus gehören das Kraftwerk Jänschwalde, das Kraftwerk Schwarze Pumpe und das Kraftwerk Boxberg. Die noch vorhandenen Kohlevorräte zum 01.01.2019 übersteigen den im Referenzszenario ermittelten Bedarf der vom Tagebau zu versorgenden Abnehmer.

Von der für das Referenzszenario ermittelten Kohlenmenge, die aus dem Tagebau Reichwalde noch für die Verbraucher bereitgestellt werden muss, werden 62,3 Mio. t im geplanten Abbaubereich des Nordostfeldes nicht gewonnen (Abbildung 84).



Abbildung 84: Gliederung des Tagebaus Reichwalde (Stand 2010)<sup>217</sup>

Zur Ermittlung der veränderten Tagebauparameter einschließlich der veränderten Restlochfigur wurde ein Modell konstruiert, das auf charakteristischen Parametern der Abraumförderbrückentechnologie und den aus Luftbildern abgeschätzten Dimensionen des nordöstlichen Randschlauches des Tagebaus beruht (Abbildung 85).

<sup>217</sup> Vattenfall

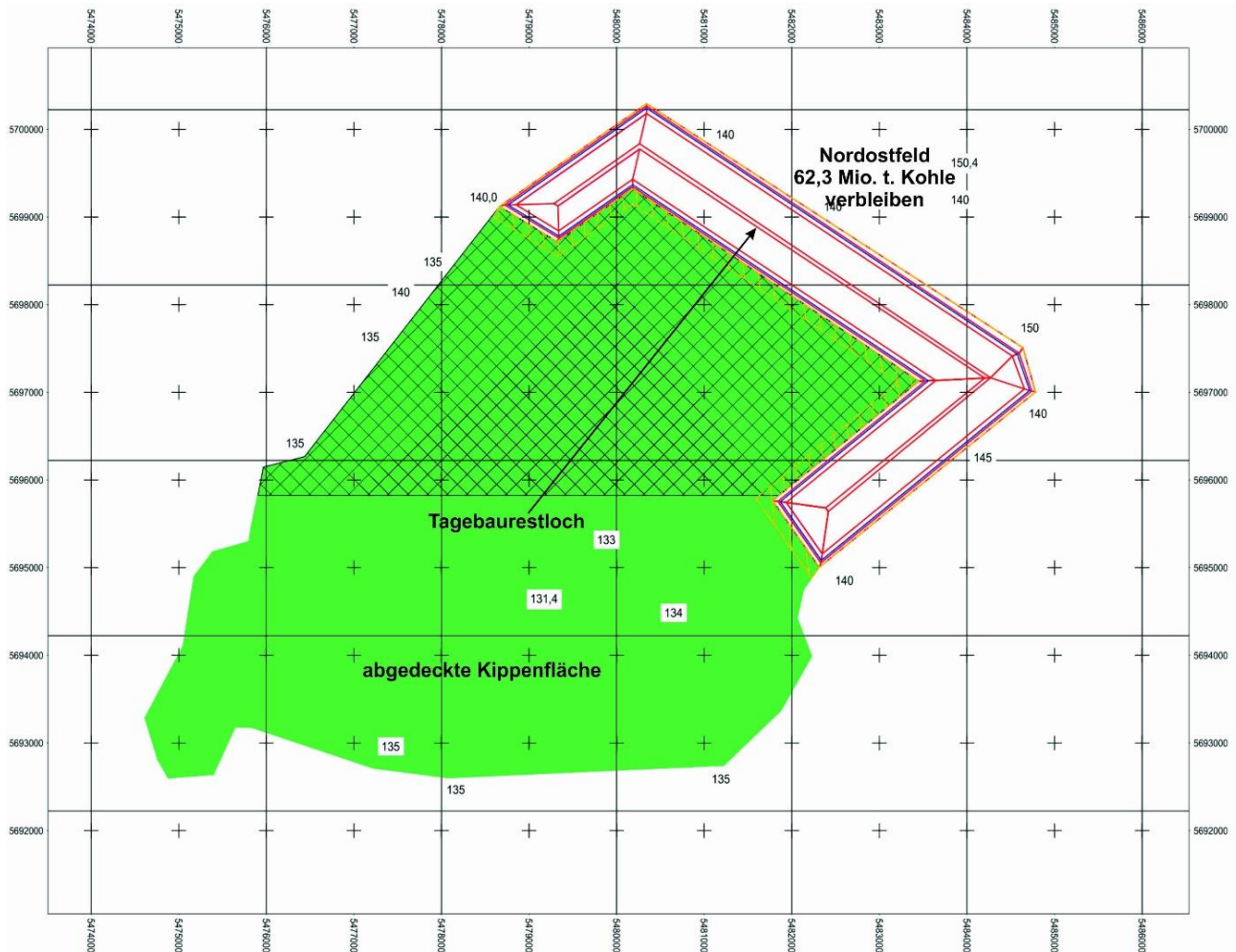


Abbildung 85: Tagebau Reichwalde, Konfiguration gemäß Referenzszenario<sup>218</sup>

### 5.2.2.1.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Im Referenzszenario wird das entstehende Restloch bis zur Stilllegung mittels Förderbrückentechnologie und der vorhandenen Großgerätetechnik aufgefahren. So entsteht bei der Stilllegung ein Restraum aus dem unmittelbaren Abbaubereich, dem nordöstlichen Randschlauch und dem noch offenen, nicht bis zur Geländeoberfläche geschlossenen Kippenraum (Abbildung 85).

Die wesentlichen Änderungen durch die vorgezogene Stilllegung liegen in den geotechnischen Sicherungsmaßnahmen und in den Aufwendungen für die Vorbereitung und Durchführung der Flutung des Restloches. Dabei sind solche Sicherungsmaßnahmen wie die Trockenhaltung der Restlochfigur mittels Filterbrunnen und Oberflächenentwässerung bis zur Flutung, die erforderlichen Sprengverdichtungen und die Arbeiten an der geplanten Restlochfigur den Aufwendungen im Referenzszenario etwa gleichzusetzen.

Das Referenzszenario mit der deutlich verringerten Auskohlung und vorzeitigen Stilllegung bringt eine Verlängerung der gekippten Böschungen mit sich. Es wird auf ein zu verdichtendes Kippenvolumen von ca. 86,8 Mio. m<sup>3</sup> geschlossen, das mit Rütteldruckverdichtung verdichtet wird. Die Breite der zu verdichtenden Kippendämme im Bereich der Endböschungen wird mit 140 m<sup>2</sup> und die Rütteltiefe mit 70 m angesetzt, analog zu den Angaben in Nebenbestimmung 27 des Vorsorgekonzeptes der LEAG.

Die Fläche der Fallgewichtverdichtung zur Herstellung der Trittsicherheit wurde mit ca. 217 ha ermittelt, davon etwa 93 ha im unmittelbaren Uferbereich. Hierin wurden die Böschungsabflachungen berücksichtigt.

<sup>218</sup> EMCP

Die Sicherungsmaßnahmen in der Wasserwechselzone, die Begradigung der Kippenhöhen zum erforderlichen Abstand des Wasserspiegels des Restsees, die eventuell erforderlichen Steinschüttungen, die Zwischenbegrünung bis Flutungswasseraufgang und der Uferverbau sowie die Gestaltung der randnahen Bereiche werden analog dem gültigen RBP unterstellt.

#### **5.2.2.1.2.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Die Wasserfläche des Restsees reduziert sich von rund 1.500 ha laut BKP und RBP gemäß Referenzszenario auf geschätzt 700 ha. Aufgrund der veränderten Restseekonfiguration sind Anpassungen im Wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren und im Abschlussbetriebsplan vorzunehmen.

Die Maßnahmen zur Heranführung der Flutungswässer für das Restloch und deren Ableitung wurden mit ca. 8,5 km Zuleitung und ca. 2,7 km Ableitung geschätzt. Das Flutungsvolumen des Restloches wurde mit ca. 297 Mio. m<sup>3</sup> berechnet. Für die unmittelbaren Flutungsbauwerke, Pumpspeicherwerke und Wehrtüchtigungen bzw. Ausbauten wurde unterstellt, dass sie in Umfang und Kosten denen des RBP gleichen.

#### **5.2.2.1.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die laut Referenzszenario bis zur Stilllegung der Kohleförderung nahezu planmäßige Entwicklung, analog dem BKP und dem Rahmenbetriebsplan, führt dazu, dass keine von der Ursprungsplanung abweichenden Auswirkungen auf Umwelt und Infrastruktur eintreten.

Allerdings sind bei diesem Szenario auch die geplanten Investitionen in Zusammenhang mit Auswirkungen auf die Infrastruktur auszuführen, d. h. der technologische Übergang in das Nordostfeld, die Verlegung der Bundesbahntrasse der Strecke Görlitz–Cottbus–Berlin in einer Länge von 11 km und der zweite Bauabschnitt der Ersatzmaßnahmen für die Bundeswehr für abgegrabene Teilflächen des Truppenübungsplatzes Oberlausitz .

Bisher sind rund 11 % der unter Verantwortung der LEAG stehenden Tagebaufläche bereits rekultiviert, d. h., einer forst- und landwirtschaftlichen Wiedernutzbarmachung und Renaturierung wieder zugeführt worden. Außerdem soll 2021 auf der Kippenfläche des Tagebaus Nochten Bauabschnitt 1 der Ersatzflächen für die Abaggerung von Teilen des Truppenübungsplatzes Oberlausitz durch den Tagebau Reichwalde fertiggestellt sein.

#### **5.2.2.1.2.4 Ökonomische Auswirkungen**

Mehrkosten entstehen im Referenzszenario durch den erhöhten Kippenanteil der Restlochböschungen und der Verlängerung von Anlagen zur Flutung (Tabelle 24). Die Verlängerung der gekippten Böschungen und der dadurch bedingten erhöhten geotechnischen Sicherheitsmaßnahmen (Verdichtung) führen im Referenzszenario zu einem Mehraufwand von rund 28,5 Mio. € gegenüber den in Nebenbestimmung 27 zur Vorsorgevereinbarung ausgewiesenen Gesamtkosten für die WNM mit 404,9 Mio. € nach Stilllegung der Kohleförderung. Die in der Vorsorgevereinbarung<sup>219</sup> erfassten sonstigen Wiedernutzbarmachungskosten (Personalmanagement, Rückbaukosten und Verschrottung etc.) werden aus Sicht der Gutachter von den Veränderungen nicht signifikant beeinflusst.

<sup>219</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)

Aufwände	Umfang			Delta (Menge)		Spezif. Kosten	Delta (Kosten)
	Einheit	Nach LEAG	Referenz-szenario	ME	Jahr	€/ME	Mio. €
Kippenvolumen Rüttel-druckverdichtung	Mio m <sup>3</sup>	54	86,89	32,89	2042-2045	1,8	59,19
Fläche Fallgewichtsver-dichtung/Trittsicherheit	ha	224	217	-7	2043-2046	70.000,00	-0,49
Ab- und Auftragsarbeiten zur Restlochgestaltung	Mio m <sup>3</sup>	2,24	2,17	-0,07	2043-2046	2,15	-0,15
Flutung der Restloches (32 % Fläche) + Grundwas-serleiter	Mio m <sup>3</sup>	598,1	296,55	-301,55	2048-2070	0,1	-30,16
Bauzuleiter (Bau Flutgra-ben)	m	5.900,00	8.500,00	2.600,00	2042-2044	75	0,2
Baulänge Ableiter	m	4.700,00	2.700,00	-2.000,00	2043-2045	75	-0,15
						<b>Summe:</b>	<b>28,44</b>

Tabelle 24: Veränderung der Wiedernutzbarmachungskosten im Referenzszenario

### 5.2.2.1.3 Welzow-Süd

Laut Referenzszenario wird der Tagebau Welzow-Süd gemäß Braunkohlenplan und geltendem Rahmenbetriebsplan in TA I zu Ende geführt und TA II nicht in Anspruch genommen (Kapitel 4.2.3). Gemäß bewilligtem Antrag der LEAG auf Verlängerung des „Rahmenbetriebsplans zum Vorhaben Weiterführung des Tagebaus Welzow-Süd 1994 bis Auslauf“ ist die Beendigung der Auskohlung des TA I für 2031 geplant (Kapitel 4.2.3.3).<sup>220</sup> Demnach beginnt etwa 2032 die Phase der Wiedernutzbarmachung des Tagebaus Welzow-Süd bis Abschluss, der ca. 2075 bis 2080 zu erwarten ist. Der Endzeitpunkt der Wiedernutzbarmachung hängt voraussichtlich in erster Linie vom Dargebot an Flutungswasser aus der Spree ab. Die revierspezifischen Besonderheiten beim Wasserbedarf und der Restseebefüllung werden unter Punkt 4.2 nach Abbildung 18 umrissen.

Der Tagebau Welzow-Süd gehört mit einer Kohleförderkapazität von dauerhaft bis zu 25 Mio. t/a bei revierbezogen hoher Abraummächtigkeit zu den Leistungstagebauen im Lausitzer Revier. Die im Reviervergleich hochwertigen Kohlen des Tagebaus werden mit jährlich ca. 3,7 Mio. t im Veredelungswerk Schwarze Pumpe zur Brikettherstellung und Kohlestaubproduktion eingesetzt.

Die Abnehmer der Kohlen aus dem Tagebau werden mit Lieferungen über das betriebseigene Bahnnetz versorgt. Zu den Abnehmern der Braunkohlen des Tagebaus gehören das Kraftwerk Jänschwalde, das Kraftwerk Schwarze Pumpe, das Kraftwerk Boxberg und der Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe.

Die noch vorhandenen Kohlevorräte ab dem 01.01.2019 in Höhe von ca. 209 Mio. t reichen aus, um den im Referenzszenario ermittelten Bedarf der vom Tagebau versorgten Abnehmer zu decken. Dabei sind 44,4 Mio. t für die Veredelung und 164,6 Mio. t für die Kraftwerksverstromung modellrechnerisch berücksichtigt.

Der aktuelle Braunkohlenplan geht von einer Nutzung des Erweiterungsfeldes TA II aus. Auch in der Vorsorgevereinbarung der LEAG mit dem Land Brandenburg für den Tagebau Welzow-Süd und den darauf begründeten Rückstellungen wird eine Inanspruchnahme des Erweiterungsfeldes TA II nicht ausgeschlossen. Dagegen sieht der gültige RBP bisher nur eine Gewinnung der Kohlevorräte im Feld TA I vor, wie auch das Referenzszenario. Laut genannten Plänen ist der Restsee in TA II vorgesehen, nicht im Abbaufeld TA I, wie auch von Tudeshki festgestellt<sup>221</sup> (Abbildung 86).

<sup>220</sup> LBGR (2017), LEAG (2017b)

<sup>221</sup> Tudeshki (2018), S.68.



Im Bilanzjahr 2016 wurde seitens der LEAG eine Anpassung der langfristigen Unternehmensplanung durchgeführt, die als Businessplan nach „Szenario 1A“ bezeichnet wird und von Tudeshki (2018) geprüft wurde. Dieses Szenario 1A geht von einer alleinigen vollständigen Auskohlung von TA I und einer Anlage des Restsees in TA I aus (Abbildung 86). Die Prüfung der Mengengerüste für die Restraumgestaltung hat ergeben, dass die sich durch Unternehmensszenario 1A veränderte Abbauentwicklung im Tagebau Welzow-Süd vollständig berücksichtigt wurde.<sup>222</sup> Allerdings ergeben sich durch die Anlage des Restsees in TA I umfängliche neue Planungsvorgaben, die zur Bilanzierung der Rückstellungshöhe technisch-wirtschaftlich abgebildet werden müssen.<sup>223</sup> Tudeshki (2018) macht keine Angaben zu den Mengengerüsten, auch nicht zu den Parametern des Restsees in TA I und zu weiteren Details des Unternehmensszenarios 1A für den Tagebau Welzow-Süd.



Abbildung 86: Restseegestaltung Tagebau Welzow-Süd nach verschiedenen Vorlagen  
Links laut Braunkohleplan<sup>224</sup>, Mitte laut RBP, rechts laut Szenario 1A der LEAG. Das rechte Bild entspricht dem Referenzszenario. Bilder in der Mitte und rechts aus Tudeshki (2018, Teil A, S. 68).

Mit einer alleinigen Auskohlung von TA I und einer dementsprechenden Anlage des Restsees in TA I entspricht das Referenzszenario Unternehmensszenario 1A bzw. dem verlängerten RBP. Im Falle der im Referenzszenario unterstellten Tagebauführung ohne das Erweiterungsfeld TA II müssen eine Anpassung der Raumordnungsplanung in einem zu ändernden Braunkohlenplan und eine Änderung im Rahmenbetriebsplan erfolgen. Derartige Planungen liegen im Unternehmen wahrscheinlich vor, sind aber nicht öffentlich zugänglich.

### **5.2.2.1.3.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Die technischen Veränderungen zu Lage, Größe und Gestalt des zukünftigen Restsees und die damit verbundenen Maßnahmen zur Wiedernutzbarmachung und zur Anpassung des Restsees an die Tagebaurandflächen für Unternehmensszenario 1A der LEAG sind in Plandokumenten darzustellen, zu kalkulieren und in einem zukünftigen RBP zu erfassen.

Die für das Referenzszenario ermittelte Kohlenmenge, die aus dem Tagebau Welzow-Süd noch für die Verbraucher bereitgestellt werden muss, unterscheidet sich nur marginal von der im derzeitigen Rahmenbetriebsplan beschriebenen Planung zur Auskohlung des Abbaufeldes TA I (vgl. Kapitel 4.2.3 und Tabelle 22). Bei diesem Szenario wird die bisherige Planung für das Abbaufeld TA I mit der Förderbrückentechnologie beibehalten und das Restfeld in Sondertechnologie ausgekohlt (Kapitel 4.2.3).

Die geotechnischen Sicherungsmaßnahmen wie die Trockenhaltung der Restlochfigur durch Filterbrunnen- und Oberflächenentwässerung bis zur Flutung, die Böschungsabflachungen, Sprengverdichtungen, Rüttel-druckverdichtungen und Verdichtungen zur Herstellung der Trittsicherheit entsprechen in Umfang und Kosten denen des zukünftigen RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

<sup>222</sup> Tudeshki (2018)

<sup>223</sup> Tudeshki (2018)

<sup>224</sup> Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2014, 2015)

Die Sicherungsmaßnahmen in der Wasserwechselzone, die Gestaltung der Kippenhöhen, zu errichtende Steinschüttungen, die Zwischenbegrünung bis Flutungswasseraufgang und der Verbau von Ufer und randnahem Bereich entsprechen ebenfalls dem des Wiedernutzbarmachungskonzeptes für den zukünftigen RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

Auch die Maßnahmen zur Heranführung der Flutungswässer und deren spätere Ableitung (d. h. die gesamten Flutungsbauwerke, Zuleiter und Ableiter) sind im gleichen Umfang erforderlich wie im zukünftigen RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

In die technologische Planung zur Abraumbewegung, Kohlegewinnung und Kippenentwicklung des Unternehmens wird daher, im Vergleich zum noch zu ändernden RBP nach LEAG-Szenario 1A, nicht eingegriffen. Auch der zeitliche Rahmen der Kohlenförderung bis zur Stilllegung Ende 2030 ändert sich nur unwesentlich im Vergleich zur geplanten Stilllegung 2031.

#### **5.2.2.1.3.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Das sich aus dem Braunkohlenplan und der Vorsorgevereinbarung ableitende Entwässerungs- und Flutungskonzept ändert sich für das Referenzszenario dahingehend, dass die Restseegestaltung im Gebiet von TA I erfolgt statt in TA II laut Braunkohleplan (Abbildung 86) und damit die bereits genannte Neuplanung erforderlich wird.

Nach erfolgter Planänderung entsprechen die Restseefläche, das Restseevolumen und die Flutungsmengen im Referenzszenario denen des zukünftigen RBP der LEAG.

#### **5.2.2.1.3.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die im Referenzszenario nahezu planmäßige Entwicklung in TA I, analog der im BKP beschriebenen, führt dazu, dass von der Ursprungsplanung signifikant abweichende Auswirkungen auf Umwelt und Infrastruktur im Zeitraum des Kohleabbaus nicht absehbar sind.

Etwa 40 % der unter Verantwortung der LEAG stehenden Tagebaufläche von TA I wurde bereits rekultiviert, d. h., einer Wiedernutzbarmachung zugeführt. Die Rekultivierungsmaßnahmen und Anpassungsmaßnahmen zur Anbindung des Tagebaurestloches an die umliegende Landschaft sind Bestandteil des zukünftigen RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A.

#### **5.2.2.1.3.4 Ökonomische Auswirkungen**

Da sich keine wesentlichen Abweichungen in den Mengengerüsten zwischen zukünftigen RBP der LEAG gemäß Unternehmensszenario 1A und dem Referenzszenario im Abbaufeld TA I ergeben, sind auch keine ökonomischen Differenzen erkennbar, die zu einer Kostensteigerung bzw. zu Mehrkosten in der Wiedernutzbarmachung führen können. Lediglich in der zeitlichen Inanspruchnahme sind Änderungen absehbar.

Eine Gestaltung des Restsees in Feld TA I machen eine Neukalkulation der Wiedernutzbarmachungsplanungen und entsprechend veränderte Rückstellungen erforderlich.

Die Höhe der bisher kalkulierten Wiedernutzbarmachungskosten durch die LEAG für TA I mit Restlochgestaltung in TA I konnte in öffentlichen Dokumenten nicht ermittelt werden.

### **5.2.2.2 Mitteldeutsches Revier**

Die in den beiden Tagebauen des Mitteldeutschen Revieres zum 01.01.2019 noch vorhandenen Braunkohlenvorräte betragen ca. 311 Mio. t. Eingerechnet sind nur die in den gegenwärtigen Rahmenbetriebsgrenzen zur Gewinnung genehmigten Vorräte. Für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain sind im Braunkohlenplan weitere 25 Mio. t im Vorbehaltsgebiet Pödelwitz ausgewiesen.

Die Tagebaue werden im Referenzszenario vollständig oder fast vollständig ausgekohlt. Ausgewiesene Restmengen von unter 1 Mio. t sind dem gewählten Ansatz als Rundungsfehler bzw. Modellungenauigkeit geschuldet. Aus dem unter 5.2.1 beschriebenen Stilllegungspfad für die Braunkohlenkraftwerke ergibt sich für das

Mitteldeutsche Revier die folgende Situation im Referenzszenario: Die Kraftwerksblöcke in Schkopau wurden 1995 in Betrieb genommen. Der Kraftwerksbetrieb wurde gemäß den zur Verfügung stehenden Kohlenmengen aus dem Tagebau Profen für 40 Jahre konzipiert. Daraus ergibt sich eine Stilllegung des Kraftwerkes nach den ursprünglichen Planungen im Jahr 2035. Das Referenzszenario weist den gleichen Stilllegungstermin aus. Die Annahmen zur Abnahme der im Tagebau noch vorhandenen Kohlenvorräte wiesen nach den Modellrechnungen nur eine marginale, im Tagebau verbleibende Restmenge von 0,4 Mio. t Braunkohlen aus.

Die Kraftwerksblöcke im Kraftwerk Lippendorf wurden 1999 und 2000 in Betrieb genommen. Der Zuschritt des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain erfolgte auf den Annahmen einer 40-jährigen Betriebsdauer und eines durchschnittlichen jährlichen Kohlenbedarfs von 10,0 Mio. t. Nach der Modellrechnung erfolgt die Stilllegung im Jahr 2039 und der verbleibende Kohlenvorrat beträgt 3,6 Mio. t.

Um eine Bewertung der Auswirkungen einer vorzeitigen Stilllegung der Kraftwerke auf die Wiedernutzbarmachungsaufwendungen der Tagebaue vornehmen zu können, standen im Mitteldeutschen Revier folgende Unterlagen zur Verfügung:

- das Regionale Teilgebietsentwicklungsprogramm (TEP) für den Planungsraum Profen<sup>225</sup>,
- der Braunkohlenplan (BKP)Tagebau Profen<sup>226</sup>,
- der Braunkohlenplan Tagebau Vereinigtes Schleenhain<sup>227</sup>,
- das Vorsorgekonzept der MIBRAG<sup>228</sup>,
- Kostenangaben der LMBV<sup>229</sup> und
- Unterlagen der EMCP.

Das vorliegende Material war nicht geeignet, um mit Hilfe der vorhandenen Daten Modellrechnungen mit CAD-Programmen (Computer-Aided Design) vornehmen zu können. Die Veränderungen der Mengengerüste, die sich aus den zu bewertenden Szenarien ableiten, sind daher nur als grobe Schätzungen zu verstehen. Dadurch war es auch nicht möglich, Karten und Bildmaterial zur Veranschaulichung der beschriebenen Auswirkungen zu generieren, welche über die bereits unter 4.3 gezeigten Abbildungen hinausgehen. In dem der Vorsorgevereinbarung als Anlage beigefügten Vorsorgekonzept sind die Mengengerüste, die der Ermittlung der Erfüllungswerte der Wiedernutzbarmachungsrückstellungen zugrunde liegen, beschrieben.

Diese Mengengerüste sind nach Maßnahmenpaketen strukturiert:

- Entwässerung (zur Sicherung der Arbeiten der Restraumgestaltung – standsichere Herstellung der Böschungssysteme und Rückbau der Anlagen im Tagebau – Weiterführung der Absenkung des Grundwassers)
- Flutung (Befüllen der Restlöcher durch Grundwasserwiederanstieg, Einleiten von gehobenen Wässern anderer Abbaufelder und aus Oberflächengewässern – Vorflutern)
- Montanhydrologisches Monitoring (Kontrolle des Grundwasserwiederanstiegs sowie der Wasserqualität, des Grundwassers und des Restsees)

<sup>225</sup> Regionale Planungsgemeinschaft Halle (1996)

<sup>226</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2000)

<sup>227</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011)

<sup>228</sup> MIBRAG (2018)

<sup>229</sup> LMBV (2019)

- Randböschungssicherung und -gestaltung (dauerhaft standsichere Gestaltung der Randböschungen des zukünftigen Landschaftssees)
- Rekultivierung der Randbereiche (Schaffung von Flächen für unterschiedlichste Nutzungsarten nach Vorgabe des TEP und des BKP)
- Rückbaumaßnahmen (Rückbau aller technischen, baulichen und sonstigen Anlagen, die für den Tagebaubetrieb erforderlich waren und im Wiedernutzbarmachungskonzept keine weitere Nutzung erfahren)
- Technische Verwaltung/Werkdienst (Planung und Überwachung aller Teilprojekte der Wiedernutzbarmachung; im Wesentlichen Personaleinsatz)

Diese erstellten Konzepte zur Wiedernutzbarmachung unterliegen einer ständigen Anpassung auf Basis aktueller Planungen und Erkenntnisse. Die Konzepte bilden die Grundlage für die Ermittlung der Erfüllungsbeiträge der zu bildenden Rückstellungen als wesentlicher Teil der Bilanzierung.

Zur Beurteilung der ökonomischen Auswirkungen der Ausstiegsszenarien mussten Kennziffern gefunden werden, die mit akzeptabler Genauigkeit diese Auswirkungen widerspiegeln. Da für die Ermittlung der Folgekosten eines vorzeitigen Beendens der Kohlenförderung nur die Differenz zwischen Referenz- und Ausstiegsszenario entscheidend ist, wurden lediglich die sich ändernden Mengengerüste bewertet. Den aus den Szenarien ableitbaren, veränderten Abbauständen und den Angaben des Vorsorgekonzeptes Rechnung tragend, wurden die in der Übersicht aufgeführten Kennziffern für die Bewertung der Mengengerüste gebildet.



	Quelle	Wert	Einheit	Bemerkung/Erläuterung
Wasserhebung mit Filterbrunnen	LMBV/EMCP	0,20	€/m <sup>3</sup>	In Anlehnung an die Angaben der LMBV und Anpassung durch höhere Stromkosten; Hubhöhe 70 m <sup>230</sup>
Oberflächenentwässerung	EMCP	0,15	€/m <sup>3</sup>	Ansatz: 75 % der Kosten für Wasserhebung mit Filterbrunnen
Flutung aus Oberflächengewässern – Fremdfutung	LMBV/EMCP	0,10	€/m <sup>3</sup>	Ansatz: 50 % der Kosten für Wasserhebung mit Filterbrunnen
Landerwerb für Flächen- und Massenbereitstellung zur Böschungsgestaltung	LMBV/EMCP	3,50	€/m <sup>3</sup>	Erfahrungswerte seit 2015
Massenbewegung mit Tagebaugroßgeräten zur Böschungsgestaltung	EMCP	2,50	€/m <sup>3</sup>	Der um über 1 € über den Angaben von RWE liegende Wert resultiert aus einem wesentlich kleineren Gerätepark und einer Sonderbetriebsfahrweise
Schaffung von Rekultivierungsflächen auf Kippen	LMBV/EMCP	1,50	€/m <sup>2</sup>	Kalkulation auf Basis von Daten der LMBV und EMCP
Erdmassentransport mit Mobiltechnik	LMBV/EMCP	2,77	€/m <sup>3</sup>	Kalkulation auf Basis von Daten der LMBV und EMCP
Planierarbeiten	LMBV/EMCP	0,65	€/m <sup>3</sup>	Kalkulation auf Basis von Daten der LMBV und EMCP
Rütteldruckverdichtung	LMBV	1,25	€/m <sup>3</sup>	LMBV; Durchschnitt verschiedener Verfahren
Zwischenbegrünung	LMBV	0,20	€/m <sup>2</sup>	Mischwert LMBV/EMCP
Dauerhafte Begrünung/Grünland	LMBV/EMCP	0,47	€/m <sup>2</sup>	Mischwert LMBV/EMCP
Rückbau von Filterbrunnen	EMCP	100,0	€/m	
Rückbau von Rohrleitungen	EMCP	10,0	%	Schätzung, Rückbaukosten bezogen auf Neuwert, verlegt auf Rasensohle

Tabelle 25: Bewertungsansätze für Ermittlung der Differenzkosten in mitteldeutschen Tagebauen

Zusammenfassend lässt sich für das Mitteldeutsche Revier sagen, dass das der Ermittlung von möglichen Folgekosten für die Wiedernutzbarmachung von Tagebauen durch einen vorzeitigen Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung zugrundeliegende Referenzszenario die aus den zur Verfügung stehenden Unterlagen hervorgehende Planung in Mitteldeutschland widerspiegelt. Damit ist eine hinreichende Basis für die sich anschließende Bewertung der Ausstiegsszenarien und der Folgekostenabschätzung gegeben.

### 5.2.2.2.1 Profen

Der Tagebau Profen gehörte vor der Wiedervereinigung mit einer Kohlenförderung von bis zu 11 Mio. t/a zu den leistungsfähigsten Tagebauen im Mitteldeutschen Revier. Die hochwertigen Kohlen des Tagebaus wurden vor allem in den Schwelereien zur Koksherstellung eingesetzt. Ohne die Entscheidung der Landesregierung von Sachsen-Anhalt, den in Schkopau geplanten Bau eines Kraftwerks mit einer Investitionszusage von 600 Mio. DM zu unterstützen – sofern dieses als Braunkohlenkraftwerk errichtet wird – hätte der Tagebau keinen ausreichend hohen Absatz mehr gehabt, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Die zahlreichen Abnehmer der Kohlen aus dem Tagebau wurden mit Lieferungen über das Bahnnetz (sowohl betriebs-eigenes als auch der Deutschen Bahn) versorgt. Auch das Kraftwerk Schkopau wurde und wird mit Zügen beliefert. Zu den Abnehmern der Braunkohlen des Tagebaus gehören:

<sup>230</sup> Alle Kostenansätze für Gewerke, die aus der Nutzung von Technik und Anlagen des Bergbaubetriebs für die Wiedernutzbarmachung resultieren, beinhalten keinen Kapitaldienst.

- das Kraftwerk Schkopau,
- das Heizkraftwerk der Stadtwerke Chemnitz,
- die Betriebe der Südzucker AG in Zeitz (hier erfolgt die Belieferung per LKW),
- die MIBRAG-eigenen Industriekraftwerke in Wühlitz und Deuben und
- die Staubfabrik in Deuben.

Die noch vorhandenen Kohlenvorräte in Höhe von 104,8 Mio. t reichen aus, um den im Referenzszenario ermittelten Bedarf der vom Tagebau versorgten Abnehmer zu decken.

#### **5.2.2.2.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Die für das Referenzszenario ermittelte Kohlenmenge, die aus dem Tagebau Profen noch für die Verbraucher bereitgestellt werden muss, unterscheidet sich nur marginal von der im Teilgebietsentwicklungsplan Tagebau Profen beschriebenen Planung zur Auskohlung. Die Differenz von 0,4 Mio. t liegt in einem Bereich, der durch Abweichungen der Erkundungsdaten und Abbauverluste beschrieben werden kann und entspricht ca. 5 % einer durchschnittlichen Jahresförderung.

Aus der geringen Differenz kann abgeleitet werden, dass keine von der ursprünglichen Planung abweichenden Auswirkungen auftreten werden. In die technologische Planung zur Abraumbewegung, Kohlegewinnung und Entwicklung der Kippen wird nicht eingegriffen. Auch der zeitliche Rahmen der Kohlenförderung ändert sich nicht.

#### **5.2.2.2.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Das sich aus dem Braunkohlenplan und der Vorsorgevereinbarung ableitende und unter 4.3.1.4 beschriebene Entwässerungs- und Flutungskonzept ändert sich für das Referenzszenario nicht.

#### **5.2.2.2.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die im Referenzszenario nahezu planmäßige Entwicklung, analog der im TEP und BKP beschriebenen, führt dazu, dass keine von der Ursprungsplanung abweichenden Auswirkungen auf Umwelt und Infrastruktur eintreten.

#### **5.2.2.2.1.4 Ökonomische Auswirkungen**

Da keine Abweichungen in den Mengengerüsten von Unternehmensplanung/Braunkohlenplan und Referenzszenario vorhanden sind, gibt es auch keine ökonomischen Differenzen, sowohl wertmäßig als auch in der zeitlichen Inanspruchnahme.

#### **5.2.2.2.2 Schleenhain**

Mit der Entscheidung, im Südraum von Leipzig durch den Neubau des Kraftwerkes Lippendorf einen Teil der dort befindlichen Braunkohlenindustrie zu erhalten, wurde mit dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain die Versorgungsbasis für eine 40-jährige Laufzeit geschaffen. Die Festlegung der Rahmenbetriebsplangrenzen für die Kohlegewinnung erfolgte mit Sicht auf schützenswerte Umweltgüter und infrastrukturelle Belange. So entstanden drei Abbaufelder, deren Kohlenvorrat ursprünglich 420 Mio. t betrug, sodass das Kraftwerk mit durchschnittlich 10 Mio. t pro Jahr beliefert werden kann. Tatsächlich wurden in den ersten 19 Jahren, in denen beide Kessel betrieben wurden, im Durchschnitt jährlich 10,5 Mio. t geliefert.

Da nur die Versorgung des Kraftwerkes Lippendorf vorgesehen war, wurde keine Verlademöglichkeit am Tagebau geschaffen, ebenso keine Entlademöglichkeit am Kraftwerk. Erst 2015, im Zusammenhang mit der zeitweiligen Versorgung der ROMONTA AG, wurde eine Verlademöglichkeit für Kohlen auf LKW geschaffen. Die Kapazität beträgt ca. 1 Mio. t pro Jahr. Aktuell wird diese Anlage aber nur bei technischen Ausfällen der LKW-Verladung in Profen genutzt. Tagebau und Kraftwerk bilden also de facto einen Inselbetrieb. Zur Entkopplung von Bereitstellung der Kohlen und dem Verbrauch durch das Kraftwerk dient ein Kohlenmisch- und

Stapelplatz mit einer Kapazität von 400.000 t. Ein unabhängiger Betrieb von Tagebau und Kraftwerk ist damit bis zu zehn Tagen möglich.

Die mit Stand zum 01.01.2019 im Tagebau Vereinigtes Schleenhain zum Abbau genehmigten Vorräte betragen 206 Mio. t. Zur Bewertung des Referenzszenarios wurden die Angaben des BKP, der in seinen Annahmen dem Referenzszenario entspricht, mit den Aussagen des Vorsorgekonzeptes verglichen. Die der Ermittlung der Folgekosten zugrundeliegenden Vorratsangaben fußen auf den im BKP ausgewiesenen Daten. Diese beziehen die im Vorbehaltsgebiet ausgewiesenen Vorräte von 25 Mio. t nicht ein.<sup>231</sup> Im Vorsorgekonzept hingegen wird auf die Inanspruchnahme der Vorbehaltsgebiete Pödelwitz und Obertitz verwiesen. Aus der Einbeziehung des Vorbehaltsgebietes ergeben sich neben einer abweichenden Vorratsbasis, die wegen der Bezugnahme auf den BKP keine Bedeutung hat, Änderungen des Mengengerüsts für die Wiedernutzbarmachungsaufwendungen. Nach Anlage 1 zum BKP umfasst das Vorbehaltsgebiet 0,7 km<sup>2</sup>. Aus den Angaben des BKP ergibt sich für das Vorbehaltsgebiet ein Vorrat von 25 Mio. t.

	Vorrat	Fläche	Böschungen	Flächenreduzierung	Durchschnittlicher Vorrat	Rechnerischer Vorrat
	[Mio. t]	[km <sup>2</sup> ]	[km]	[km <sup>2</sup> ]	[t/m <sup>2</sup> ]	[Mio. t]
Peres	120,0	7,2	18,0	1,0	19,4	
Vorbehaltsgebiet Pödelwitz (1;2;3)	25,0	0,7				13,6
Vorbehaltsgebiet Pödelwitz (1;2;3) mit über den Feldesinhalt <sup>232</sup> ermittelter Fläche		1,3				25,0
Groitzscher Dreieck	68,0	4,3	7,2	0,6	18,0	
Vorbehaltsgebiet Obertitz (4)	15,0	0,3				5,4
Vorbehaltsgebiet Obertitz (4) mit über den Feldesinhalt ermittelter Fläche		0,8				15,0

Tabelle 26: Vorrats- und Flächenbestimmung der Vorbehaltsgebiete

Von den im BKP ausgewiesenen Flächen wurden für die Ermittlung eines durchschnittlichen Vorrats für die Abbaufelder die Betriebsböschungen mit einer Steigung von 1:2 hälftig bei einer Teufe bis zum Liegenden des Flöz 1 (unterstes Flöz) von 80 m angesetzt. Da es bis zu vier abbauwürdige Flöze gibt, ist zu erwarten, dass die oberen Flöze bereits in geringerer Teufe (30 m unter Rasensohle) anzutreffen sind.

Es stellt sich heraus, dass die Angaben im BKP nicht miteinander harmonieren. Die im BKP ausgewiesene Fläche für das Vorbehaltsgebiet Pödelwitz ist zu klein. Offenbar wurde nur die Fläche des Ortes in den Braunkohlenplan aufgenommen. Genehmigungsrechtliche Auswirkungen ergeben sich daraus nicht. Erst bei einer Größe von 1,3 km<sup>2</sup>, in Abbildung 87 als Flächen 1 und 2 ausgewiesen, ergibt sich bei Annahme einer durchschnittlichen Mächtigkeit der Kohlenflöze der Vorratsinhalt von 25 Mio. t. Die Unterteilung in die Teilgebiete erfolgte, um in den weiteren Bewertungen der Szenarien mehrere Varianten der Vorratssicherung nutzen zu können.

Analog wurde auch eine Prüfung zum Vorbehaltsgebiet Obertitz vollzogen. Als Ergebnis zeigt sich, dass ein möglicher Vorratsverlust durch den Erhalt der Ortschaft mit hoher Wahrscheinlichkeit wesentlich geringer ist, als im BKP angenommen.

<sup>231</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): S. 20

<sup>232</sup> Der Feldesinhalt ist der Kohlenvorrat unter der bezeichneten Fläche.

In der nachfolgenden Karte sind die Vorbehaltsgebiete skizziert (nicht maßstäblich). Bei einer Vermessung der rot umrahmten Flächen bestätigten sich die errechneten Werte. Für eine zu führende Auswahl von Varianten der Inanspruchnahme des Vorbehaltsgebietes Pödelwitz im Zusammenhang mit der Zusammenstellung den Szenarien entsprechender Kohlenvorräte wurde dieses Vorbehaltsgebiet in drei Teilgebiete gegliedert. Deren Kohleninhalte lauten wie folgt:

1. Tagesanlagen der MIBRAG: Die dort liegenden ca. 5 Mio. t Kohlen können dann genutzt werden, wenn durch die Auskohlung des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck eine Verlagerung der Tagesanlagen betriebswirtschaftlich zu rechtfertigen ist.
2. Nördliches Teilfeld: Eine Nutzung der Vorräte kann bei Anpassung der Rahmenbetriebsplanung mit geringem zusätzlichem Aufwand möglich werden.
3. Ortslage Pödelwitz: Die Inanspruchnahme ist mit der Forderung nach Erhalt der bestehenden Orte im Vorfeld der Tagebaue nicht vereinbar, auch wenn die Umsiedlung von ca. 85 % der Einwohner bereits erfolgt ist.





Abbildung 87: Ausschnitt aus Karte 2 BKP mit skizzierten Vorbehaltsgebieten<sup>233</sup>

Tabelle 27 führt die einzelnen Vorbehaltsgebiete sowie die dazugehörigen Flächen und Kohlenvorräte auf.

Vorbehaltsgebiet	Bezeichnung	Fläche	Kohlenvorrat
Pödelwitz; Tagesanlagen MIBRAG	1	0,3 km <sup>2</sup>	5,0 Mio. t
Pödelwitz; Nordfeld	2	0,5 km <sup>2</sup>	10,0 Mio. t
Pödelwitz; Ortschaft	3	0,5 km <sup>2</sup>	10,0 Mio. t
Obertitz	4	0,3 km <sup>2</sup>	5,4 Mio. t

Tabelle 27: Vorbehaltsgebiete im Tagebau Schleenhain

Aus den Angaben des Vorsorgekonzepts ergeben sich eine Anpassung der Größe des Pereser Sees und der Flutungswassermenge sowie eine Veränderung der Böschungslängen.

<sup>233</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2010b): Schleenhain Karte 2, [https://www.rpv-west-sach-sen.de/wp-content/uploads/2015/05/Schleenhain\\_Karte\\_2.pdf](https://www.rpv-west-sach-sen.de/wp-content/uploads/2015/05/Schleenhain_Karte_2.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Bei Annahme des durchschnittlichen Abraum-Kohlen-Verhältnisses von 3:1 ergibt sich ein fehlendes Abraumvolumen von 75 Mio. m<sup>3</sup>. Bei einer Höhe der Kippen von 75 m (die Innenkippe erreicht das vorherige Oberflächenniveau) reduziert sich die Fläche der Kippen um 100 ha. Da die Gesamtfläche des Vorbehaltsgebietes ca. 130 ha beträgt, verringert sich die Fläche des Sees um ca. 30 ha. Der nicht entnommene Kohlenvorrat von 25 Mio. t entspricht einem Volumen von 21,7 Mio. m<sup>3</sup> (Dichte der Kohle 1,15 t/m<sup>3</sup>). Da der Seespiegel unterhalb der Böschungsoberkante liegt, wird eine Reduzierung des Seevolumens von 17,4 Mio. m<sup>3</sup> angenommen (80 %).

Bei einer Seefläche von 8,7 km<sup>2</sup> soll das Flutungsvolumen für die Befüllung des Sees bei insgesamt 278 Mio. m<sup>3</sup> Wasser liegen. Laut BKP soll die Flutung des Pereser Sees 2051 abgeschlossen sein. Geht man davon aus, dass die Gestaltung der Böschungssysteme, deren dauerhafte Sicherung und der Rückbau der Bergbauanlagen innerhalb von drei Jahren erfolgen, ist für die Flutung ein Zeitraum von ca. sieben Jahren vorgesehen. Da die Flutung schneller als der natürliche Grundwasserwiederanstieg vollzogen wird, ist mit Versickerungsverlusten von eingeleitetem Flutungswasser zu rechnen. Es wird deshalb mit einer notwendigen Zuführung von Wasser zur Stützung des Seewasserspiegels über weitere vier Jahre gerechnet.<sup>234</sup> Bei Ansatz einer Böschungsneigung von 1:7,5 im Bereich unterhalb der Wasserlinie kommt man auf eine durchschnittliche Wassertiefe von ca. 33 m. Im Vorsorgekonzept wird angegeben, dass die mittlere Wassertiefe zwischen 20 und 30 m liegen wird. Der BKP führt dazu aus:

„Die bergbauliche Gestaltung der Restlöcher Peres und Groitzscher Dreieck soll so erfolgen, dass auf mehr als 70 % ihrer Gesamtfläche Wassertiefen von mindestens 20 m und angrenzend an Vorranggebiete Natur und Landschaft (Sukzession) Flachwasserzonen entstehen.“<sup>235</sup>

Die Aussagen decken sich mit dem Ergebnis der Plausibilitätsprüfung.

Die durchschnittliche Teufe des Abbaufeldes liegt bei 75 m. Die Geländehöhe liegt um den Tagebau Peres bei +140 m, wobei diese nach Norden abnimmt. Das Liegende des Tagebaus befindet sich also auf einem Höhengniveau von +75 m NHN. Der zukünftige Wasserspiegel soll sich bei +131 m NHN befinden. Wenn die Flutungsmenge nur einen Wasseranstieg von 33 m verursacht, besteht eine Höhendifferenz zum Zielwasserspiegel von 23 m. Das fehlende Volumen wird durch die Verkippung von ca. 196 Mio. m<sup>3</sup> Abraum ausgeglichen. Dieser Abraum stammt praktisch vollständig aus dem Abbaufeld Groitzscher Dreieck, da die Abraumbewegung im Abbaufeld Peres ab 2030 bis auf die Bewegung von Mittelmassen beendet werden wird. Die Verkippung von Abraum im Abbaufeld Peres beginnt aber erst ab 2030.

---

<sup>234</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): S. 52 f.

<sup>235</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): S. 52



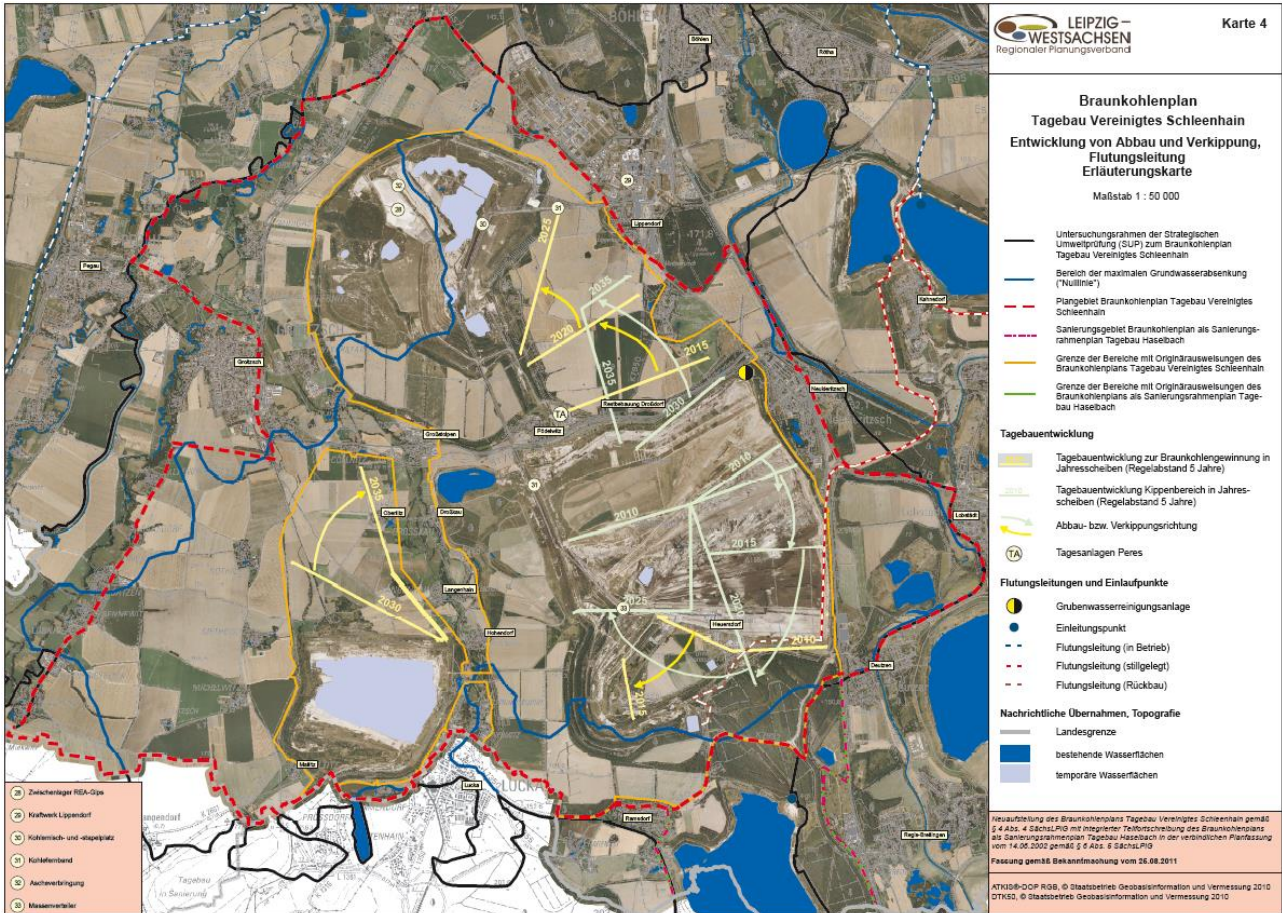


Abbildung 88: BKP Karte 4, Entwicklung von Abbau und Verkipfung, Auszug

Aus der Entwicklung der Verkipfung und der Gestaltung des Restsees kann geschlussfolgert werden, dass die Inanspruchnahme des Vorbehaltsgebietes Pödelwitz nur geringe Auswirkungen auf die im Vorsorgekonzept beschriebenen Mengengerüste haben wird. Einzig der Bedarf an Flutungswasser ist um ca. 17 Mio. m<sup>3</sup> geringer.<sup>236</sup>

Auf dem Liegenden des ehemaligen Tagebaus Peres befindet sich der KMS des Tagebaus. Von dort aus führt die Bandanlage über eine langgezogene Böschung zum Kraftwerk. In dem sich nach Norden und Westen anschließenden Bereich des Tagebaus sind die Böschungen stabilisiert. Hier befindet sich ein Lager der LEAG für Gips aus der Rauchgasentschwefelungsanlage des Kraftwerkes. Daran schließt sich eine Ascheaufbereitungsanlage des mit der Entsorgung und dem Einbau in den Aschekörper beauftragten Unternehmens Mitteldeutsche Umwelt- und Entsorgung GmbH (MUEG) an. An diesen Abschnitt der Randzonen des künftigen Sees schließt sich das Aschelager in Form eines monolithischen Blockes an. Dieser dient der dauerhaften Standsicherung der dahinterliegenden Kippen des ehemaligen Tagebaus Peres. In Abbildung 89 gut sichtbar befindet sich ein Abschnitt ebenfalls bereits abschließend fertiggestellter Böschungen. Nach einer Rutschung erfolgte die Sanierung bis 2010.

Ab dem Bereich, der sich nördlich des Vorbehaltsgebietes Pödelwitz anschließt, muss eine Sicherung der geschütteten Innenkippen, die sich in einem weiten Bogen erst nach Süden und dann nach Nordosten erstrecken, erfolgen. Dieses Böschungssystem endet etwa an der Trasse der Bandanlage zum Kraftwerk.

<sup>236</sup> Ergänzend stellt sich an dieser Stelle die Frage nach der Lage der im Vorsorgekonzept aufgeführten versteckten Dämme zur Sicherung des Randböschungssystems. Angegeben wird deren Länge mit 5.900 m.



Der gesamte Abschnitt ist setzungsfließgefährdet. Auch das gewachsene Gebirge ist in diesem Bereich zu sichern. Durch die Nähe infrastruktureller Einrichtungen ist ein Rückgriff in das Hinterland zur Böschungsabflachung nicht möglich.

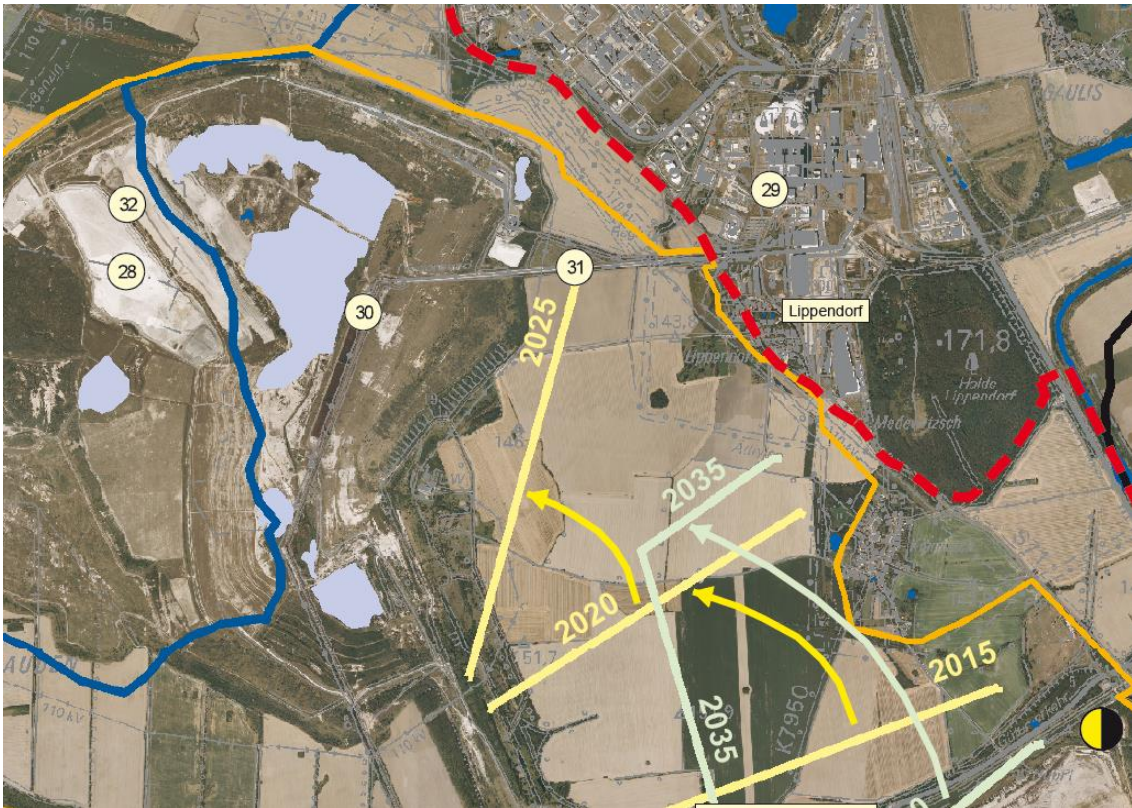


Abbildung 89: BKP Karte 4, Entwicklung von Abbau und Verkipfung, Auszug



Abbildung 90: Zimmer (2018), Gestaltung der Bergbaufolgelandschaft, Auszug, Restsee Peres nach Vorsorgekonzept – schematisch



Im BKP wird die entstehende Seefläche des Pereser Sees mit ca. 7 km<sup>2</sup> angegeben. Das Vorsorgekonzept der MIBRAG geht dagegen von einer Endfläche von 8,7 km<sup>2</sup> aus. Da das Vorsorgekonzept auf Daten des Jahres 2018 basiert, entsprechen die darin enthaltenen Angaben wohl eher dem zu erwartenden Endzustand. Daraus ergibt sich aber eine andere Form des Restsees, die in Abbildung 90 skizziert ist (nicht maßstäblich). Um diese Randböschungssysteme dauerhaft zu sichern, müssen sich die versteckten Dämme (rote Linien) in unmittelbarer Nähe befinden. Damit lässt sich die Länge der versteckten Dämme erklären. Unabhängig von der Gestaltung der Kippen unterhalb der Wasserlinie ist damit die dauerhafte Standsicherheit des Randböschungssystems gegeben.

Die Differenzen, die sich aus dem den Betrachtungen zugrundeliegenden Erhalt des Vorbehaltsgebietes Pödelwitz ergeben, sind wie folgt zu bewerten:

- Die zu rekultivierenden Flächen verringern sich um 100 ha. Diese Minderung der Kippenflächen tritt aber bereits ab 2025, also lange vor der Rekultivierung der nach Auslauf des Tagebaus einzubeziehenden Flächen, ein. Diese Rekultivierungsleistungen werden daher noch während des Betriebs des Tagebaus erbracht. Eine Auswirkung auf die Wiedernutzbarmachungsaufwendungen ist also nicht gegeben.
- Die Flutungsmengen verringern sich um ca. 17 Mio. m<sup>3</sup>. Die Dauer der Flutung kann sich dadurch um etwa ein halbes Jahr verkürzen. Daraus leiten sich aber keinerlei Konsequenzen ab, da parallel die Flutung des Restloches des Groitzscher Sees weiterläuft. Die notwendigen Auslaufbauwerke werden fertiggestellt sein, da mit ausreichend langem Vorlauf die zeitliche Verschiebung bekannt ist.
- Welche Regelungen für die Folgen der Nichterfüllung des Umsiedlungsvertrages getroffen werden, kann nicht beurteilt werden. Aufwendungen für eine Revitalisierung der in großen Teilen bereits abgerissenen oder zum Abriss vorbereiteten Ortslage werden aber ebenfalls lange vor dem Auslauf des Tagebaus entstehen.

Bewertet man die Reduzierung der Flutungsmengen mit dem in Tabelle 25 ausgewiesenen Wert für Fremdflutung, so fallen die Wiedernutzbarmachungsaufwendungen, die der Bestimmung des Erfüllungswertes zugrundeliegen, um ca. 1,7 Mio. € geringer aus, als sich das aus dem Vorsorgekonzept der MIBRAG ableiten lässt. Diese Veränderung ist als geringfügig anzusehen und dürfte unter der Fehlergrenze der Kostenbestimmung insgesamt liegen. Auswirkungen auf mögliche Folgekosten durch eine Änderung der Betriebszeit, im Sinne der hier gewünschten Bewertung, entstehen nicht.

#### **5.2.2.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Der Bedarf an Braunkohlen aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain weicht im Referenzszenario nur unwesentlich von dem dafür zur Verfügung stehenden Vorrat ab. Eine Änderung der Wiedernutzbarmachungsaufwendungen für den Tagebau Schleenhain ist daraus nicht abzuleiten. Differenzen dieser Größenordnung können bereits aus der Abweichung von den aus der Interpretation der Erkundungsdaten erhaltenem Ergebnis und den beim Abbau tatsächlich vorgefundenen Verhältnissen entstehen. Technisch und technologisch bedingte Abbauverluste kommen hinzu. Die Abbau- und Kippenentwicklung wird durch diese Veränderung des Auskohlens der Lagerstätte nicht geändert.

#### **5.2.2.2.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Das sich aus dem Braunkohlenplan und der Vorsorgevereinbarung ableitende und unter 4.3.2.4 beschriebene Entwässerungs- und Flutungskonzept ändert sich für das Referenzszenario nicht.

#### **5.2.2.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die im Referenzszenario nahezu planmäßige Entwicklung, analog der im BKP beschriebenen, führt dazu, dass keine von der Ursprungsplanung abweichenden Auswirkungen auf Umwelt und Infrastruktur eintreten. Die in diesem Szenario nicht notwendige Inanspruchnahme des Vorbehaltsgebietes Pödelwitz ist gesondert zu regeln.

### 5.2.2.2.4 Ökonomische Auswirkungen

Da die Abweichungen in den Mengengerüsten von Unternehmensplanung bzw. Braunkohlenplan und Referenzszenario sich nur in einem veränderten Seevolumen widerspiegeln, gibt es lediglich geringe ökonomische Differenzen.

	Volumen	Spezifische Kosten	Gesamtkosten	Zeitraum
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[€/m <sup>3</sup> ]	[Mio. €]	[Jahre]
Fremdflutung	-17,0	0,10	-1,7	2045 – 2047
<b>Gesamt</b>			<b>-1,7</b>	

Tabelle 28: Ökonomische Auswirkungen des Referenzszenarios auf die Wiedernutzbarmachungskosten des Tagebaus Vereinigtes Schlehain

### 5.2.2.3 Rheinisches Revier

Das Kraftwerk Weisweiler bildet mit dem Tagebau Inden einen singulären Verbund, sodass der Kohlebedarf des Kraftwerks Weisweiler unmittelbar zugeordnet werden kann. Die Kraftwerke an den Standorten Niederaußem und Neurath werden aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler II beliefert. Die Kapazität der Kohlebahnen sowie der Mischanlagen reicht aus, um die Kraftwerke flexibel zu beliefern. Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass die ca. 500 Mio. t Vorräte der höherwertigen Hambacher Braunkohlen vollständig genutzt werden und der Rest aus Garzweiler II zugeliefert wird. Der Bedarf an Braunkohlen für die Veredelungsanlagen kann aufgrund der erforderlichen hohen Kohlenqualität ausschließlich aus dem Hambacher Tagebau bedient werden. Im Referenzszenario wird somit der Tagebau Inden weitgehend und Hambach (gemäß dem dritten Rahmenbetriebsplan) nahezu vollständig ausgekohlt. Der Tagebau Garzweiler II hingegen wird als Folge des limitierten Bedarfs des Energiemarktes nur zu gut 70 % ausgekohlt. Dies ist im Einzelnen durch die Außerbetriebnahmezeitpunkte des Referenzszenarios und die Zuordnung der Kraftwerke zu den Tagebauen begründet. Dies lässt sich u. a. dadurch erklären, dass RWE ursprünglich geplant hatte, ein weiteres BoA-Kraftwerk zu errichten. Im Rahmen der Prämissen werden marktbedingt aber Neubauten ausgeschlossen, sodass in der Folge die Vorräte nicht vollständig genutzt werden können.

Um die verfügbaren Kohlen- und Abraummengen für das Referenzszenario in den Tagebauen abzuschätzen, wurde vom Konsortialpartner Fuminco ein 3D-Blockmodell des Tagebaus (sog. Lagerstättenmodell) aufgebaut.<sup>237</sup> Hierbei wurden nur öffentlich verfügbare Daten verwendet. Die wichtigsten Grundlagen sind das digitale Geländemodell des Landesvermessungsamtes NRW (Stand 01.01.2015) und geologische Schnitte durch den Tagebau.<sup>238</sup> Diese wurde georeferenziert und in das Lagerstättenmodell integriert. Allerdings wurden die drei Kohlenflöze im digitalen Lagerstättenmodell zu einem Kohlenflöz mit der in Abbildung 72 dargestellten Mächtigkeit zusammengefasst. Bei einem Abbau aller drei Flöze ist dies hinreichend genau. Wenn eine Kohlen- und Abraumbilanzierung bei einem reduzierten Abbau einzelner Flöze erforderlich ist (z. B. bei einer reinen Abraumförderung bis zur Oberkante eines Kohlenflözes), müsste das digitale Lagerstättenmodell angepasst werden.

#### 5.2.2.3.1 Garzweiler

##### 5.2.2.3.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Zur besseren Lesbarkeit wird den folgenden Karten eine allgemeine Legende vorangestellt:

<sup>237</sup> Hierbei kam die Bergbauplanungssoftware SURPAC zum Einsatz.

<sup>238</sup> RWE 2019

Legende	
<b>Tagebau</b>	
	Gewinnungsseite
	Kippenseite
<b>Siedlung</b>	
	Siedlungsfläche
	Industrie-/ Gewerbefläche
	ausgewählte Gebäude
	Sportanlage
<b>Verkehr</b>	
	Autobahn,/ Bundesstraße
	Landstraße
	Kreis-/ Gemeindestraße
	Fußweg
	Eisenbahn
	Bahnhof / Haltepunkt
<b>Gewässer</b>	
	Gewässer
	Gewässer, Fließrichtung
<b>Relief</b>	
	Höhenlinie 50 m / 20 m
	Höhenlinie 10 m
	Höhenlinie 5 m
	Höhenlinie 2,5 m
	Höhenpunkt / Höhenangabe
<b>Vegetation</b>	
	Wald / Baumgruppe
	Grünland / Gartenland
	Ackerland
	herausrag. einzelstehender Laubbaum / Nadelbaum
<b>Ver- und Entsorgung</b>	
	Umspannwerk /
	Hochspannleitung mit Mast
	Schornstein / Kühlturm
	Windmühle / Windkraftanl.
	Sende, Antennenmast
	Kläranlage / Absetzbecken
<b>Grenzen</b>	
	Landesgrenze
	Regierungsgrenze
	Naturschutzgrenze, Grenze einer Schutzzone im Nationalpark oder Biosphärenreservat

Abbildung 91: Legende

### Aktuelle Planung RWE

In der aktuell beantragten Tagebauplanung von RWE betragen die gewinnbaren Kohlenmengen 710 Mio. t (Abbildung 92; Stand 01.01.2019).







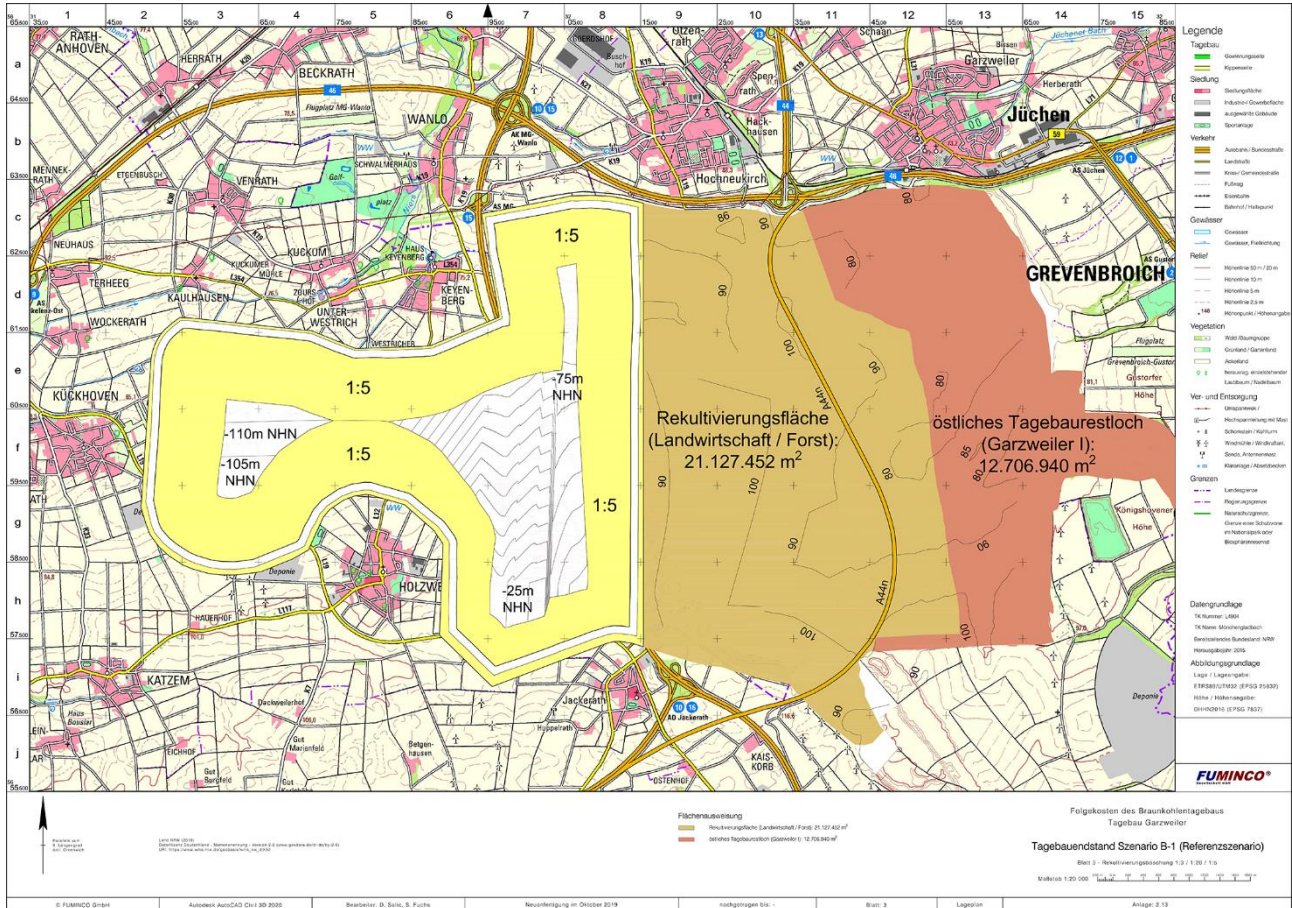


Abbildung 94: Tagebaustand Gewinnung und Endzustand der Kippen im Referenzszenario

### Verfüllung des östlichen Restlochs

Der Fehlbedarf lag Anfang 2015 noch bei ca. 605 Mio. t Abraum, es stehen ca. 2,57 Mrd. m<sup>3</sup> zur Verfügung (01.01.2019). Die Gutachter gehen davon aus, dass die Verfüllung – wie geplant – bis ca. 2025<sup>239</sup> im Regelbetrieb möglich ist.

### Bergbautechnische Bewertung

Aus bergtechnischer Sicht ist das Szenario umsetzbar. Mit dem zur Verfügung stehenden Abraum können das östliche Restloch verfüllt und stabile Endböschungen hergestellt werden. Für das Referenzszenario werden bergtechnisch genehmigungsfähige Böschungen angenommen. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass den Gutachtern keine Unterlagen zur Gestaltung der Endböschungen (z. B. konkrete Schnitte, Ergebnisse von Laborversuchen, Berechnungen etc.) zur Verfügung standen. Deshalb wurde für die Endböschungen angenommen, dass diese mit einer Generalneigung von 1:5 ausgeführt werden, womit i. d. R. dauerhaft eine ausreichende Standsicherheit gewährleistet werden kann. Die Maßnahmen zum Schutz vor Versauerung (A1-, A2- und A6-Maßnahmen) müssen berücksichtigt werden.

#### 5.2.2.3.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen

Die Lage des Restsees ist in Abbildung 94 dargestellt. Er hat ein Volumen von ca. 1,9 Mrd. m<sup>3</sup> und eine maximale Wassertiefe von -112 m NHN.

<sup>239</sup> Tudeszki 2017





- Im Bereich des Bandsammelpunktes ragt der ungekalkte Kippenbereich weit nach Westen. Allerdings wird die zukünftige Grundwasserströmungsrichtung in diesem Bereich nach Osten gerichtet sein. Zudem handelt es sich hier nur um geringmächtige Kippen bzw. nur um eine bergrechtliche Abgrenzung zwischen den Tagebauen Garzweiler I und Garzweiler II.

Bei einer Verkleinerung des Tagebaus verringert sich auch das noch zu verkippende Abraumvolumen um fast 0,8 Mrd. m<sup>3</sup>. Diese Reduzierung und eine kürzere Betriebsdauer bedeuten, dass weniger pyrithaltiges Sediment dem Luftsauerstoff ausgesetzt wird, wodurch sich u. a. die in der Kippe entstehende Sulfatmenge verringert. Auf die Konzentration des Sulfats im Kippengrundwasser hat das allerdings letztlich keine Auswirkungen. Diese wird in jedem Fall etwa 1.500 mg/l betragen und ist durch die Gipssättigung vorgegeben. Für den späteren Abstrom aus der Kippe bedeutet eine geringere Sulfatfracht jedoch auch eine kürzere Austragsdauer und ggf. auch kürzere Reichweite der Sulfatfahne im Grundwasser. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass der Großteil der Pyritoxidation durch den jahrzehntelangen Tagebaubetrieb bereits erfolgt ist und die Auswirkungen eines verminderten Abraumvolumens eher begrenzt sein werden.

Der Restsee soll eine möglichst westliche Lage im Abbaufeld im Bereich der größten Abbautiefe bei gleichzeitig kompakter Form haben.

- Da der Abbau im Westen früher als derzeit geplant eingestellt wird, verschiebt sich auch das Ostufer des Restsees um ca. 300 m (im Süden) und 2.500 m (im Norden) nach Osten in Richtung der ungekalkten Kippe von Garzweiler I.
- Die Seeform ist nicht mehr so kompakt, wie ursprünglich geplant.
- Der Restsee kann um ca. 20 Jahre eher gefüllt sein, wenn entsprechend früher mit der Füllung begonnen werden kann. Voraussetzung ist, dass die Rheinwassertransportleitung dann betriebsbereit ist. Die Rheinwasserüberleitung muss betriebsbereit sein, wenn die Sumpfungswassermenge zurückgeht (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 75). Anderenfalls muss die Sumpfung (und Aufbereitung) weitergeführt werden.

Eine erste Einschätzung ergibt, dass die bisherigen Kernaussagen zur Beschaffenheit des Kippengrundwassers und der „vielfältigen Nutzbarkeit“ des Restsees weiterhin Bestand haben werden, weil sich zwar die Frachten im Kippenwasseranstrom in gewissem Umfang ändern können, aber die Konzentrationen der Wasserinhaltsstoffe im Kippengrundwasser aufgrund der hydrochemischen Gesetzmäßigkeiten nahezu identisch sein werden.<sup>241</sup>

Eine quantitative Bewertung dieser vielen verschiedenen Faktoren (v. a. geänderte Restseegeometrie, geringere Tiefe) erfordert dennoch eine hydrogeochemisch-hydraulische Modellierung zur Neubewertung der Kippenwasserströmung und der späteren Restseequalität. Hierzu müssten die vorhandenen Modelle aktualisiert werden.

### **Anschluss an die Niers (neue Niersquelle)**

Der Niersanschluss muss verlegt und neu geplant werden. Aus wasserwirtschaftlicher Sicht sollte dies problemlos möglich sein.

### **5.2.2.3.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die Dörfer Keyenberg, Kuckum und Westrich (Ober- und Unterwestrich) bleiben erhalten; der Abstand zur Tagebaukante beträgt ca. 400 m (Abbildung 68). Die Ortschaft Berverath müsste weiterhin umgesiedelt und abgebaggert werden, da der Tagebau hier nach unserer Auffassung und Kenntnissen aus betrieblichen Gründen nicht noch schmaler gestaltet werden kann, wenn der westliche Bereich noch erschlossen werden soll, um die hier liegende Kohle abzubauen..

<sup>241</sup> Die Ausfällung von Gips (CaSO<sub>4</sub>) begrenzt die maximalen auftretenden Sulfat- und Calciumwerte. Durch die Kalkung wird der pH-Wert stabilisiert, wodurch auch die maximale Eisenkonzentration und die Mobilität der sonstigen Schwermetalle im Kippengrundwasser vorgegeben sind.



In dem Referenzszenario kann die A61n in alter Lage nicht wiederhergestellt werden. Es ist eine politische Verständigung notwendig, ob die Wiederherstellung der A61n in alter Lage erforderlich ist. Eine detaillierte Beschreibung und Bewertung der Wiederherstellungsmöglichkeiten der A61n sind in Kapitel 4.4.1.1 enthalten.

Weiterhin positiv zu bewerten ist:

- Der Restsee und die Grundwasserleiter können früher genutzt werden.
- Der Eingriff in den Naturhaushalt ist durch den Verzicht auf die Abgrabung (Inanspruchnahme) von 5,3 km<sup>2</sup> kleiner, da bei der Abgrabung und Verkippung die natürliche Schichtung in Grundwasserleiter und Grundwasser-Nichtleiter zerstört wird. Zudem ist das Potenzial der Sulfatfreisetzung (die auch durch die Kalkung des Abraums nicht verhindert werden kann) deutlich kleiner.
- Das ökologische Risiko für das Naturgebiet Schwalm-Nette ist geringer, da der Absenkungsschwerpunkt etwas weiter im Osten bleibt und der Zeitraum der notwendigen Stützung des Wasserhaushaltes sich verringert.

Die A61n kann nicht in alter Lage wiederhergestellt werden. Eine Verkehrsweegeumplanung im Umfeld der A61 scheint angeraten.

#### **5.2.2.3.1.4 Ökonomische Auswirkungen**

Bis auf einige Planungsleistungen infolge der erforderlichen Umplanungen entstehen gegenüber den derzeitigen Planungen von RWE keine relevanten Mehrkosten, z. B. durch eine aufwändige Abraumbewirtschaftung wie beim Tagebau Hambach.

Durch die verkürzte Laufzeit des Tagebaus entstehen verminderte Investitionsaufwände (z. B. verminderte Abraumkalkung und verringerter Aufwand beim Betrieb der Versickerungsanlagen zum Erhalt der Feuchtgebiete), die im Einzelnen jedoch nicht näher betrachtet werden, da dies nicht Aufgabe des Gutachtens ist.

Unter der Annahme, dass eine A61n nicht – wie derzeit geplant – erstellt werden kann, entstehen Minderkosten. Bei der A44n beliefen sich die Kosten für 7 km auf ca. 100 Mio. €. <sup>242</sup> Dies entspricht 14,3 Mio. €/km. Da die aufwändige Dammvorschüttung der A44n bei der A61n entfallen würde, werden die Minderkosten auf 10 Mio. €/km geschätzt bzw. in der Summe auf 90 Mio. €.

Der Umgang mit diesen Minderkosten wird in Kap. 6.6.3 thematisiert.

#### **5.2.2.3.2 Hambach**

Der Tagebau wird im Wesentlichen wie im dritten RBP genehmigt zu Ende geführt. Die genaue Gestaltung der Endböschungen, des Restsees und des Ablaufs in die Erft müssen noch in einem vierten RBP festgelegt werden.

##### **5.2.2.3.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Der Anteil an standfestem Mischboden I (bindig < 30 %) wird anhand des geologischen Profils in Abbildung 77 auf ca. 70 % geschätzt. Allerdings werden in den einzelnen Szenarien und Varianten die unterschiedlichen Anteile nicht unterschieden, da hierfür konkrete geologische Daten und die Abbauplanung bekannt sein müssten. Es wird davon ausgegangen, dass die gewonnenen Abraumvolumina auch vollständig wieder eingebaut werden können.

Im Referenzszenario sollen im Tagebau Hambach noch 499 Mio. t Kohlen gefördert werden. Abbildung 96 zeigt den geplanten Abbaustand zum Ende des dritten RBP. <sup>243</sup>

---

<sup>242</sup> Aachener Zeitung (2016)

<sup>243</sup> Kurzfassung 3. RBP Hambach, RWE

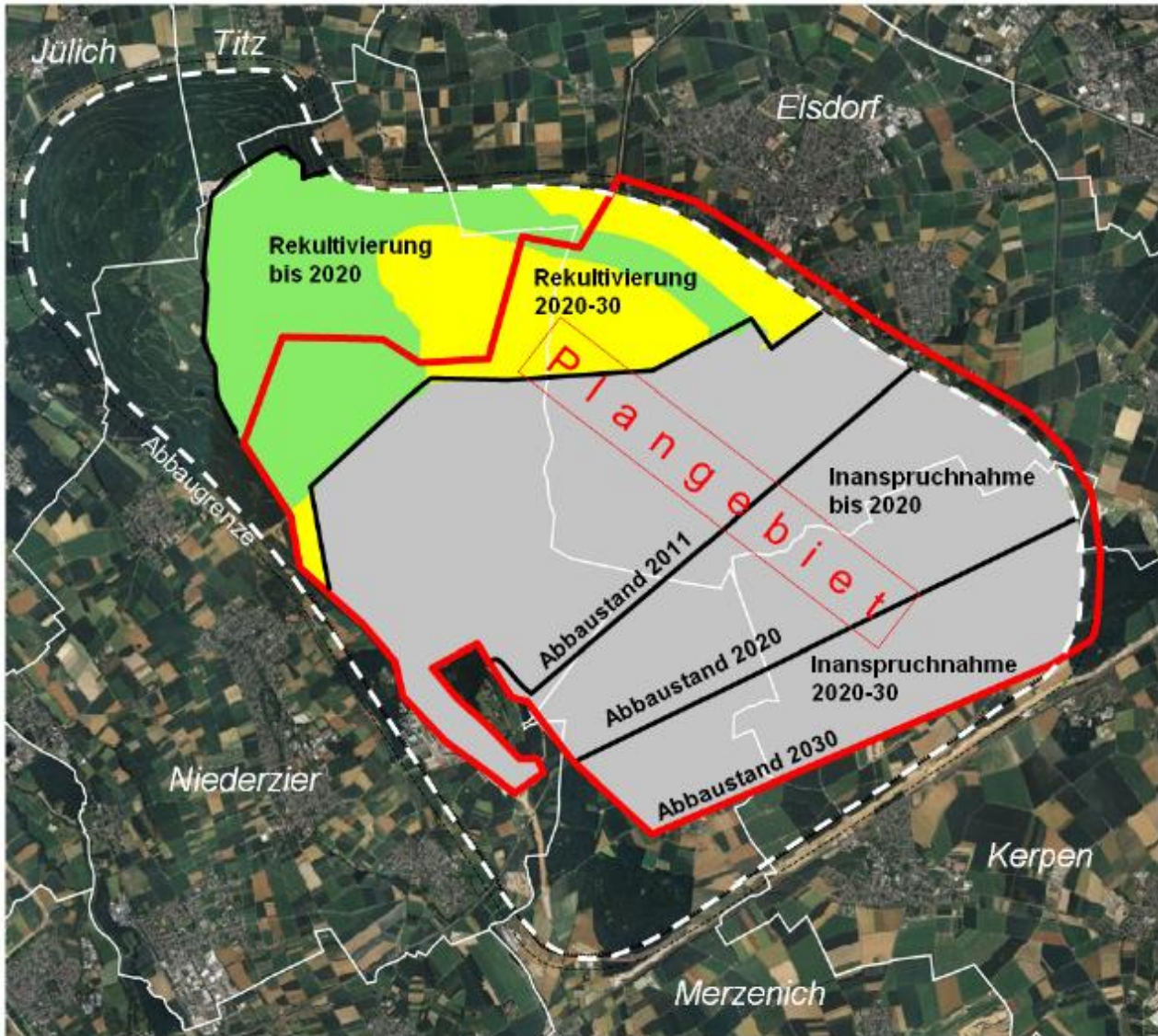


Abbildung 96: Geplanter Abbaustand zum Ende des dritten RBP<sup>244</sup>

Der Kohlenvorrat beträgt 502 Mio. t. Da die Vorbereitung und Erstellung der Endböschungen ca. 10 Jahre benötigen, wären im vierten RBP (ab 2030) wahrscheinlich nur noch geringe Kohlenmenge gefördert worden. Der Schwerpunkt der Förderung hätte wahrscheinlich bei den Veredelungsprodukten und weniger bei der Kraftwerkskohle gelegen (ca. 10 bis 12 Mio. t/Jahr).

Gemäß dem dritten RBP sollen 2,85 Mrd. m<sup>3</sup> Abraum gefördert werden. Nach Beendigung des Kohlenabbaus müssen die Endböschungen hergestellt werden. Dies und die Restseegestaltung werden erst in einem vierten RBP geregelt.

Der Abbau erfolgt noch weitestgehend, wie im dritten RBP beschrieben. Möglicherweise werden schon einige vorbereitende Arbeiten zur Gestaltung der Endböschungen wie die Anlage eines Depots getroffen. Allerdings liegen den Gutachtern keine diesbezüglichen Unterlagen zur Gestaltung der Endböschungen (z. B. konkrete Schnitte, Ergebnisse von Laborversuchen, Berechnungen etc.) vor.

<sup>244</sup> Kurzfassung 3. RBP Hambach, RWE

#### **5.2.2.3.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Die ungefähre Lage des Restsees ist mit der grauen Fläche in Abbildung 96 dargestellt. Er hat ein Volumen von ca. 5,3 bis 5,8 Mrd. m<sup>3</sup>. Die maximale Wassertiefe beträgt ca. 330 m. Die genaue Planung soll erst im vierten RBP erfolgen.

Die wasserwirtschaftliche Bewertung beurteilt die Nachhaltigkeit der Lösungen. Dies bedeutet, dass keine Ewigkeitslasten durch Versauerung der Restseen und der Grundwasserleiter erfolgen dürfen (wie dauerhafte Seenkalkungen, Wasseraufbereitungen, Aufgabe von Wasserwerken, etc.). Für den Tagebau Hambach verändert sich die Lage des Restsees jedoch nicht wesentlich gegenüber der ursprünglichen Planung im dritten RBP.

#### **5.2.2.3.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die noch verbliebenen Reste der Dörfer Manheim und Morschenich werden abgebaut. Die Straßenabschnitte der L257 zwischen Manheim und Morschenich und die Kreisstraße K4 zwischen Manheim und der L276 werden abgebaut.

Der Bereich des Hambacher Forst wird im Referenzszenario abgebaut. Dies entspricht der Genehmigungslage. Die Rechtsprechung hat die Genehmigungen des Abbaus der Fläche des Hambacher Forsts weit überwiegend bestätigt. Die Landesregierung hat die Genehmigungen nicht grundsätzlich in Frage gestellt, sondern im Gegenteil mit erheblichen Polizeieinsätzen in der Vergangenheit die Durchsetzung von Unternehmensplänen ermöglicht.

#### **5.2.2.3.2.4 Ökonomische Auswirkungen**

Da der Abbau im Wesentlichen den derzeitigen Planungen des dritten RBP folgt, entstehen keine erhöhten Kosten oder verringerten Kosten gegenüber der ursprünglichen Planung.

#### **5.2.2.3.3 Inden**

Im Tagebau Inden sollen noch 193 Mio. t Kohlen (von 242 Mio. t Kohlen) ausgekohlt werden. Dies entspricht dem gültigen Rahmenbetriebsplan von 2009. Für den Tagebau Inden wird eine planmäßige Beendigung des Tagebaus für das Jahr 2030 angenommen.

#### **5.2.2.3.3.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Mit dem Aufbau der Endböschungen wurde bereits begonnen. Derzeit wird ein Depot im Tagebau angelegt, um die spätere Südböschung gestalten zu können.

#### **5.2.2.3.3.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Der Restsee kann wie geplant und genehmigt erstellt werden. Ab 2030 erfolgt eine Überleitung von 20 Mio. m<sup>3</sup>/a aus dem Tagebau Hambach.

#### **5.2.2.3.3.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die Umsiedlungen und Verlegungen von Infrastruktur sind weitestgehend abgeschlossen. Planmäßig soll in den nächsten Jahren der Lucherberger See (ehemaliger Tagebau Lucherberg III) mit einer Tiefe von ca. 14 m und einer Größe von 56 ha abgelassen und abgebaggert werden, um die Südböschung neu zu gestalten und die ökologische Situation zu verbessern. Die Planungen der multiplen Folgenutzungen (Naherholung, Naturschutz, Infrastruktur) für den Restsee sind schon weit fortgeschritten.

#### **5.2.2.3.3.4 Ökonomische Auswirkungen**

Da der Abbau wie geplant zu Ende geführt wird, entstehen keine zusätzlichen Kosten.

### **5.2.3 Zusammenfassung der Kernaussagen zum Referenzszenario**

Das Referenzszenario beschreibt den Verlauf der Tagebaunutzung unter der Annahme, dass kein regulatorisch vorgegebener Ausstieg aus der Braunkohleverstromung stattgefunden hätte. Es berücksichtigt weiterhin das erschwerte energiewirtschaftliche Umfeld für die Braunkohleverstromung. Insbesondere wird aus diesem

Grund angenommen, dass über die bereits genehmigten Rahmenbetriebspläne hinaus keine weiteren Genehmigungen verfolgt werden und auch keine neuen Braunkohlenkraftwerke in der Zukunft errichtet werden.

Wie die Berechnungen zeigen, wären in diesem Fall die Tagebaue im Hinblick auf die in Rahmenbetriebsplänen genehmigten Mengen teilweise nicht vollständig ausgekohlt worden. Die ungenutzten Anteile sind aber sehr unterschiedlich verteilt. Für das Mitteldeutsche Revier resultiert eine fast vollständige Nutzung innerhalb des heute genehmigten Rahmens. In der Lausitz verbleiben hingegen Restmengen in Höhe von etwa 63 Mio. t. Am größten sind die ungenutzten Kohlemengen im Rheinischen Revier. Hier verbleiben auch im Referenzszenario gegenüber den in bestehenden Rahmenbetriebsplänen ausgewiesenen genehmigten Kohlenvorräten mehr als 250 Mio. t in den Tagebauen.

In den Analysen der einzelnen Tagebaue wurde in einem weiteren Schritt ermittelt, welche Tagebaue am flexibelsten gegenüber der ursprünglichen Genehmigung verkleinert werden können, um die Folgekosten für Umplanungen möglichst niedrig zu halten (Ermittlung sogenannter Residualtagebaue). Für das Lausitzer Revier erweist sich der Tagebau Reichwalde hierfür als am ehesten geeignet.

Flexibilität im Rheinischen Revier ergibt sich vor allem zwischen den Tagebauen Hambach und Garzweiler, da Inden aufgrund seiner 1:1-Zuordnung zum Kraftwerksstandort Weisweiler kein Abtauschpotenzial bietet. Im Referenzfall scheint es sachlogisch, Hambach aufgrund der hohen Kohlenqualität vollständig auszukohlen und Garzweiler als Residualgröße zu betrachten. Dies führt dazu, dass im Referenzfall der Hambacher Forst nicht erhalten worden wäre. Die Betroffenheit der Dörfer nahe des Tagebaus Garzweiler ist aufgrund der verminderten Kohlenmengen dennoch nur bedingt gegeben. Lediglich die Ortschaft Beverath müsste abgebagert werden. Im Referenzfall verblieb als offener Punkt, wie die Autobahn A61n wiederhergestellt werden kann, ob die jetzige Übergangslösung Grundlage für eine Dauerlösung sein oder bei geänderten Kriterien eine angepasste Verkehrsführung erreicht werden kann.

Die Endstände der Tagebaue im Referenzszenario bilden die Vergleichsgröße zur Herleitung der Mehr- bzw. Minderkosten der veränderten Tagebaufolgekosten für die regulatorisch getriebenen Ausstiegsszenarien A1 und A2. Etwaige Folgekosten zwischen den Endständen im Referenzszenario und in den ursprünglichen Planungen gemäß den Braunkohlenplänen gehen somit nicht in die Kostenermittlung ein, da diese Kosten in der unternehmerischen Risikosphäre der Kraftwerks- und Tagebaubetreiber liegen (im Referenzszenario erfolgt kein regulatorischer getriebener Ausstieg).

## **5.3 Ausstiegsszenario 1**

### **5.3.1 Grundgedanke der Ausstiegsszenarien 1 und 2**

Bis hierher wurde ein Referenzszenario „REF“ beschrieben, welches den marktgetriebenen Rückgang der Braunkohleverstromung und damit eine gegenüber den ursprünglichen Plänen der Unternehmen reduzierte Nutzung der Kraftwerke und Tagebaue darstellt. Diese reduzierte Nutzung ist nicht durch den Beschluss zum Kohleausstieg induziert. Das Referenzszenario (und nicht die ursprünglichen Planungen der Unternehmen) bildet den Bezugspunkt für weiterführende Überlegungen.

Dieser Referenz werden im Folgenden zwei Ausstiegsszenarien „A1“ und „A2“ gegenübergestellt. Jedes Szenario führt zu einer Stilllegungsreihenfolge der Kraftwerke. Beide Ausstiegsszenarien erfüllen die Empfehlungen der Kommission. Sie folgen dabei aber unterschiedlichen Grundgedanken.

Ausstiegsszenario 1 betrachtet als Leitgröße das Betriebsalter der Kraftwerke. Die Kraftwerksblöcke werden in der Reihenfolge ihres Alters stillgelegt, und zwar so viel pro Jahr, dass die Vorgabe der Kommission möglichst gut erfüllt wird. Diese Entscheidung über Betrieb oder Stilllegung der Kraftwerke führt zu einem Kohlenbedarf pro Kraftwerksblock. Sofern zwischen Kraftwerk und Tagebau eine 1:1-Zuordnung besteht, führt die Stilllegungsreihenfolge also auch zu einem bestimmten Ende der Förderung im betreffenden Tagebau. In vielen Fällen sind Tagebaue innerhalb eines Revieres aber verbunden und es bestehen Freiheitsgrade, aus wel-



chem Tagebau die Kohlen für einen bestimmten Kraftwerksblock entnommen werden. Innerhalb des A1-Szenarios wurden diese Freiheitsgrade so genutzt, dass ein augenscheinlich sinnvoller Pfad der Tagebaunutzung beschritten wurde. So kann es bei verbundenen Tagebauen z. B. sinnvoller sein, nur in einem Tagebau eine Restmenge zu belassen und die übrigen vollständig auszukohlen. Die Maßgabe des Szenarios, also die Stilllegungsreihenfolge der Kraftwerksblöcke, wurde dabei *nicht* nachträglich angepasst, um Tagebaue besser nutzen zu können –, sie bleibt eine altersbedingte Stilllegungsreihenfolge.

Das später in Kapitel 5.4 beschriebene Ausstiegsszenario 2 geht einen Schritt weiter: Ausgehend von der Reihenfolge von A1 wird hier versucht, eine tagebauseitige Optimierung vorzunehmen, wobei es ausdrücklich erlaubt ist, von der altersbedingten Stilllegungsreihenfolge von A1 abzuweichen. Da – wie ausgeführt – die Tagebaue innerhalb eines Revieres oft miteinander verbunden sind, der Abtausch auf dieser Ebene also schon in A1 gegriffen hat, geht die Optimierung eher in den Abtausch zwischen Revieren. Um die Günstigkeit oder Vorzugswürdigkeit einer solchen, angepassten Stilllegungsreihenfolge zu beurteilen, muss allerdings wiederum die Bewertungskette vom Kraftwerk über die Kohlenmengen zu den Tagebauen und den resultierenden Folgekosten durchlaufen werden. Es ist also nicht von vornherein ersichtlich, ob ein Abtausch tatsächlich zu geringeren Folgekosten führen wird. Die Ermittlung dieser Beurteilung ist ein aufwändiges Prozedere, die Festlegung des Abtausches mithin dem Prinzip von Versuch und Irrtum folgend. Die Gutachter versuchten also in Ausstiegsszenario 2, durch eine bevorzugte Berücksichtigung der Tagebauseite, die Kosten zu mindern.

### 5.3.2 Beschreibung des Szenarios

Ausstiegsszenario A1 beschreibt einen Ausstiegspfad, der sich am Betriebsalter der Kraftwerke orientiert. Ziel ist es dabei, die Kommissionsvorgaben einzuhalten. Diese beziehen sich einerseits auf die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke in Gesamtdeutschland als Summenwert. Die Kommission empfiehlt:

- Die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt<sup>245</sup> im Jahr 2022 auf 15 GW zu reduzieren und
- im Jahre 2030 auf 9 GW zu reduzieren.
- Als endgültiger Abschlusszeitpunkt wird das Ende des Jahres 2038 empfohlen.<sup>246</sup>
- Die Reduzierung zwischen diesen Punkten soll stetig erfolgen.
- Zudem wird empfohlen, den Hambacher Forst zu erhalten.

Die Reduzierung „im Jahre“ wird im vorliegenden Gutachten so interpretiert, dass die genannte Leistung jeweils zum Jahresende vorliegen soll. Modellseitig werden die Kraftwerke daher zum 31.12. stillgelegt. Tatsächlich wird die Stilllegung zu Teilen unterjährig erfolgen. Dies stellt eine Unschärfe der getroffenen Annahmen dar.

Das regulatorische Ausstiegsszenario A1 orientiert sich an der Überlegung, die Kraftwerke streng in der Reihenfolge ihres Betriebsalters außer Betrieb zu nehmen (also die ältesten Kraftwerke werden jeweils zuerst pro Jahr stillgelegt). Daraus folgt, dass die Tagebaue entsprechend den jeweiligen Verbänden zwischen Kraftwerken und Tagebauen stillgelegt werden müssen. Aus dieser Stilllegungsstrategie ergibt sich der folgende dargestellte Verlauf der installierten Leistung:

<sup>245</sup> Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden somit nicht betrachtet

<sup>246</sup> Die Empfehlung der Kommission sieht das Jahr 2038 im Standardfall vor. Dieses Ausstiegsjahr wurde im Rahmen des Gutachtens für beide Ausstiegsszenarien angesetzt. Das mögliche, frühere Ausstiegsdatum 2035 ist aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit und der Reduzierung der Variantenvielfalt zunächst nicht betrachtet worden.

## Verlauf der installierten elektrischen Leistung [GW]

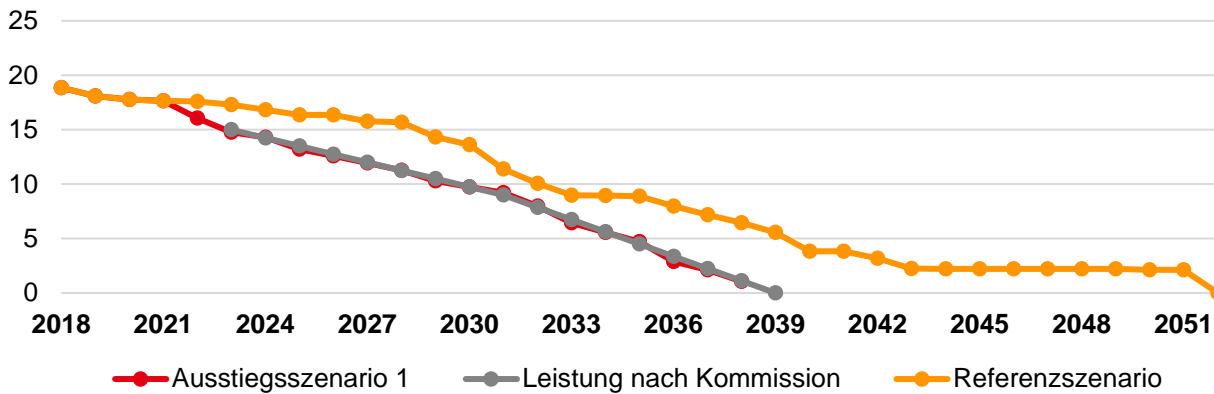


Abbildung 97: Installierte Leistung Braunkohle im Referenzszenario und in Ausstiegsszenario 1

Die Grafik zeigt als graue Linie die Empfehlung der Kommission, parallel dazu den Stilllegungspfad des A1-Szenarios. Zur Orientierung ist der Pfad des Referenzszenarios als orangene Linie mitgeführt.

Wie im Referenzszenario wurde aus den Laufzeiten der Kraftwerke der Kohlenbedarf abgeleitet. Die Inanspruchnahme der Tagebaue wird im folgenden Schaubild als Gegenüberstellung der Ausgangswerte mit den Entnahmen aufbereitet:

## Vorräte und Entnahme [Mio. t]

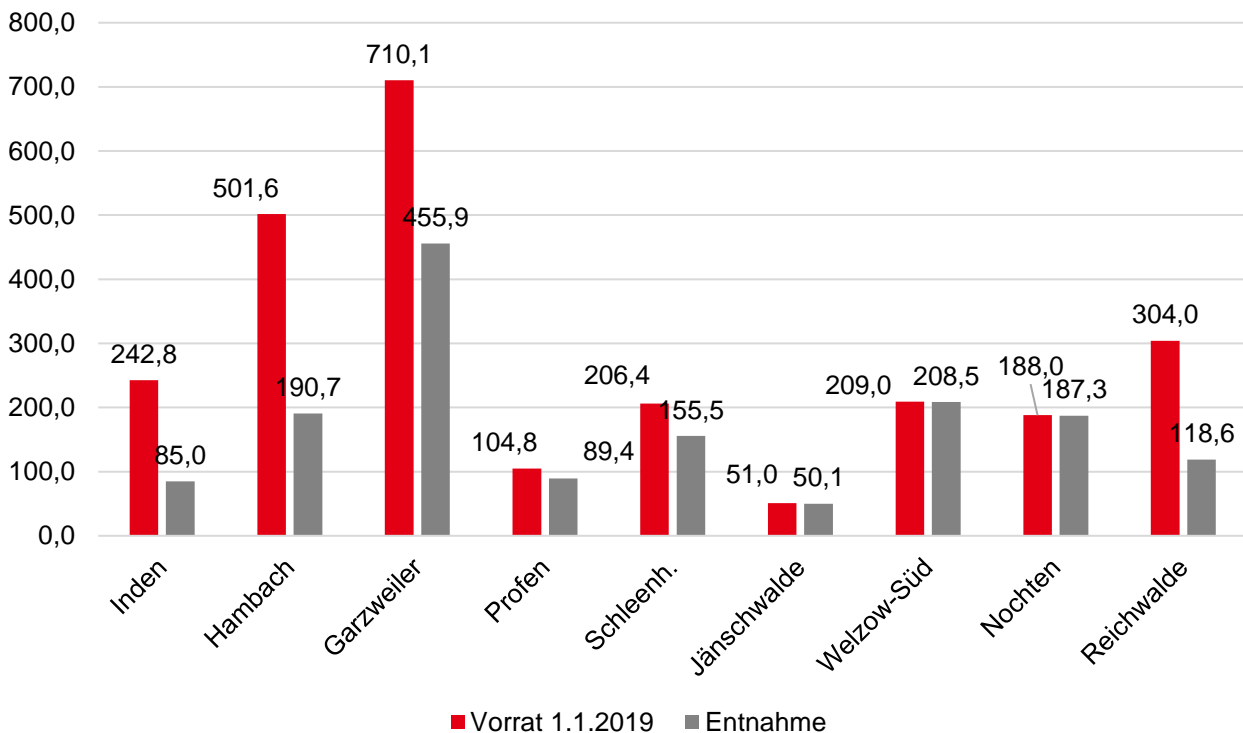


Abbildung 98: Vorräte und Entnahmen in Ausstiegsszenario A1

Die Deckung der Bedarfe ist – wie die Übersicht ausweist – möglich. Eine tagebauseitige Optimierung hat zur Erzielung dieses Ergebnisses nur marginal stattgefunden.

- Im Rheinischen Revier ist die Auskohlung des Tagebaus Hambach auf maximal 200 Mio. t begrenzt, um den Hambacher Forst entsprechend der Kommissionsempfehlung zu schonen. Die begrenzte weitere Nutzung des Tagebaus Hambach ist aufgrund der dort vorzufindenden Kohlequalität erstrebenswert; diese Entnahmemenge lässt zugleich einen Erhalt des Forstes zu.
- Im Lausitzer Revier scheint es sinnvoll und sachgerecht, die vorhandenen Flexibilitäten der Tagebaue so zu steuern, dass die Restmengen in einem Tagebau verbleiben (hier Reichwalde) und nicht mehrere Tagebaue geringe Restmengen aufweisen.

Die Detailfolgen für die Tagebaue werden im Folgenden beschrieben.

### 5.3.3 Auswirkungen auf die Tagebaue

Aus den für das Ausstiegsszenario 1 ermittelten Bedarfsverläufen können die Auswirkungen auf die einzelnen Tagebaue hergeleitet werden. Ausgangspunkt sind die hergeleiteten Vorräte zum 01.01.2019. Die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen der in Ausstiegsszenario 1 angelegten Kohlenentnahme auf die einzelnen Tagebaue werden im Folgenden detailliert beschrieben.

#### 5.3.3.1 Lausitzer Revier

Ausstiegsszenario 1 hat in der Lausitz zur Folge, dass die Tagebaue Welzow-Süd (TA I) und Nochten (AG 1) vollständig ausgekohlt werden, um unnötige und langwierige Planverfahren weitestgehend zu vermeiden sowie die Staffelung der Flutung von Restseen im Revier beizubehalten. Der Tagebau Reichwalde liefert dabei die ergänzenden Restkohlemengen der unterstellten Ausstiegskurve und wird dann vorzeitig stillgelegt. Das wird mit der revierbezogenen schlechtesten Kohlequalität und dementsprechenden Problemen bei der Verstromung begründet, wie mehrfach vorstehend ausgeführt.

Damit konzentriert sich die Reduzierung des Kohleabbaus auf die Kohlevorräte im Tagebau Reichwalde, der von 1999 bis 2010/2011 schon einmal aufgrund der o. g. Gründe gestundet worden war (Tabelle 30).

	Kohlevorrat 01.01.2019	Stilllegung in Ausstiegsszenario 1	Kohlen- entnahme in Ausstiegsszenario 1	WNM-Kosten nach LEAG	WNM-Kosten nach Ausstieg
Tagebaue	[Mio. t]	Stilllegung	[Mio. t]	[Mio. €]	[Mio. €]
Jänschwalde	51,0	2023	50,1	keine Angabe *	keine Angabe *
Welzow-Süd	209,0	2030	208,5	keine Angabe *	keine Angabe *
Nochten	188,0	2036	187,3	795,1**	< 795,1 ***
Reichwalde	304,0	2036	118,6	404,9	446,4 ****
<b>Summe</b>	<b>752,0</b>		<b>564,6</b>		

\* Angaben in Vorsorgevereinbarung nicht veröffentlicht. Sind nur vom LBGR Brandenburg oder von LEAG direkt einzuholen.<sup>247</sup>

\*\* Mit Inanspruchnahme Sonderfeld Mühlrose.<sup>248</sup>

\*\*\* Ohne Inanspruchnahme Sonderfeld Mühlrose gemäß Referenzszenario

\*\*\*\* s. Punkt 5.2.2.1.2.4

Tabelle 30: Kohlevorräte und Wiedernutzbarmachungskosten in Ausstiegsszenario 1

<sup>247</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Land Brandenburg (2019)

<sup>248</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)

Der Tagebau Jänschwalde wird planmäßig 2023 die Kohleförderung beenden, wie auch im Referenzszenario. Damit ergeben sich zulassungsrechtlich und kostenseitig keine Veränderungen zum Referenzszenario. Deshalb wird der Tagebau im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Aus tagebauseitiger Sicht hat das Ausstiegsszenario nachstehende Konsequenzen und Schlussfolgerungen für die weiteren Tagebaue der Lausitz.

### 5.3.3.1.1 Nochten

Hier wird unterstellt, dass der Tagebau unter den Maßgaben des Referenzszenarios betrieben wird, d. h. unter vollständiger Auskohlung von AG 1 sowie unter Verzicht auf das Erweiterungsfeld AG 2 bzw. das Teilfeld Mühlrose. Die Kohleförderung wurde so bemessen, dass der Tagebau 2036 die Kohleförderung einstellt und 2037 mit der Wiedernutzbarmachung begonnen werden kann. So könnte sich der Endpunkt der Wiedernutzbarmachung von 2088 (aktuelle Planung) auf 2083 vorverlagern, was aber ein ausreichendes Dargebot an Flutungswasser voraussetzt.

Die planungsrechtlichen, bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen und ökonomischen Auswirkungen sowie die Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur sind somit analog zum Referenzszenario.

### 5.3.3.1.2 Reichwalde

Die in Ausstiegsszenario 1 entstehenden Auswirkungen durch einen vorzeitigen Ausstieg von Kraftwerken und die damit im Zusammenhang stehende Reduzierung der Fördermengen wurden im Lausitzer Revier auf den Tagebau Reichwalde als Ausgleichs- bzw. Puffertagebau konzentriert.

Gemäß Ausstiegsszenario wird die Kohleförderung aus dem Tagebau Reichwalde auf insgesamt 118,6 Mio. t begrenzt. Es verbleibt damit ein nicht benötigter Kohlenvorrat von 185,4 Mio. t im Bergwerksfeld, davon 137 Mio. t im Nordostfeld und rund 49 Mio. t im Nordfeld. Ausstiegsszenario 1 hat zur Konsequenz, dass auf den Abbau des Nordostfeldes komplett verzichtet und das Nordfeld nur zu ca. 80 % in Anspruch genommen wird. Das bringt Veränderungen in der Restseekonfiguration mit sich (Abbildung 99). Dementsprechend erfolgt die Stilllegung des Tagebaus bereits 2036 und 2037 wird die Wiedernutzbarmachung begonnen. Damit könnte sich der Endpunkt der Wiedernutzbarmachung auf 2073 vorverlagern, was aber ein ausreichendes Dargebot an Flutungswasser voraussetzt.



Abbildung 99: Abbaustände im Tagebau Reichwalde laut BKP  
Nach Auskohlung von Süd- und Nordfeld (links) und nach Auskohlung des Nordostfeldes und damit des gesamten Tagebaus laut BKP (Mitte); Grün: Kippenfläche, Schraffur: offener Tagebaubereich. Rechts Bergbaufolgelandschaft mit Restsee von rund 1.500 ha.<sup>249</sup>

Zur Ermittlung der veränderten Tagebauparameter einschließlich der veränderten Restlochfigur wurde ein Modell konstruiert, das auf charakteristischen Parametern der Abraumförderbrückentechnologie und den aus Luftbildern abgeschätzten Dimensionen des nordöstlichen Randschlauches des Tagebaus beruht (Abbildung 100).

<sup>249</sup> Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994)



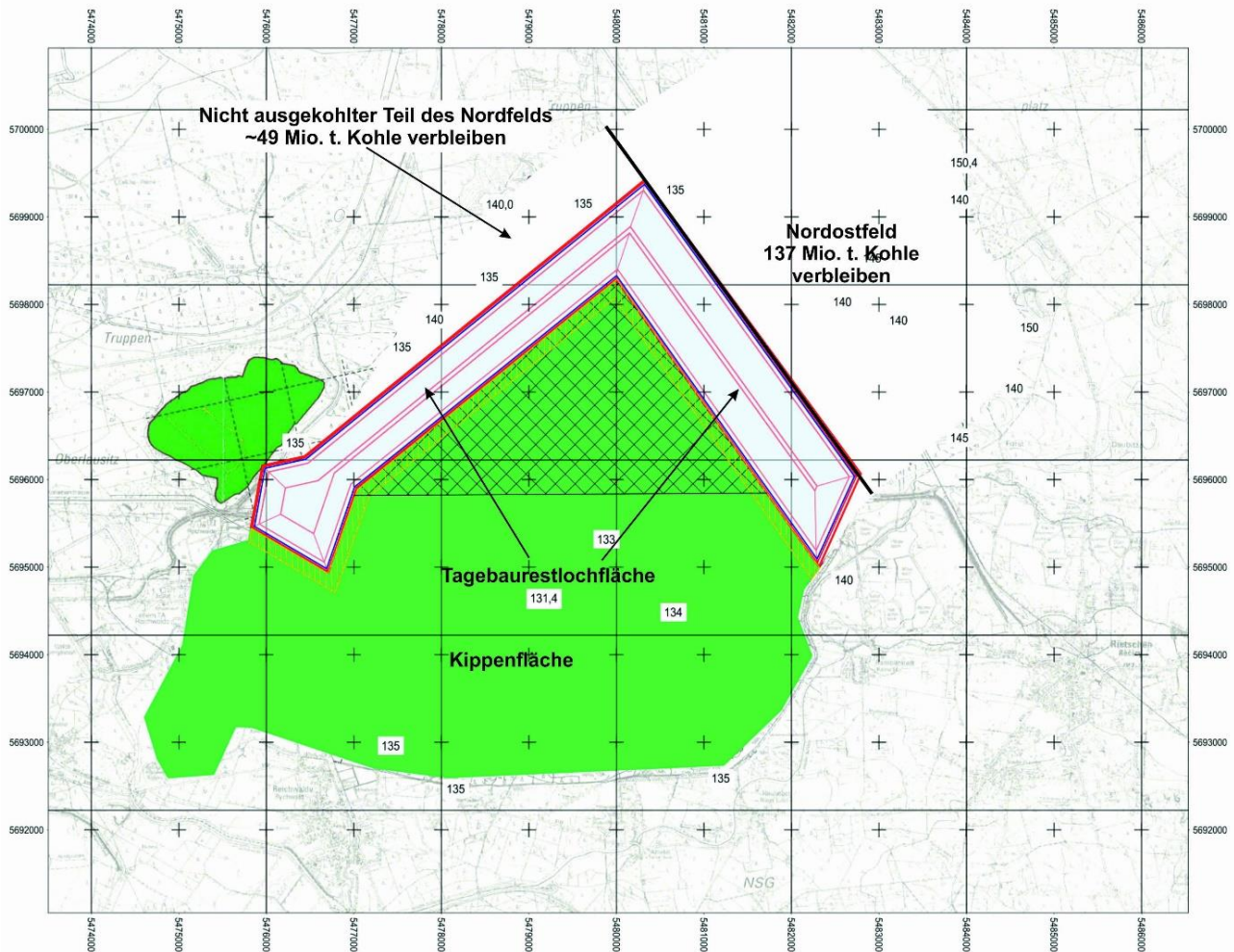


Abbildung 100: Tagebau Reichwalde, Konfiguration gemäß Ausstiegsszenario 1<sup>250</sup>

Es wird davon ausgegangen, dass in die technologische Planung zur Abraumbewegung, Kohlegewinnung und Kippenentwicklung des Unternehmens bis zur Stilllegung nicht eingegriffen wird. Für die flächenmäßig reduzierte Bergbaufolgelandschaft mit veränderter Restlochfigur gegenüber dem BKP und RBP werden eine geänderte Rahmenbetriebsplanung und eine aktualisierte Abschlussbetriebsplanung erforderlich.

### 5.3.3.1.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Im Ausstiegsszenario wird das entstehende Restloch bis zur Stilllegung mittels Förderbrückentechnologie und der vorhandenen Großgerätetechnik aufgefahren. So entsteht bei der Stilllegung ein Restraum aus dem unmittelbaren Abbaubereich, dem nordöstlichen Randschlauch und dem noch offenen, nicht bis zur Geländeoberfläche geschlossenen Kippenraum (Abbildung 100).

Die wesentlichen Änderungen durch die vorgezogene Stilllegung liegen im Wegfall der Maßnahmen zur Tagebaumstellung für die Einfahrt in das Nordostfeld sowie in den geotechnischen Sicherungsmaßnahmen und in den Aufwendungen für die Vorbereitung und Durchführung der Flutung des Restloches. Dabei sind die Aufwendungen für Sicherungsmaßnahmen wie die Trockenhaltung der Restlochfigur mittels Filterbrunnen und Oberflächenentwässerung bis zur Flutung, die erforderlichen Sprengverdichtungen und die Arbeiten an der geplanten Restlochfigur den Aufwendungen im Referenzszenario etwa gleichzusetzen.

Das Ausstiegsszenario mit der deutlich verringerten Auskohlung und vorzeitigen Stilllegung bringt eine Verlängerung der gekippten Böschungen gegenüber dem Referenzszenario mit sich. Es wird auf ein zu verdichtendes Kippenvolumen von ca. 96,4 Mio. m<sup>3</sup> geschlossen, das mit Rütteldruckverdichtung verdichtet wird. Die

<sup>250</sup> EMCP

Breite der zu verdichtenden Kippendämme im Bereich der Endböschungen wird mit 140 m<sup>2</sup> und die Rütteltiefe mit 70 m angesetzt, analog zu den Angaben in Nebenbestimmung 27 des Vorsorgekonzeptes der LEAG.

Die Fläche der Fallgewichtsverdichtung zur Herstellung der Trittsicherheit wurde mit 224 ha ermittelt, davon 68,6 ha im unmittelbaren Uferbereich. Hierbei wurden die Böschungsabflachungen berücksichtigt.

Die Sicherungsmaßnahmen in der Wasserwechselzone, die Begradigung der Kippenhöhen zum erforderlichen Abstand des Wasserspiegels des Restsees, die eventuell erforderlichen Steinschüttungen, die Zwischenbegrünung bis Flutungswasseraufgang und der Uferverbau sowie die Gestaltung der randnahen Bereiche werden analog dem gültigen RBP unterstellt.

#### ***5.3.3.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen***

Die Wasserfläche des Restsees reduziert sich von rund 1.500 ha laut BKP und RBP gemäß Ausstiegsszenario auf ca. 750 ha.

Die Maßnahmen zur Heranführung der Flutungswässer für das Restloch und deren Ableitung wurden mit 11 km Zuleitung und 1,7 km Ableitung geschätzt. Das Flutungsvolumen des Restloches wurde mit 260 Mio. m<sup>3</sup> berechnet. Für die unmittelbaren Flutungsbauwerke, Pumpspeicherwerke und Wehertüchtigungen bzw. Ausbauten wurde unterstellt, dass sie in Umfang und Kosten denen des Referenzszenarios gleichen.

#### ***5.3.3.1.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur***

Die Auswirkungen von Ausstiegsszenario 1 auf die Umwelt sind aufgrund der geringeren Flächeninanspruchnahme geringer als im Referenzszenario bzw. gemäß BKP und RBP. Dabei sind gemäß BKP und RBP rund 50 % der Bergbaufolgelandschaft als forstwirtschaftliche Rekultivierungsflächen, etwa 35 % als Wasserfläche, rund 8 % als Renaturierungsflächen und knapp 3 % als landwirtschaftliche Rekultivierungsfläche ausgewiesen.

Im Vergleich zum Referenzszenario bzw. BKP und RBP bringt das Ausstiegsszenario signifikant verringerte Auswirkungen auf die Infrastruktur mit sich. Erstens entfällt die laut BKP und RBP geplante Verlegung der Bahnlinie Berlin-Görlitz. Zweitens entfällt die Abbaggerung von Teilen des Truppenübungsplatzes Oberlausitz im Nordostfeld. Deren Abbaggerung im Nordfeld wird reduziert (Abbildung 101).



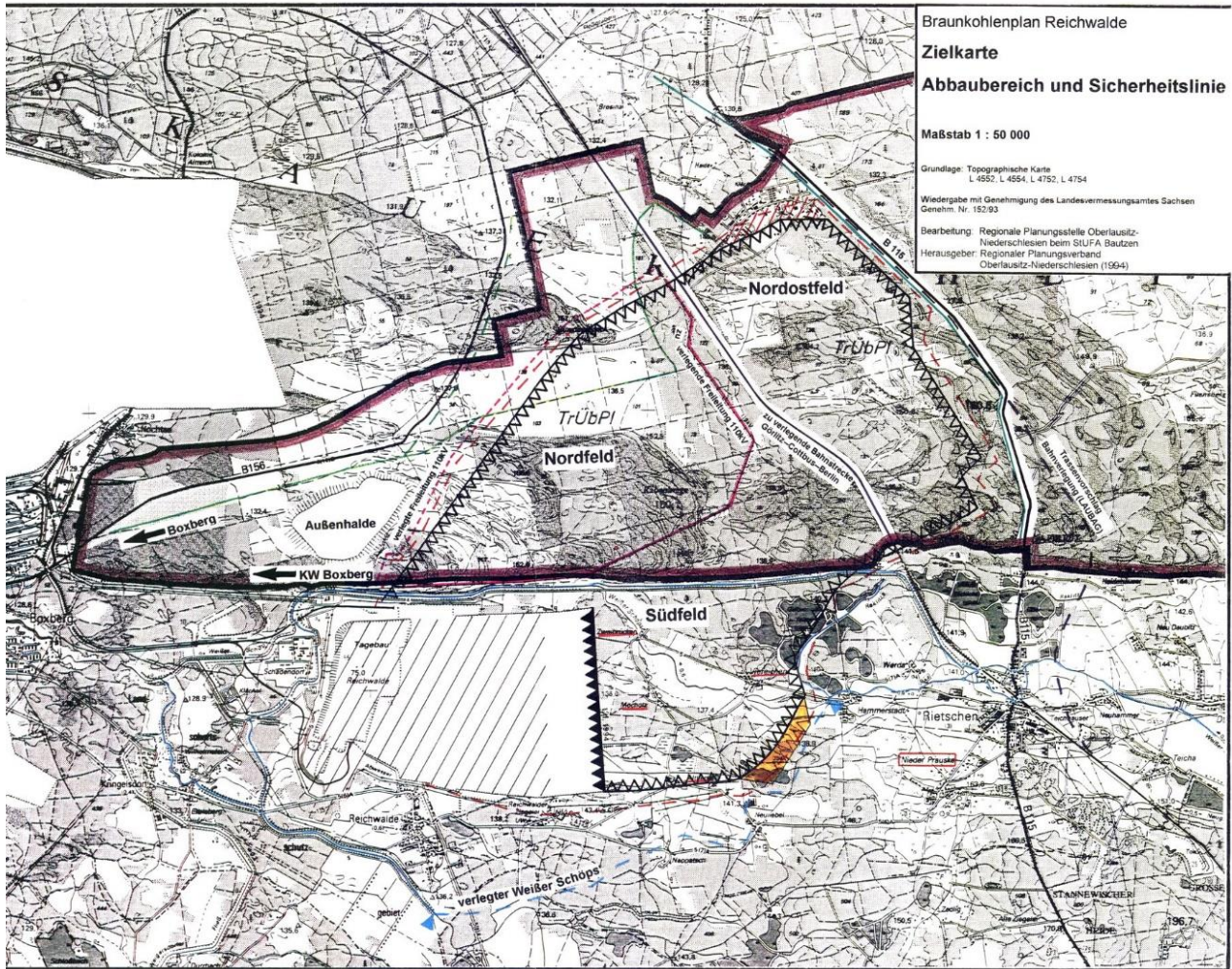


Abbildung 101: Verlauf des Truppenübungsplatzes (TrÜPl) im Nord- und Nordostfeld laut BKP

**5.3.3.1.2.4 Ökonomische Auswirkungen**

Für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Tagebaumstellung für die Einfahrt ins Nordostfeld sind nach Erfahrungswerten Kosten von geschätzt rund 100 Mio. € erforderlich. Diese entfallen in Ausstiegsszenario 1, da das Nordostfeld nicht aufgefahren wird.

Der Verzicht auf den Abbau des Nordostfeldes erspart die Verlegung von ca. 11 km Bahnstrecke der Linie Görlitz-Cottbus-Berlin. Dafür würden sonst Kosten von geschätzt etwa 100 Mio. € anfallen (11 km x 9,0 Mio. €/km).

Zur Verlegung von Teilen des Truppenübungsplatzes Oberlausitz ist laut RBP ein Bauabschnitt 2 von 2026 bis 2036 vorgesehen. Die Kosten dafür betragen geschätzt zwischen 40 und 60 Mio. €. Bauabschnitt 1 soll bis 2021 abgeschlossen werden. Die Kosten für Bauabschnitt 2 würden sich gemäß Ausstiegsszenario reduzieren. Das Ausmaß der Reduzierung lässt sich ohne den Zugang zum RBP und begleitenden Kostenkalkulationen für die Verlegung nicht gut abschätzen. Hier wird von etwa 40 Mio. € ausgegangen. Damit würden für den Bergwerksbetreiber Investitionskosten zur Fortführung des Kohleabbaus in Höhe von insgesamt rund 240 Mio. € anfallen.

Mehrkosten entstehen im Ausstiegsszenario durch den erhöhten Kippenanteil der Restlochböschungen und die Veränderung von Anlagen zur Flutung. Die Verlängerung der gekippten Böschungen und der dadurch bedingten erhöhten geotechnischen Sicherheitsmaßnahmen (Verdichtung) führen im Ausstiegsszenario zu

einem Mehraufwand gegenüber dem Referenzszenario von etwa 13 Mio. € (Tabelle 31). Die in der Vorsorgevereinbarung<sup>251</sup> erfassten sonstigen Wiedernutzbarmachungskosten (Personalmanagement, Rückbaukosten, Verschrottung etc.) werden aus Sicht der Gutachter von den Veränderungen nicht signifikant beeinflusst. Damit entstehen gegenüber der LEAG-Planung von 404,9 Mio. € insgesamt Mehraufwendungen von rund 41,5 Mio. € (28,5 Mio. € im Referenzszenario plus 13 Mio. € in Ausstiegsszenario 1).

Aufwände	Umfang			Delta (Menge)		Spezif. Kosten	Delta (Kosten)
	Einheit	Referenzszenario	Ausstiegsszenario 1	ME	Jahr	€/ME	Mio. €
Kippvolumen Rüttel-druckverdichtung	Mio m <sup>3</sup>	86,89	96,14	9,255	2029-2032	1,8	16,66
Fläche Fallgewichtsverdichtung/Trittsicherheit	ha	217	215,6	-1,4	2031-2033	70.000,00	-0,1
Ab- und Auftragsarbeiten zur Restlochgestaltung	Mio m <sup>3</sup>	2,17	2,16	-0,014	2031-2033	2,15	-0,03
Flutung der Restloches (32 % Fläche) + Grundwasserleiter	Mio m <sup>3</sup>	296,55	260,4	-36,15	2031-2065	0,1	-3,62
Bauzuleiter (Bau Flutgraben)	m	8.500,00	11.000,00	2500	2030-2031	75	0,19
Baulänge Ableiter	m	2.700,00	1.700,00	-1000	2031-2032	75	-0,08
						<b>Summe:</b>	<b>13,03</b>

Tabelle 31: Veränderung der Wiedernutzbarmachungskosten im Ausstiegsszenario. Alle Werte gerundet.

### 5.3.3.1.3 Welzow-Süd

Hier wird unterstellt, den Tagebau unter den Maßgaben wie im Referenzszenario zu betreiben, d. h. unter Verzicht auf das Erweiterungsfeld TA II. Die Kohleförderung wurde so bemessen, dass der Tagebau wie geplant 2030 die Kohleförderung einstellt und 2031 mit der Wiedernutzbarmachung begonnen werden kann. Damit werden auch die Kohlevorräte des Abbaufeldes TA I vollständig ausgekohlt.

Dementsprechend sind die planungsrechtlichen, bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen und ökonomischen Auswirkungen sowie die Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur analog zum Referenzszenario.

### 5.3.3.2 Mitteldeutsches Revier

Während im Referenzszenario eine Ausschöpfung der Kohlevorräte der Tagebaue erfolgt, verbleiben im kraftwerksgeführten Ausstiegsszenario 1 große Mengen (für mitteldeutsche Verhältnisse) der Vorräte in den Tagebauen. Außerdem verkürzen sich die Laufzeiten beider Tagebaue.

Das kraftwerksgetriebene Ausstiegsszenario führt im Mitteldeutschen Revier zu nominalen Mehrbelastungen von ca. 120 Mio. €. Diese Mehrbelastungen konzentrieren sich bei einer scheinbar geringen Abweichung vom Referenzszenario auf den Tagebau Profen, in dem die Nutzung von Abraummassen zur Böschungssicherung nach der Einstellung der Braunkohlegewinnung fortgesetzt werden muss, um dauerhaft standsichere Randböschungen für den Restsee im Bereich der Abbaufelder Profen-Süd und Domsen zu erreichen. Eine alternative Lösung kann nicht vorgeschlagen werden.

Entgegen den Erwartungen liegen die mit einem vorzeitigen Beenden der Braukohlenförderung verbundenen Wiedernutzbarmachungsaufwendungen, bei einer geringfügigen Anpassung der Kraftwerkslaufzeiten oder -auslastungen, in annähernd gleicher Höhe wie im Referenzszenario. Begründet ist dieser Effekt durch den

<sup>251</sup> Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018)



nicht mehr zu vollziehenden Aufschluss des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck und ein schon weitestgehend optimiertes Wiedernutzbarmachungskonzept für das Abbaufeld Peres.

Die individuellen Sachlagen in den Tagebauen Profen und Schleenhain werden im Folgenden dargestellt.

### **5.3.3.2.1 Profen**

Für den Tagebau Profen liegt die Laufzeitreduzierung in Ausstiegsszenario 1 gegenüber dem Referenzszenario bei vier Jahren bei einem verbleibenden Kohlenvorrat von ca. 15 Mio. t.

#### **5.3.3.2.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Ab ca. 2025 wird die Gewinnung von Kohlen ausschließlich aus dem Abbaufeld Domsen des Tagebaus erfolgen. Die zur Sicherung der Kohlenqualität parallele Gewinnung aus dem Abbaufeld Schwerzau wird aufgrund der Erschöpfung der Vorräte eingestellt sein. Die im Abbaufeld Schwerzau bis dahin noch notwendige Bewegung von Abraum beschränkt sich auf im Abbaufeld verbleibende Mittelmassen.

Der Abraum des Abbaufeldes Domsen dient dem Aufbau der Innenkippe im Abbaufeld Profen-Süd, vor allem aber der Gestaltung der Böschungssysteme im Norden und Nordosten des Abbaufeldes. Der zukünftige Domsener See wird sich wesentlich weiter nach Osten erstrecken, als dass aus Abbildung 61 hervorgeht. Hintergrund ist das Defizit an Abraummassen des Abbaufeldes Schwerzau, wie unter 4.3.1 beschrieben. Unter 4.3.1.3 wurde die komplizierte Situation zur dauerhaften Sicherung der setzungsfleißgefährdeten Quarzitkippen erläutert. Die Errichtung versteckter Dämme ist in diesem Kippenmaterial nicht möglich. Deshalb ist eine Anstützung mit dem Abraum des Abbaufeldes Domsen erforderlich. Da aber auch das Deckgebirge im Abbaufeld Domsen aus Materialien besteht, die in der homogenen Struktur einer Kippe zum Setzungsfleßen neigen, sind in diesen, den Quarzitkippen vorgelagerten Bereichen versteckte Dämme anzulegen. Durch die niedrige Abraumbilanz im Bereich des Tagebaus Profen müssen die gesamten Abraummassen aus dem Abbaufeld Domsen für diese Anstützungen genutzt werden.

Die vorzeitige Beendigung der Kohlenförderung führt zu einem Defizit von 45 Mio. m<sup>3</sup> Abraum, die zur Anstützung benötigt werden. Diese müssen ohne Kohlegewinnung aus dem Abbaufeld Domsen an die noch verbliebenen Bereiche zur Anstützung verbracht werden. Diese Leistung kann durch die verbliebene Großgerätetechnik erbracht werden. Es ist aber auch der Einsatz mobiler Erdbautechnik möglich, wobei diese, bedingt durch die weiten Transportentfernungen, wesentlich kostenintensiver ist. Es ist zu erwarten, dass die Abraumbewegung nicht in einem verkürzten Zeitrahmen zu realisieren ist. Der Einbau des Abraums, in den den Quarzitkippen vorgelagerten Bereichen, ist mit ständigen Umbaumaßnahmen an den Bandanlagen verbunden. Ein Leistungsbetrieb, wie dieser im Normalbetrieb eines Tagebaus stattfindet, ist hier weitestgehend ausgeschlossen.

#### **5.3.3.2.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Werden die Maßnahmen zur Gestaltung der Böschungen, wie beschrieben, umgesetzt, so sind keine von dem wasserwirtschaftlichen Konzept abweichenden Auswirkungen zu erwarten. Allerdings muss während der Dauer der Anstützung die Grundwasserabsenkung weiterhin erfolgen. Da diese Sumpfungswässer für die Flutung des Restloches Schwerzau dienen, ändert sich auch das dafür vorliegende Konzept nicht.

#### **5.3.3.2.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Am Ende der Wiedernutzbarmachung steht die dem Vorsorgekonzept der MIBRAG entsprechend geplante Bergbaunachfolgelandschaft (siehe Abbildung 61 auf S. 104).

#### **5.3.3.2.1.4 Ökonomische Auswirkungen**

Die nach Einstellung der Kohlegewinnung noch durchzuführende Abraumbewegung für die Schaffung von Stützkörpern vor der Quarzitkippe ist den Wiedernutzbarmachungsaufwendungen zuzuordnen. Zur Bewertung werden die in Tabelle 32 ausgewiesenen Kosten für die Bewegung des Abraums mit Großgerätetechnik mit 2,50 €/m<sup>3</sup> herangezogen. Bedingt durch die langen Fahrwege (> 5 km) würden die vergleichbaren Kosten eines Mobilbetriebes bei ca. 4,00 €/m<sup>3</sup> liegen.

Die Kosten für die Entwässerung werden mit 0,20 €/m<sup>3</sup> gehobenen Wassers angesetzt. Da nicht eingeschätzt werden kann, ob eine Reduzierung der Wasserhebung im Abbaufeld Domsen, durch die nicht mehr notwendige Trockenhaltung des Liegenden, möglich ist, wird eine Wasserhebungsmenge von 40 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr angesetzt. Das entspricht etwa dem notwendigen Volumen zur Trockenhaltung der beiden Baufelder.

	Volumen	Spezifische Kosten	Gesamtkosten	Zeitraum
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[€/m <sup>3</sup> ]	[Mio. €]	[Jahre]
Abraumbewegung	45,0	2,50	112,5	2032 – 2035
Wasserhebung	40,0	0,20	8,0	2032 – 2035
<b>Gesamt</b>			<b>120,5</b>	

Tabelle 32: Zusätzliche Aufwendungen für den Tagebau Profen in Ausstiegsszenario 1

Die vorzeitige Einstellung der Gewinnung von Braunkohlen aus dem Tagebau Profen in Ausstiegsszenario 1 verursacht zusätzliche Kosten für die Wiedernutzbarmachung von ca. 120 Mio. €.

### 5.3.3.2.2 Schleenhain

Der Abbau in Schleenhain soll gegenüber dem Referenzszenario um vier Jahre und gegenüber der Planung des Unternehmens, die in diesem Punkt mit dem BKP übereinstimmt, sogar um sechs Jahre verkürzt werden. 51 Mio. t des zum Abbau genehmigten Vorrates sollen in der Lagerstätte verbleiben.

Die Tabelle auf der folgenden Seite zeigt eine Reihe möglicher Varianten der bergbaulichen Inanspruchnahme einzelner Feldesteile des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain. Es wird deutlich, dass zur Sicherung der in Ausstiegsszenario 1 benötigten Kohlenmengen in Höhe von 155,5 Mio. t die Nutzung des Teilfeldes Pödelwitz oder ein Aufschluss des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck erforderlich würden. Einzig die ausgewiesene Variante 11 kommt mit 148 Mio. t den Modellberechnungen nahe. Da eine bergbauliche Inanspruchnahme der Ortslage Pödelwitz trotz der weit vorangeschrittenen Umsiedlung sehr unwahrscheinlich ist und ein Aufschluss des separat liegenden Abbaufeldes Groitzscher Dreieck wirtschaftlich nicht vertretbar ist, wird diese Variante 11 im Weiteren betrachtet. Die Differenzmengen von ca. 7,5 Mio. t sollten durch eine Anpassung der Fahrweise anderer Kraftwerke und Tagebaue ausgeglichen werden können. In die Variantenbetrachtung wurden die in 5.2.2.2.2 erläuterten differierten Feldesangaben (Tab. 26 S 161) einbezogen. Die Varianten Xa weisen für den Ort Obertitz den auf die im Braunkohlenplan ausgewiesene Fläche bezogenen Kohlenvorrat unter dem Ort aus.

Variante		Schleenhain	Peres	Pödelwitz			Groitzscher Dreieck		Vorrat zum 1.1.2019
				Tagesanlagen	Nordfeld	Ortschaft	Ohne Obertitz	Obertitz	
		[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	
1	Braunkohlenplan mit Vorbehaltsgebieten	30	108	5	10	10	53	15	231
2	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		53	15	221
3	Ohne Vorbehaltsgebiet Obertitz	30	108	5	10	10	53		216
4	Rahmenbetriebsplan mit Nordfeld	30	108		10		53	15	216
5	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen	30	108	5			53	15	211
6	Rahmenbetriebsplan	30	108				53	15	206
7	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		53		206
8	Ohne Obertitz mit Nordfeld	30	108		10		53		201
9	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen	30	108	5			53		196
10	Ohne Obertitz ohne Tagesanlagen	30	108				53		191
11	Ohne Groitzscher Dreieck mit Nordfeld	30	108		10				148
12	Ohne Groitzscher Dreieck und ohne Vorbehaltsgebiet Pödelwitz	30	108						138
1a	Braunkohlenplan mit Vorbehaltsgebieten	30	108	5	10	10	62	6	231
2a	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		62	6	221
3a	Ohne Vorbehaltsgebiet Obertitz	30	108	5	10	10	62		225
4a	Rahmenbetriebsplan mit Nordfeld	30	108		10		62	6	216
5a	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen	30	108	5			62	6	211
6a	Rahmenbetriebsplan	30	108				62	6	206
7a	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		62		215
8a	Ohne Obertitz mit Nordfeld	30	108		10		62		210
9a	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen	30	108	5			62		205

10a	Ohne Obertitz ohne Tagesanlagen	30	108				62		200
-----	---------------------------------	----	-----	--	--	--	----	--	-----

Tabelle 33: Mögliche Varianten der Auskohlung des Tagebaus Schleenhain

### 5.3.3.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Kommt es zu einer Reduzierung des Kohlenbedarfes des Kraftwerks Lippendorf um 50 Mio. t und mehr, ist auf die Nutzung des Kohlenvorrates des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck zu verzichten. Der ausgewiesene Vorrat des Abbaufeldes beträgt 68 Mio. t. Wird ein durchschnittliches Abraum-Kohlen-Verhältnis von 3:1 angesetzt, ergibt sich eine Abraummenge von 204 Mio. m<sup>3</sup>. Diese soll in den Planungen des Unternehmens und damit auch im Referenzszenario bis auf 8,5 Mio. m<sup>3</sup>, die für die spätere Anstützung von Böschungen im Abbaufeld Groitzsch benötigt werden, im Abbaufeld Peres verkippt werden.

#### Konsequenzen für das Abbaufeld Peres

Wie unter 5.2.2.2.2 erläutert, wird im Referenzszenario eine Abraummenge von 196 Mio. m<sup>3</sup> in den Restsee Peres eingebracht. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Tiefe des Sees von ca. 33 m. Im nordwestlichen Teil des zukünftigen Sees befinden sich aber die bis zum Ende der Kohlenförderung genutzten Anlagen des Kohlenmisch- und Stapelplatzes und die Bandanlagen zum Kraftwerk. Eine anteilige Verfüllung des Alltagebaus, der aber Bestandteil des Restsees ist, kommt hier nicht infrage. Die Verkipfung der Abraummassen kann also nur im südöstlichen Teil des Sees, dem Gebiet der Kohलगewinnung, bis 2030 stattfinden. Eine Folge davon ist die Schaffung wesentlich flacherer Uferbereiche. Diese sind als Ziel der Gestaltung der Nachfolgelandschaft im BKP ausdrücklich benannt.<sup>252</sup>

In Abweichung zum BKP wurden offensichtlich wesentlich mehr Abraummassen zur Innenkippengestaltung in das Abbaufeld Schleenhain verbracht, als ursprünglich geplant. Außerdem ist offensichtlich geplant, den Anteil von Flachwasserzonen zu Lasten von Flächen oberhalb des Wasserspiegels zu vergrößern. Nur so lässt sich die im Vorsorgekonzept ausgewiesene Größe der Wasserfläche von 8,7 km<sup>2</sup> im Verhältnis zu der im BKP genannten Wasserfläche von ca. 7,0 km<sup>2</sup> erklären.

Werden die Abraummassen aus dem Abbaufeld Groitzsch nicht in das Abbaufeld Peres verbracht, so sind Auswirkungen auf die Gestaltung der Kippen unterhalb der Wasserlinie zu erwarten. Da die Abbaugrenze im östlichen Bereich des Abbaufeldes Peres sehr dicht an infrastrukturelle Einrichtungen und Bebauungen heranreicht, ist ein Rückgriff auf Flächen außerhalb der Rahmenbetriebsplangrenzen nicht in Betracht zu ziehen. Deshalb muss zur Gestaltung der Wasserwechselzone ein Abraumkörper vor die gewachsenen Böschungen gelegt werden.

Ausgehend von den im Vorsorgekonzept genannten Böschungswinkeln und einer Tagebauteufe von 75 m, ergibt sich ein Abraumvolumen von ca. 75 Mio. m<sup>3</sup>, das für den Aufbau der Stützkippen benötigt wird. Darin eingerechnet ist eine Berme für die Schaffung der verdeckten Dämme. Diese Massen stehen beim Verzicht auf das Groitzscher Dreieck nicht zur Verfügung. Um den Aufbau der Stützkippen zu ermöglichen, muss die Innenkippe im Abbaufeld Peres um ca. 100 ha verkleinert werden. Die Größe des Restsees ändert sich gleichermaßen. Mit der Vergrößerung des Sees ist eine Verlängerung der Uferlinie und damit der durch versteckte Dämme zu sichernden Bereiche verbunden. Je nach Gestaltung der neuen Uferlinie können diese Dämme eine Gesamtlänge von 100 bis 300 m haben. Mit diesem Konzept verringert sich der Anteil von zu schaffenden Flachwasserzonen. Diese sind nur noch im Bereich der versteckten Dämme, direkt vor den Wasserwechselzonen, möglich.

Die Verwendung der Abraummassen zur Sicherung der Böschungen findet aber unter anderen technologischen Bedingungen statt. Die Kippen werden in Form eines Dammes an die Böschungen angelegt. Das führt zu ständig notwendigen Verlängerungen der Strossenbänder auf den Kippen. Dadurch erhöht sich der Aufwand für die Endprofilierung der Kippen. Durch die flachen Neigungswinkel der Böschungen im Unterwasserbereich ist trotz der Ausnutzung der Auslegerlängen der Absetzer und der Wurfparabel für die Gestaltung der bis zu 250 m langen Böschungen eine Neigung von 1:7,5 ohne Einsatz von Planiertechnik nicht möglich. Es

<sup>252</sup> Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): Ziel 16 – Grundwasserwiederanstieg sowie Flutung Pereser und Groitzscher See, S. 52



wird geschätzt, dass ca. 5 % des Kippenvolumens mit Planiertechnik bei teilweiser Mehrfachbewegung (50 %) profiliert werden müssen. Die im Vorsorgekonzept genannte Zahl verdoppelt sich dadurch auf 5,6 Mio. m<sup>3</sup>.

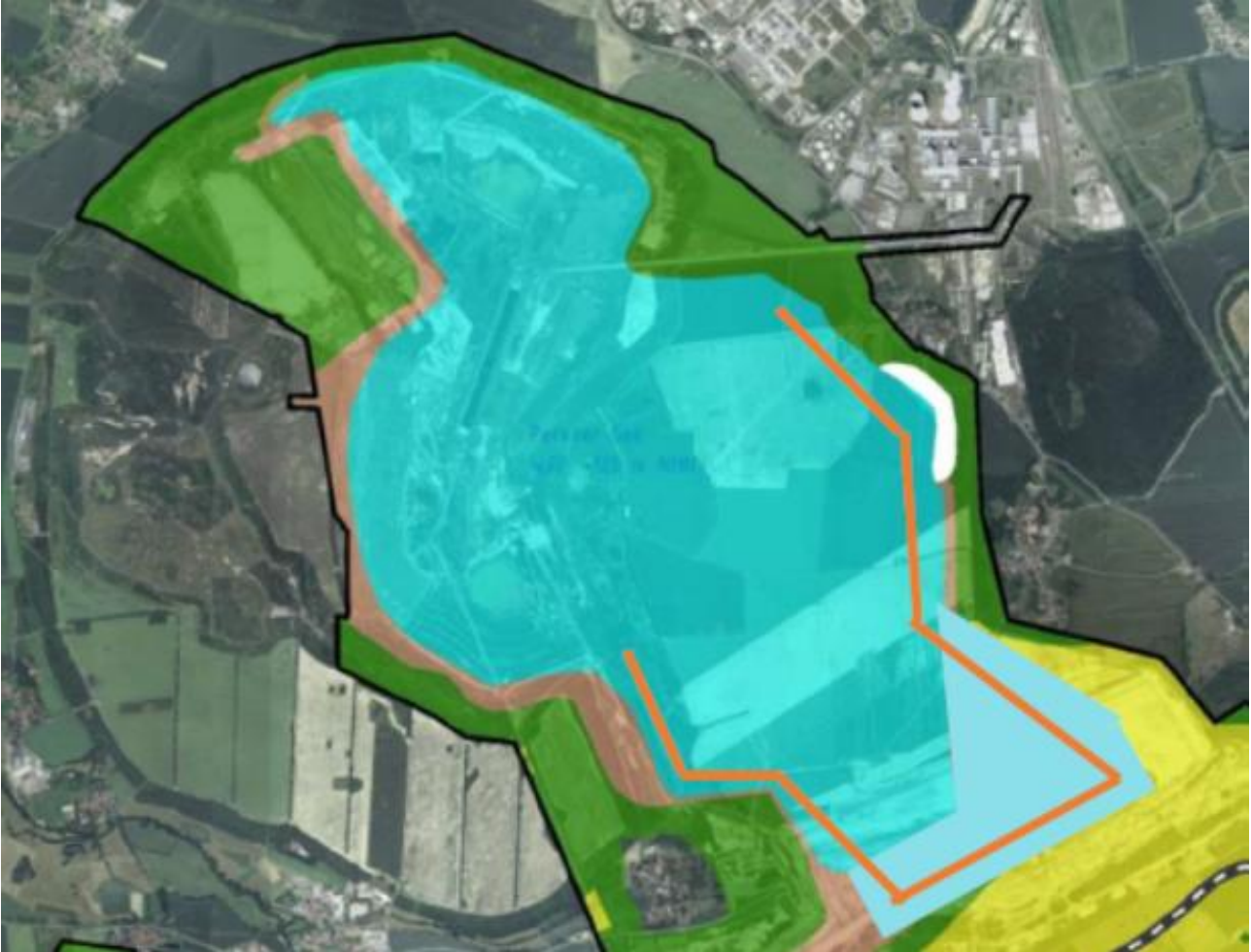


Abbildung 102: Zimmer (2018), Auszug Restsee Peres ohne Abraum aus Groitzscher Dreieck – schematisch

### Konsequenzen für das Abbaufeld Groitzscher Dreieck

Das Abbaufeld Groitzscher Dreieck ist aus dem ehemaligen Tagebau gleichen Namens hervorgegangen. Bis 1991 wurden 44 Mio. t Braunkohlen aus dem Tagebau gefördert. Ausgehend von dem Ziel einer Nutzung der verbliebenen Vorräte zur Versorgung des Kraftwerkes Lippendorf wurden die Böschungen bis auf die als Anfangsstellung des neuen Abbaus vorgesehene Nordböschung durch die LMBV endsaniert. Die Böschungssysteme sind auf einen Wasserstand des zukünftigen Sees von 133 m NHN vorprofiliert. Gegenwärtig wird der Wasserstand auf dem Liegenden bei ca. 105 m NHN gehalten. Dadurch werden die Aufwendungen für die Grundwasserabsenkung minimiert, die Böschungen standsicher gehalten und Staubemissionen von den freien Flächen des Abbaufeldes vermieden. Die Wasserhaltung des entstehenden Sees soll durch einen Überlauf auf dem Niveau von 133 m NHN zur Schnauder als Vorfluter erfolgen.

Wird das Abbaufeld nicht mehr in Betrieb genommen, ist das derzeitige Restloch zu fluten. Dazu sind die Nordböschung und ein Teil der Ostböschung auf einer Gesamtlänge von 2,5 km zu bearbeiten. Das Geländeprofil im Bereich des Abbaufeldes fällt von Südwesten nach Nordosten von ca. 160 m NHN auf 135 m NHN im Bereich der Schnauderaue ab. Der verkleinerte Restsee befindet sich im südlichen Teil des Abbaufeldes. Daraus folgt, dass ein wesentlich höherer Seespiegel zu erwarten ist. Im Bereich des geplanten Bandkorridors, nahe der Ortslage Berndorf, liegt das Niveau der Schnauder bei 140 m NHN.<sup>253</sup> Soll eine natürliche Regelung

<sup>253</sup> Geportal Sachsenatlas (2019)

des Endwasserspiegels erfolgen, ist ein um ca. 7 m höherer Anstieg des Wassers Voraussetzung. Das bedeutet, dass das gesamte, bereits bestehende Böschungssystem auf einer Länge von ca. 5 km angepasst werden muss.

Da im Bereich der bereits sanierten Böschungen ein weiterer Rückgriff auf hinter den Böschungsoberkanten liegende Flächen nicht möglich ist, muss zusätzliches Material eingebaut werden. Pro laufenden Meter Böschung wird der Bedarf auf 100 m<sup>3</sup> geschätzt.

Hinzu kommt die Gestaltung der nördlichen Böschungsbereiche. Durch die Möglichkeit des Eingriffs in das Hinterland kann ein Teil der Herstellung der Böschungform mit Planiertechnik durchgeführt werden. Insgesamt sind 4,8 Mio. m<sup>3</sup> zu bewegen. Es wird angenommen, dass davon 50 % durch Planiertechnik realisiert werden können. Für die Bereitstellung von 9,8 Mio. m<sup>3</sup> ist eine Flächeninanspruchnahme von ca. 24 ha nötig, deren Erwerbskosten den Folgekosten zuzurechnen sind. Die im Vorsorgekonzept ausgewiesenen Leistungen zur Sicherung der Böschungen in einem Umfang von 8,5 Mio. m<sup>3</sup> entfallen.

Die zum Schutz des steilen Böschungssystems im Bereich der Wasserwechselzone vorgesehene Installierung einer Brandungsmauer aus Gabionen muss nicht mehr erfolgen. Durch die Möglichkeit der Einrichtung eines flachen Böschungssystems kann diese aufwendige Maßnahme entfallen. Um trotzdem einen sicheren Schutz der Wasserwechselzone zu erreichen, wurde eine Stein- und Schottererschüttung für das nördliche Seeufer vorgesehen.



Abbildung 103: Zimmer (2018), Auszug, Restsee Groitzsch – schematisch

### **5.3.3.2.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Der Pereser See wird gegenüber dem Vorsorgekonzept um ca. 120 ha größer. Das entspricht der Fläche der nicht gestalteten Innenkippe, deren Massen zum Aufbau der Stützkippen im See dienen. Das Seevolumen vergrößert sich um die fehlenden Massen aus dem Abbaufeld Groitzscher Dreieck (196 Mio. m<sup>3</sup>). Die Innenkippe erreicht ein Höhenniveau von ca. 10 m über dem Seespiegel. Durch das Verstürzen von 75 Mio. m<sup>3</sup> verringert sich das Seevolumen. Da nur 80 % des Massendefizites der Kippe durch Wasser ausgeglichen wird,

steht der Verringerung nur eine Volumenvergrößerung um 60 Mio. m<sup>3</sup> gegenüber. Die Menge an einzuleitendem Wasser vergrößert sich um ca. 181 Mio. m<sup>3</sup>.

Im Vorsorgekonzept wird eine Zuführung von Sumpfungswässern aus dem Groitzscher Dreieck ausgewiesen. Diese entfällt und muss durch die erhöhte Zuführung von 76 Mio. m<sup>3</sup> Fremdwasser kompensiert werden. Das Anlagenkonzept für die Fremdfutung sowie Ableitung der überschüssigen Wässer ändert sich nicht.

Wird das Abbaufeld Groitzscher Dreieck nicht in Anspruch genommen, so verringert sich die Seefläche um ca. 60 % auf 350 ha. Die Veränderung des Seevolumens wird proportional angenommen und entspricht somit 136 Mio. m<sup>3</sup>. Hinzu kommen aber 7 m zusätzliche Wasserstandhöhe durch die Anpassung an das Geländere relief. Daraus ergeben sich weitere 24,5 Mio. m<sup>3</sup> Seevolumen. Das Vorsorgekonzept weist einen Eigenaufgang des Wassers von 50 Mio. m<sup>3</sup> für das gesamte Abbaufeld aus. Auch hier wird Proportionalität angenommen, sodass neben 20 Mio. m<sup>3</sup> Grundwasser noch 140 Mio. m<sup>3</sup> Wasser für die Flutung zuzuführen sind. Dafür können die vorhandenen Rohrleitungssysteme genutzt werden, sodass keine über die im Vorsorgekonzept hinausgehenden Anlagen zur Flutung und Ableitung vorgesehen werden müssen.

### **5.3.3.2.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Mit der Realisierung dieser Variante müssen die Umsiedlungen von Pödelwitz und Obertitz nicht mehr vorgenommen werden. Zwei Orte mit 27 bzw. 42 Einwohnern bleiben erhalten. Die Kosten für die Aufrechterhaltung der Infrastruktur, die in Verantwortung für die Daseinsvorsorge von der Gesellschaft getragen werden, sind nicht Gegenstand der Betrachtungen.

Mit dem Verbrauch von Massen zur Gestaltung der Stützkippen im Pereser See wird die Rückgabe von Landflächen im Abbaufeld Peres um ca. 120 ha verringert. Demgegenüber stehen 430 ha, einschließlich der Ortschaft Obertitz, die nicht in Anspruch genommen werden.

Im Abbaufeld Groitzscher Dreieck sind die endsanierten Böschungen bereits begrünt. Da die Sanierung Anfang der 1990er Jahre stattfand, sind die Gehölze zum Teil über 25 Jahre alt. Im Zuge der notwendigen Neugestaltung des Böschungssystems fallen diese Grünflächen den Erdbaumaßnahmen zum Opfer.

Nach Abschluss der Arbeiten muss eine Neubegrünung vorgenommen werden, die alle über der Wasserlinie liegenden Böschungsbereiche umfasst. Die Uferlänge des im BKP ausgewiesenen Sees beträgt ca. 12,5 km, von denen 5,0 km auf die bereits begrüntten Böschungen entfallen. Somit gleicht sich der Umfang zu rekultivierender Flächen an den Ufern des Sees aus.

### **5.3.3.2.2.4 Ökonomische Auswirkungen**

Bezogen auf das Abbaufeld Peres sind folgende Aufwendungen zu erwarten:

	Volumen	Spezifische Kosten	Gesamtkosten	Zeitraum
Fremdfutung	257,0 Mio. m <sup>3</sup>	0,10 €/m <sup>3</sup>	25,70 Mio. €	2040 – 2050
Monitoring	257,0 Mio. m <sup>3</sup>	0,01 €/m <sup>3</sup>	2,57 Mio. €	2040 – 2070
Versteckte Dämme	0,5 Mio. m <sup>3</sup>	1,25 €/m <sup>3</sup>	0,63 Mio. €	2037 – 2040
Planierleistungen	2,8 Mio. m <sup>3</sup>	0,65 €/m <sup>3</sup>	1,82 Mio. €	2037 – 2040
Zwischenbegrünung	100,0 ha	0,20 €/m <sup>2</sup>	0,20 Mio. €	2037
Begrünung	10,0 ha	0,47 €/m <sup>2</sup>	0,05 Mio. €	2037 – 2040
<b>Gesamt</b>			<b>31,0 Mio. €</b>	

Tabelle 34: Zusätzliche Aufwendungen bei der Wiedernutzbarmachung des Abbaufelds Peres im Tagebau Schleenhain in Ausstiegsszenario 1. Werte gerundet.

Mit der Entscheidung, das Abbaufeld Groitzscher Dreieck nicht mehr zu erschließen, entfallen alle investiven Aufwendungen dafür. Schwerpunkte sind:

- die Einrichtung der Entwässerungssysteme, Brunnen und Rohrleitungen sowie Pegel zur Überwachung,

- die Einrichtung der Transporttrassen und der Aufbau der Bandsysteme und
- die Umsetzung der Großgeräte.

Die Demontage von Bandanlagen und Großgeräten wird im Abbaufeld Peres vorgenommen. Da keine neuen Anlagen zu den bereits vorhandenen durch die Erschließung des Abbaufeldes hinzukommen, kann vorausgesetzt werden, dass die Rückbau- und Demontagekosten dafür sich gegenüber den in den Kalkulationen getroffenen Ansätzen nicht ändern.

Die Entwässerungssysteme müssten aber bis auf die vorhandene Leitung zur Liegendwasserhaltung neu aufgebaut werden. Die für deren Rückbau in den Rückstellungen eingestellten Aufwendungen treten nicht ein. Die bereits vorhandenen Brunnen, Pegel und Rohrleitungen sind aber in den Rückbau einzubeziehen. Für die Differenzrechnung wird folgendes als aktueller Stand angenommen:

- Von den 56 km Rohrleitungen sind für den Betrieb der Liegendwasserhaltung 12 km vorhanden.
- Alle Brunnen und Liegendbrunnen müssten erst noch errichtet werden.
- Vorhandene Pegel und neu zu errichtende Pegel dienen dem Monitoring. Der Rückbau ist Bestandteil der Wiedernutzbarmachungskosten.

	Volumen	Spezifische Kosten	Gesamtkosten
Planierleistungen	2.400,0 Tm <sup>3</sup>	0,65 €/m <sup>3</sup>	1,6 Mio. €
Stein- und Schotterschüttung	2.000,0 m	260,00 €/m	0,5 Mio. €
Flächenerwerb	24,0 ha	3,50 €/m <sup>2</sup>	0,8 Mio. €
<b>Gesamt</b>			<b>2,9 Mio. €</b>

Tabelle 35: Zusätzliche Aufwendungen bei der Wiedernutzbarmachung des Abbaufelds Groitzscher Dreieck im Tagebau Schleenhain in Ausstiegsszenario 1

	Volumen	Spezifische Einsparungen	Gesamteinsparungen
Wasserhebung während des Rückbaus und der Böschungsprofilierung	-63,0 Mio. m <sup>3</sup> -13,0 Mio. m <sup>3</sup>	0,20 €/m <sup>3</sup> 0,15 €/m <sup>3</sup>	-12,6 Mio. € -2,0 Mio. €
Bau von Rohrleitungen für die Flutung	-10,0 km	300 €/m	-3,0 Mio. €
Fremdflutung	-148,0 Mio. m <sup>3</sup>	0,10 €/m <sup>3</sup>	-14,8 Mio. €
Monitoring	-254,0 Mio. m <sup>3</sup>	0,01 €/m <sup>3</sup>	-2,5 Mio. €
Zwischenbegrünung	-152,0 ha	0,20 €/m <sup>2</sup>	-0,3 Mio. €
Böschungsschutz mit Gabionen	-1,7 km	2.000,00 €/m	-3,4 Mio. €
Erdarbeiten	-700,0 Tm <sup>3</sup>	2,77 €/m <sup>3</sup>	-1,9 Mio. €
Rückbau von Brunnen	-9.800 m	100,00 €/m	-1,0 Mio. €
Rückbau von Rohrleitungen	-44 km	30 €/m	-1,3 Mio. €
<b>Gesamt</b>			<b>-42,8 Mio. €</b>

Tabelle 36: Einsparungen bei der Wiedernutzbarmachung des Abbaufelds Groitzscher Dreieck im Tagebau Schleenhain in Ausstiegsszenario 1. Werte gerundet.

Im Vergleich der Mengengerüste ergeben sich für die Wiedernutzbarmachung des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck zusätzliche Aufwendungen von 2,9 Mio. €, denen Einsparungen von 42,8 Mio. € gegenüberstehen. Die Einschätzungen für die zusätzlichen Aufwendungen in Peres liegen in ihrer Höhe unter den sich ergebenden Einsparungen. Entgegen ersten Einschätzungen, in denen vor allem wesentlich höhere Wiedernutzbarmachungsleistungen im Abbaufeld Peres erwartet wurden, ergibt sich ein leichter nomineller Vorteil für Ausstiegsszenario 1 im Vergleich zum Referenzszenario in Höhe von ca. 9,0 Mio. €. Die Differenz kann durch nicht oder unvollständig erfasste Sachverhalte ausgeglichen werden.



	Gesamtkosten	Zeitraum
Abbaufeld Peres - Mehraufwendungen	31,0 Mio. €	2037 - 2070
Abbaufeld Groitzscher-Dreieck - Mehraufwendungen	2,9 Mio. €	- 2037
Abbaufeld Groitzscher-Dreieck - Minderaufwendungen	-42,8 Mio. €	- 2037
<b>Gesamt</b>	<b>-8,9 Mio. €</b>	

Tabelle 37: Veränderung der Wiedernutzbarmachungskosten für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain in Ausstiegsszenario 1

Nicht berücksichtigt ist die zeitliche Einordnung der Wiedernutzbarmachung. Während diese im Abbaufeld Peres erst nach dem Auslaufen des Betriebs im Jahr 2035 beginnen können, ist die Renaturierung für das Abbaufeld Groitzscher Dreieck nicht an die Einstellung der Kohlenförderung gebunden und kann praktisch sofort nach einer Entscheidung für ein schnelles Beenden der Braunkohlenverstromung im Kraftwerk Lippendorf beginnen. Das hätte wegen der nicht mehr notwendigen Unterhaltungskosten weitere, wenn auch geringe, Einsparungen zur Folge.

### 5.3.3.3 Rheinisches Revier

Um die verfügbaren Kohlen- und Abraummengen für Ausstiegsszenario 1 in den Tagebauen abzuschätzen, wurde vom Konsortialpartner Fuminco ein 3D-Blockmodell des Tagebaus (sog. Lagerstättenmodell) aufgebaut.<sup>254</sup> Hierbei wurden nur öffentlich verfügbare Daten verwendet. Die wichtigsten Grundlagen sind das digitale Geländemodell des Landesvermessungsamtes NRW (Stand 01.01.2015) und geologische Schnitte durch den Tagebau.<sup>255</sup> Diese wurde georeferenziert und in das Lagerstättenmodell integriert.<sup>256</sup>

#### 5.3.3.3.1 Garzweiler

##### 5.3.3.3.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Im Gegensatz zur derzeitigen Planung von RWE (Förderung ca. 700 Mio. t) soll in diesem Szenario der Abbau nur noch im Süden erfolgen, um die Ortschaften Keyenberg, Kuckum, Westrich (Ober- und Unterwestrich) sowie Berverath zu erhalten. Der Tagebau würde hiernach im Norden noch wie geplant bis zur A61 voranschreiten und dann westlich der A61 ca. 1.600 m nach Süden verspringen, um einen Abstand von 400 m zu den Orten Keyenberg und Berverath einhalten zu können. Auf der Linie Holzweiler-Berverath käme der Tagebau zum Stehen (Abbildung 104). Grundsätze der Modellierung waren der Erhalt möglichst vieler Dörfer und ein Abstand von ca. 400 m zur geschlossenen Bebauung. Bei Berücksichtigung weiterer Faktoren wie z.B. Kohlequalitäten, Flözmächtigkeiten, betriebliche Zwangspunkte sind auch leicht abweichende Tagebau- und

<sup>254</sup> Hierbei kam die Bergbauplanungssoftware SURPAC zum Einsatz.

<sup>255</sup> RWE 2019

<sup>256</sup> Im Einzelnen sind die Datengrundlagen, Annahmen und Vorgehensweise in Anlage 2 beschrieben.





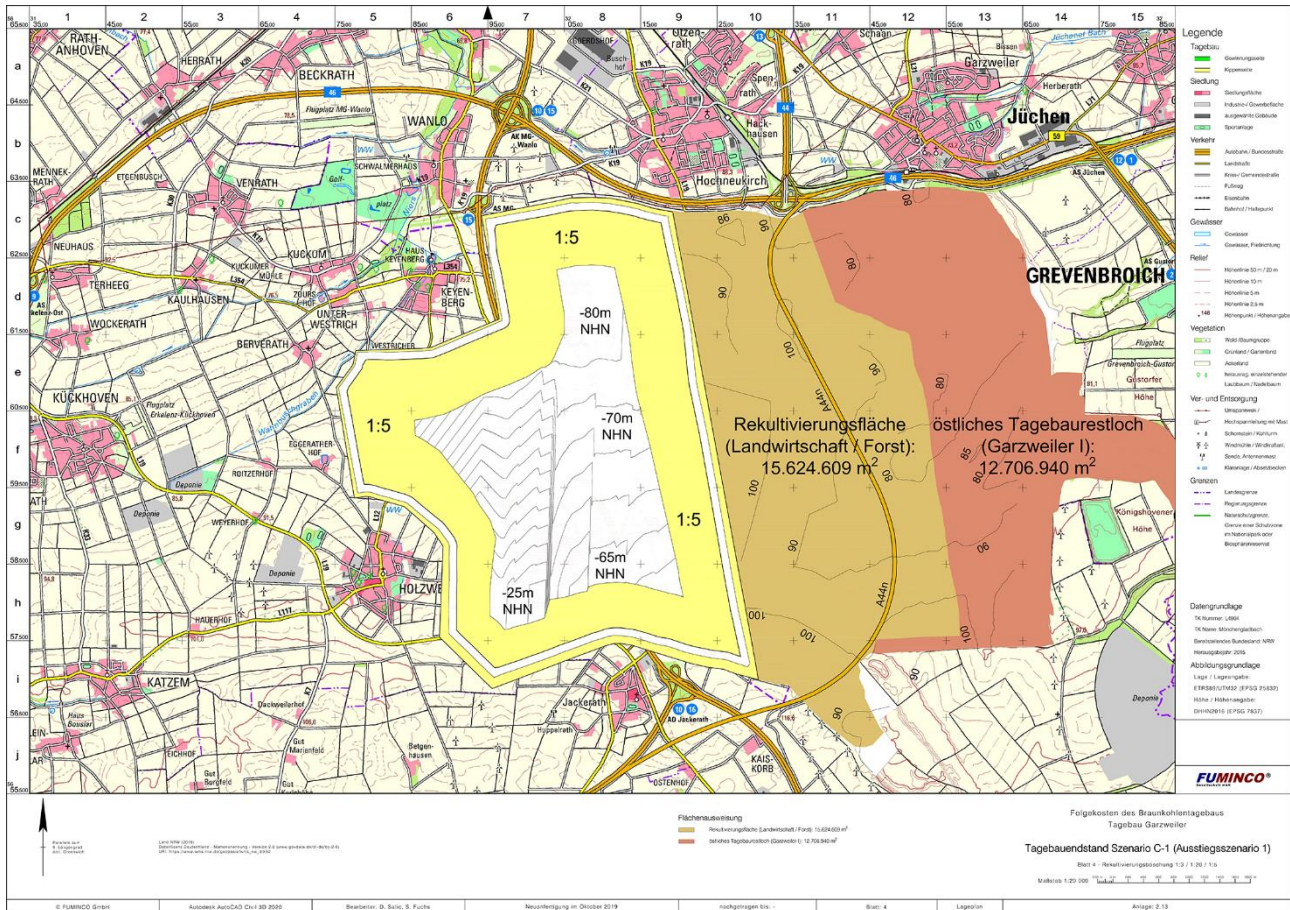


Abbildung 105: Tagebaueinstand Gewinnung und Endzustand der Kippen in Ausstiegsszenario 1

Falls die geförderten Kohlenmengen noch deutlich weiter verringert werden, können auf der Basis des erstellten digitalen Lagerstättenmodells keine Aussagen mehr darüber getroffen werden, ob die dann noch gewinnbare Abraummenge ausreichend für die notwendigen Verfüllungen und Böschungsgestaltungen ist. Dies könnte nur auf der Basis von Unternehmensdaten und konkreten Tagebauplanungen sowie eines aktualisierten digitalen Lagerstättenmodells mit separater Berücksichtigung der drei Kohlenflöze erfolgen (im vorliegenden digitalen Lagerstättenmodell wurden die Kohlenflöze zu einem Flöz zusammengefasst, Anlage 2). Gleichwohl wäre aber eine Abraumgewinnung – ohne eine Kohlenförderung – wahrscheinlich möglich. Die Maßnahmen zum Schutz vor Versauerung (A1-, A2- und A6-Maßnahmen) müssen weiter berücksichtigt werden.

Der Fehlbedarf zur Verfüllung des östlichen Restlochs lag Anfang 2015 noch bei 605 Mio. t Abraum.<sup>257</sup> Die Gutachter gehen davon aus, dass die Verfüllung bis 2025 im Regelbetrieb möglich ist.<sup>258</sup> Auf Grundlage der digitalen Lagerstättenmodellierung stehen in dem Szenario ausreichende Abraummassen zur Verfügung.

### 5.3.3.3.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen

Die Lage des Restsees ist in Abbildung 106 dargestellt. Seine Eckdaten sind in Tabelle 38 beschrieben. Er hat ein Volumen von ca. 1,77 Mrd. m<sup>3</sup> und eine maximale Wassertiefe von 175 m (-110m NHN).

<sup>257</sup> Es ist nicht bekannt, welche Abraummassen in den letzten Jahren verbraucht wurden, sodass eine Aktualisierung nicht möglich ist.

<sup>258</sup> Tudeschki 2017

Szenario	Restsee		
	Fläche [km <sup>2</sup> ]	Volumen [Mrd. m <sup>3</sup> ]*	Füllzeit [Jahre]**
Antrag RWE	22,0***	2,38	40
Referenz	22,3	1,88	31
Ausstieg 1	20,3	1,77	30

\* Berechnungen Fuminco

\*\* Annahme: Rheinwasserüberleitung 60 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr und dass der Abstrom in die entleerten Grundwasserleiter bei allen Varianten konstant ist.

\*\*\* Obwohl die ausgekohlten Mengen höher sind, ist die Seefläche kleiner, weil der See tiefer ist.

Tabelle 38: Veränderung des Restsees im Tagebau Garzweiler in den einzelnen Szenarien

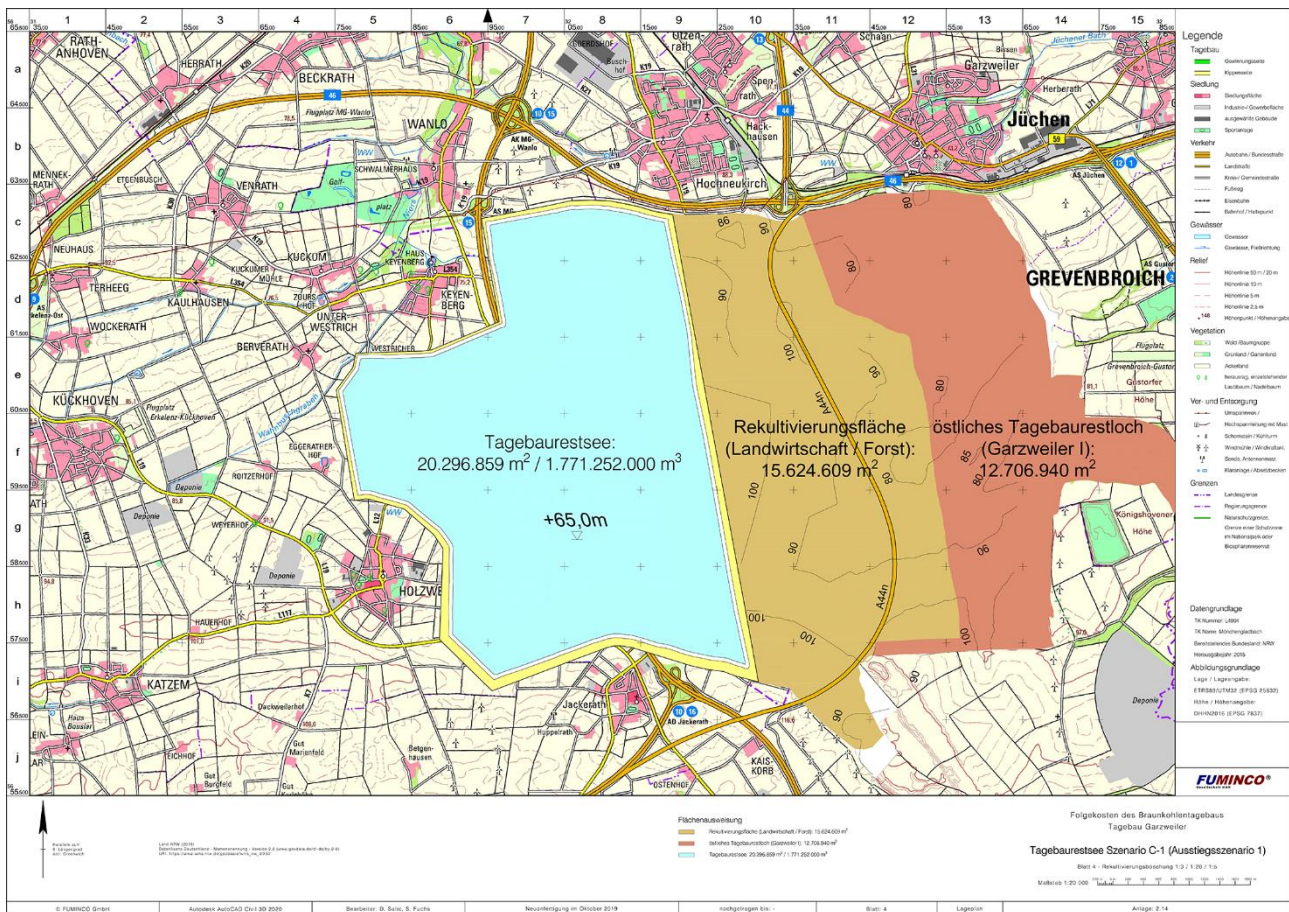


Abbildung 106: Lage des Restsees im Tagebau Garzweiler in Ausstiegsszenario 1<sup>259</sup>

### Bewertung der wasserwirtschaftlichen Anforderungen an den Restsee

Der Restsee soll eine möglichst große Kontaktfläche zum unverritzten Gebirge haben und ein Kippenzustrom in den Restsee soll nur aus gekalkten Bereichen erfolgen:

- Die Kontaktfläche zum unverritzten Gebirge besteht nach wie vor im Süden, Westen und Norden.
- Der Kippenwasserzustrom erfolgt nur aus den gekalkten Bereichen. Die Mächtigkeit des gekalkten Bereiches hat keinen relevanten Einfluss.

<sup>259</sup> ahu GmbH; der dargestellte Abbaustand entspricht dem 01.01.2015.



- Im Bereich des Bandsammelpunktes ragt der ungekalkte Kippenbereich weit nach Westen. Allerdings wird die zukünftige Grundwasserströmungsrichtung in diesem Bereich nach Osten gerichtet sein. Zudem handelt es sich hier nur um geringmächtige Kippen bzw. um eine bergrechtliche Abgrenzung zwischen den Tagebauen Garzweiler I und Garzweiler II.

Bei einer Verkleinerung des Tagebaus verringert sich auch das noch zu verkippende Abraumvolumen um fast 1,76 Mrd. m<sup>3</sup>. Dies und eine kürzere Betriebsdauer bedeuten, dass weniger pyrithaltiges Sediment dem Luft-sauerstoff ausgesetzt wird, wodurch sich u. a. die in der Kippe entstehende Sulfatmenge verringert. Auf die Konzentration des Sulfats im Kippengrundwasser hat das allerdings letztlich keine Auswirkungen. Diese wird in jedem Fall etwa 1.500 mg/l betragen und ist durch die Gipssättigung vorgegeben. Für den späteren Abstrom aus der Kippe bedeutet eine geringere Sulfatfracht jedoch auch eine kürzere Austragsdauer und ggf. auch kürzere Reichweite der Sulfatfahne im Grundwasser. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass der Großteil der Pyritoxidation durch den jahrzehntelangen Tagebaubetrieb bereits erfolgt ist und die Auswirkungen eines verminderten Abraumvolumens eher begrenzt sein werden.

Der Restsee soll eine möglichst westliche Lage im Abbaufeld im Bereich der größten Abbautiefe bei gleichzeitig kompakter Form haben.

- Der See verschiebt sich deutlich nach Osten (ca. 300 m bis 2.500 m).
- Die Seeform ist nicht mehr so kompakt wie ursprünglich geplant.
- Der Restsee kann um ca. 20 Jahre eher gefüllt sein, wenn entsprechend früher mit der Füllung begonnen werden kann. Voraussetzung ist, dass die Rheinwassertransportleitung dann betriebsbereit ist. Die Rheinwasserüberleitung muss betriebsbereit sein, wenn die Sumpfungswassermenge zurückgeht (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 75). Andernfalls muss die Sumpfung (und Aufbereitung) weitergeführt werden.

Positiv zu bewerten ist jedoch, dass sich bei weniger verkipptem Abraum auch das Sulfatfreisetzungspotenzial in seiner gesamten Höhe verringert, d. h., die Auslaugung von Sulfat (und die ggf. erforderlichen Gegenmaßnahmen wie Abfangbrunnen) früher beendet sein wird.

Eine erste Einschätzung ergibt, dass die bisherigen Kernaussagen zur Beschaffenheit des Kippengrundwassers und der vielfältigen Nutzbarkeit des Restsees weiterhin Bestand haben werden, weil sich zwar die Frachten im Kippenwasseranstrom in gewissem Umfang ändern können, aber die Konzentrationen der Wasserinhaltsstoffe im Kippengrundwasser aufgrund der hydrochemischen Gesetzmäßigkeiten nahezu identisch sein werden.<sup>260</sup>

Eine quantitative Bewertung dieser vielen verschiedenen Faktoren (v. a. geänderte Restseegeometrie, geringere Tiefe) erfordert dennoch eine aktualisierte hydrogeochemisch-hydraulische Modellierung zur Neubewertung der Kippenwasserströmung und der späteren Restseequalität. Hierzu können die vorhandenen numerischen Modelle genutzt werden.

### **Anschluss an die Niers (neue Niersquelle)**

Der Niersanschluss muss verlegt und neu geplant werden. Aus wasserwirtschaftlicher Sicht sollte dies problemlos möglich sein.

### **5.3.3.3.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die Dörfer Keyenberg, Kuckum, Westrich (Ober- und Unterwestrich) und Berverath bleiben erhalten; der Abstand zur Tagebaukante beträgt ca. 400 m (Abbildung 68). Die Dörfer können erhalten werden, weil im Ausstiegszenario 1 die Kohle, die unter den Dörfern liegt, nicht benötigt wird. In dem vorliegenden Szenario kann die A61n in alter Lage nicht wiederhergestellt werden. Es ist eine politische Verständigung notwendig, ob die

<sup>260</sup> Die Ausfällung von Gips (CaSO<sub>4</sub>) begrenzt die maximal auftretenden Sulfat- und Calciumwerte. Durch die Kalkung wird der pH-Wert stabilisiert, wodurch auch die maximale Eisenkonzentration und die Mobilität der sonstigen Schwermetalle im Kippengrundwasser vorgegeben sind.

Wiederherstellung der A61n in alter Lage erforderlich ist. Eine detaillierte Beschreibung und Bewertung der Wiederherstellungsmöglichkeiten der A61n sind in Kapitel 4.4.1.1 enthalten.

Weiterhin positiv zu bewerten ist:

- Der Restsee und die Grundwasserleiter können früher genutzt werden.
- Der Eingriff in den Naturhaushalt ist durch den Verzicht auf die Abgrabung von 10,8 km<sup>2</sup> kleiner, da bei der Abgrabung und Verkippung die natürliche Schichtung in Grundwasserleiter und Grundwassernichtleiter zerstört wird. Zudem ist das Potenzial der Sulfatfreisetzung (die auch durch die Kalkung des Abraums nicht verhindert werden kann) deutlich kleiner.
- Das ökologische Risiko für das Naturgebiet Schwalm-Nette ist geringer, da der Absenkungsschwerpunkt etwas weiter im Osten bleibt und der Zeitraum der notwendigen Stützung des Wasserhaushaltes sich verringert.

#### **5.3.3.3.1.4 Ökonomische Auswirkungen**

Bis auf einige Planungsleistungen infolge der erforderlichen Umplanungen entstehen gegenüber den derzeitigen Planungen von RWE keine relevanten Mehrkosten, z. B. durch eine aufwändige Abraumbewirtschaftung wie beim Tagebau Hambach.

Durch die verkürzte Laufzeit des Tagebaus entstehen verminderte Investitionsaufwände (z. B. verminderte Abraumkalkung, verringerter Aufwand beim Betrieb der Versickerungsanlagen zum Erhalt der Feuchtgebiete), die im Einzelnen jedoch nicht näher betrachtet werden, da dies nicht Aufgabe des Gutachtens ist. Die verminderten Investitionsaufwände sind noch geringer als im Referenzszenario.

Unter der Annahme, dass eine A61n nicht – wie derzeit geplant – erstellt werden kann, entstehen Minderkosten. Bei der A44n beliefen sich die Kosten für 7 km auf ca. 100 Mio. €. <sup>261</sup> Dies entspricht 14,3 Mio. €/km. Da die aufwändige Dammvorschüttung der A44n bei der A61n entfallen würde, werden die Minderkosten auf 10 Mio. €/km geschätzt bzw. in der Summe auf 90 Mio. €.

Der Umgang mit diesen Minderkosten wird in Kap. 6.6.3 thematisiert.

#### **5.3.3.3.2 Hambach**

Wie durch die Kommission empfohlen, ist Szenario A1 so aufgebaut, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Der frühzeitige Ausstieg aus der Kohlenförderung macht jedoch umfangreiche Umplanungen des Tagebaus notwendig, um die notwendigen Abraumengen gewinnen zu können, die für die Restseegestaltung erforderlich sind. Auf Grundlage des digitalen Lagerstättenmodells wurden mehrere Varianten entwickelt, um den Tagebau bei gleichzeitigem Erhalt des Hambacher Forsts zu Ende zu führen.

#### **5.3.3.3.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Es wurden innerhalb von Ausstiegsszenario 1 die letztlich gewinnbaren Kohlenmengen in mehreren Schritten abgeschätzt. Die sich dann ergebende Laufzeit des Tagebaus ist variabel und hängt von verschiedenen Faktoren ab (s. unten). Es wird zwischen der Kohlen- und Abraumgewinnung unterschieden. Die Auswirkungen auf den Wasserhaushalt und/oder die Notwendigkeit von Stützungsmaßnahmen für den Hambacher Forst sind gesondert zu prüfen.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Kohlen und Abraumengen entspricht dem Referenzszenario.

#### **Kohlengewinnung**

Die bestehende Hambachböschung wird von derzeit 1:7 auf die Endböschung mit einer Generalneigung von 1:5 versteilt. Dies erfolgt durch ein „Zusammenschieben“ der zurzeit ca. 400 m breiten Sohlen auf eine bergbautechnisch sinnvolle Breite von ca. 100 Meter. Dadurch sind 178 Mio. t Kohlen gewinnbar.

---

<sup>261</sup> Aachener Zeitung (2016)



Abbildung 107: Hambachböschung 1:7, im Vordergrund das Tagebaufenster mit der offenliegenden Kohle (Stand 07.08.2019)<sup>262</sup>

Durch einen Abbau der zwei unteren Kohleböschungen mit einer Neigung von 1:3 könnten 187 Mio. t Kohlen gewonnen werden. Mit dem Lagerstättenmodell ergibt sich dabei eine Abraumförderung von 1,22 Mrd. m<sup>3</sup> seit dem 01.01.2016 bis zum Erreichen der geförderten Kohlenmenge von 187 Mio. t. Da bis zum 01.01.2019 bereits 645 Mio. m<sup>3</sup> Abraum gefördert wurden, werden im Tagebau Hambach noch 475 Mio. m<sup>3</sup> Abraum bis zum Ende der Kohlenproduktion von 187 Mio. t Kohlen gefördert werden.

Zusätzlich können die Abbausohlen noch in Richtung der Erweiterungsfläche eingedreht werden. Dadurch sind noch zusätzliche Kohlen in Höhe von ca. 13 Mio. t Kohlen zu gewinnen. Im Tagebau Hambach sind also in Summe noch maximal ca. 200 Mio. t Kohlen zu gewinnen (Stand 01.01.2019). Dies wurde nicht modelliert; die Kohlenmengen wurden abgeschätzt.

<sup>262</sup> Aufnahme: ahu GmbH



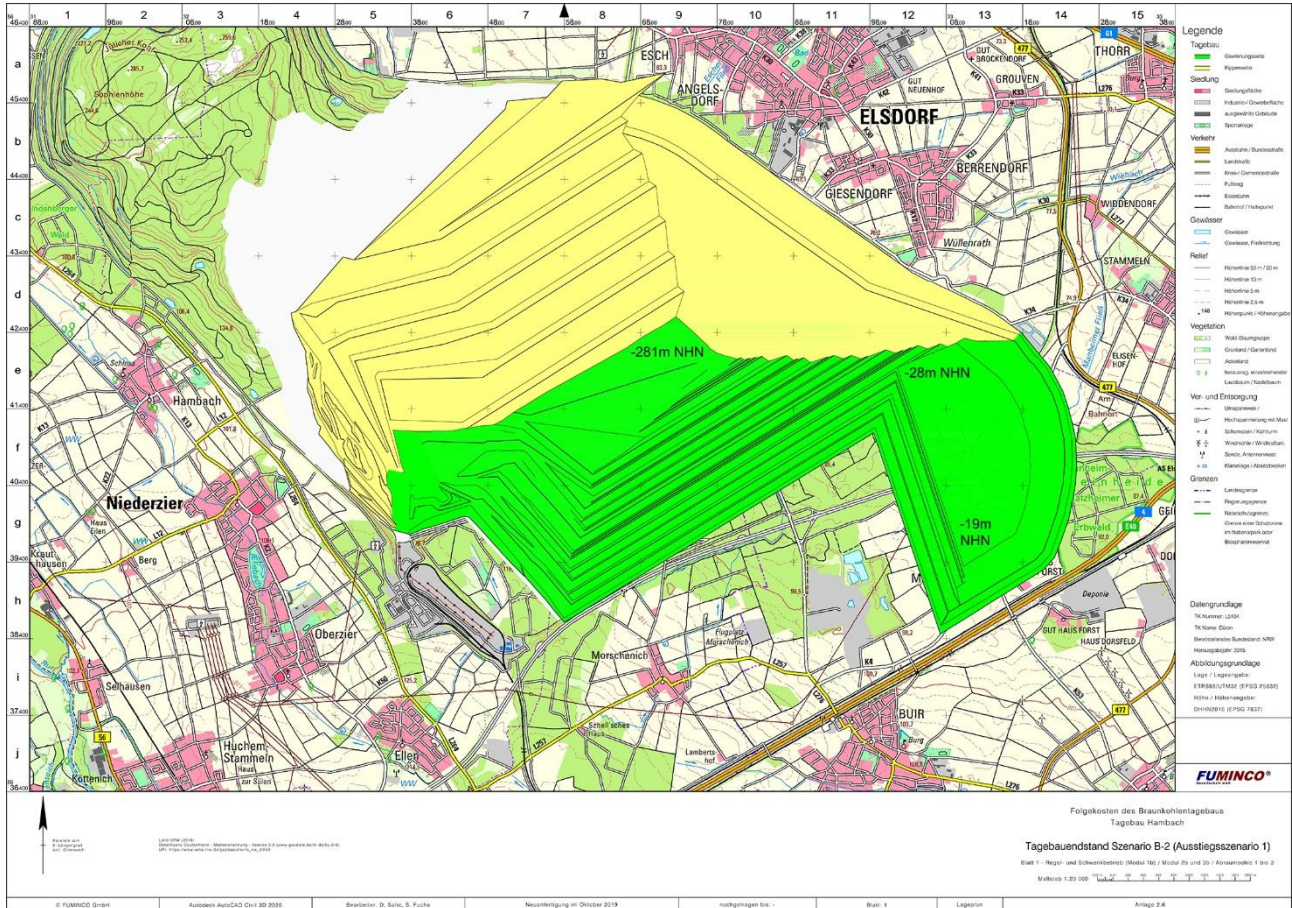


Abbildung 108: Tagebauendstand mit dem Elsdorfer Vorland (500 m Breite) und drei Sohlen im Erweiterungsbereich<sup>263</sup>

## Abraumgewinnung, -verbringung und Böschungsgestaltung

Alle derzeitigen Böschungssysteme müssen für die Endböschungen noch grundlegend umgebaut werden. Die Bezeichnungen der Böschungen sind Abbildung 76 zu entnehmen. Es wird im Folgenden für Abbauvariante mit 200 Mio. t beschrieben, was dies für die einzelnen Böschungen bedeutet. Grundlage ist das Lagerstättenmodell, das von Fuminco erstellt wurde.

Ausgehend vom Stand des digitalen Geländemodells vom 01.01.2016 und den Förderleistungen der Jahre 2016, 2017 und 2018 wurden die noch verfügbaren Abraum- und Kohlenvorräte auf den 01.01.2019 extrapoliert. Für den Abraum ergibt sich hieraus eine durchschnittliche Förderung von 215 Mio. m<sup>3</sup> jährlich; für die Kohlen eine durchschnittliche Förderung von 38,5 Mio. t jährlich.

## Innenkippe

Von den 475 Mio. m<sup>3</sup> Abraum, die bis zum Ende der Kohlenproduktion noch gefördert werden können, werden 236 Mio. m<sup>3</sup> auf der Innenkippe bzw. in der nordwestlichen Elsdorfböschung verkippt. Dies erfolgt in bisherigen Polderschüttung auf der Innenkippe mit einer Generalneigung von ca. 1:7. Der Fuß der Innenkippe verschiebt sich gegenüber dem Stand vom 01.01.2016 dadurch um ca. 500 Meter nach Südosten. Bei der in Abb. 108 dargestellten Planung bleibt die Innenkippe dann ab 2020 stehen.

<sup>263</sup> ahu/Fuminco





Abbildung 109: Innenkippe in Polderschüttung (Stand 7.8.2019)<sup>264</sup>

Die Absetzer drehen dann im Bereich der nordwestlichen Elsdorfböschung ein und schütten im laufenden Betrieb die ersten vier Absetzerscheiben am Nordwestende der Elsdorfböschung bzw. Nordostende der Innenkippe mit einem Volumen von 236 Mio. m<sup>3</sup>. Das nordöstliche Tagebaufenster wird dabei schon überkippt, das heißt, der Kohlebagger muss dann im Südwesten stehen. Mit den verbleibenden 288 Mio. m<sup>3</sup> wird ein Abraumdepot auf der Innenkippe angelegt.

---

<sup>264</sup> Aufnahme: ahu GmbH

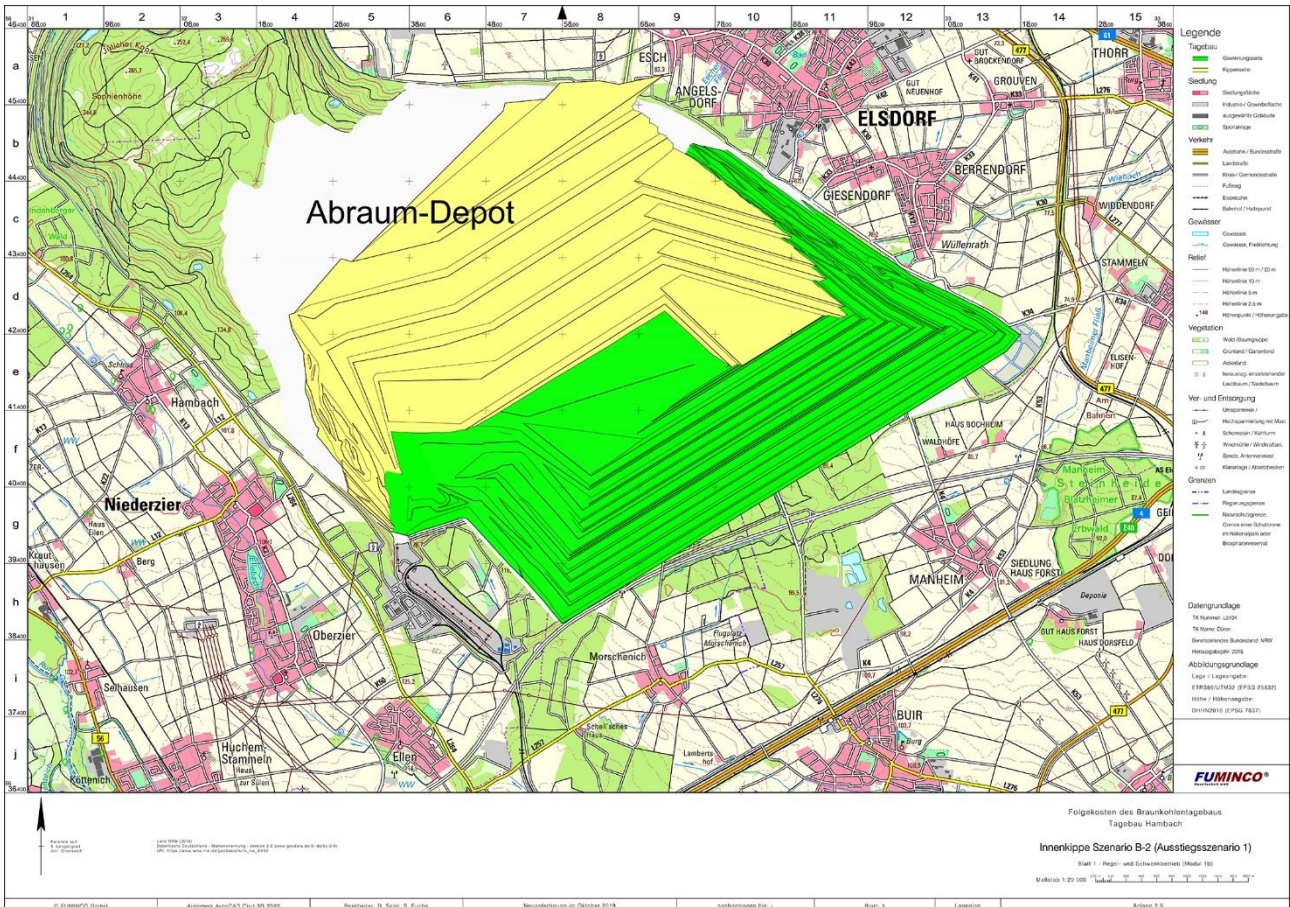


Abbildung 110: Eingedrehte Absetzer in der Innenkippe und Schüttung von vier Absetzerscheiben für die spätere Nordböschung bei Elsdorf im laufenden Betrieb und der Bereich des Depots auf der Innenkippe

## Nordböschung bei Elsdorf

Die Tagebauschale liegt vor Elsdorf bei max. -366 NHN, die Geländeoberkante bei Elsdorf bei ca. 90 m NHN; die maximale Tiefe des Tagebaus liegt danach hier bei ca. 465 m.

Die Nordböschung wird über zahlreiche Brunnen entwässert und so trocken und standsicher gehalten. Teilweise weist das gesümpfte Wasser eine hohe Belastung mit Eisen und Mangan aus, das über die Finkelbachleitung und die Wiebachleitung abgeleitet wird. Derzeit wird das Wasser (ca. 100 Mio. m<sup>3</sup> jährlich) über die Wasseraufbereitung der Kraftwerke gereinigt und in den Kraftwerken eingesetzt. Darüber hinaus kann das gehobene Wasser vor Einleitung in die Erft mit geringer belasteten Sumpfungswässern verschnitten werden. Allerdings liegen den Gutachtern hierüber keine Detailinformationen vor.

Bei einem langsamer voranschreitenden oder stehenden Tagebau kann es durch hydrochemische Prozesse zu einer weiteren Verschlechterung der gehobenen Wässer kommen. Falls es zu einem solchen langsameren Voranschreiten oder Stillstand in Hambach kommt und die Sumpfung noch über Jahrzehnte bis zur Fertigstellung der Rheinwasserüberleitung fortgesetzt werden muss, wären diese Risiken und daraus ggf. entstehende Mehrkosten genauer zu untersuchen.

Die Nordböschung bei Elsdorf würde noch ca. 600 m nach Südosten verlängert werden. Es ist bergbautechnisch und betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll, die bis dato in 1:3 erstellte Böschung direkt in 1:5 zu erstellen, weil das die noch gewinnbaren Kohlenmengen deutlich reduziert und eine geänderte Betriebsführung erfordert. Der Vorteil läge nur darin, dass dieser Abschnitt der Nordböschung bei Elsdorf (Elsdorfer Vorland) nicht wieder vorgeschüttet werden müsste.



Die derzeitige geschnittene, steile Gewinnungsböschung (1:3,87) ist zwar standfest für 10 bis 30 Jahre, sie ist aber nicht als dauerhafte Seeböschung genehmigungsfähig, sodass hier noch eine umfangreiche Vorschüttung auf 1:5 erfolgen muss.



Abbildung 111: Derzeitige Nordböschung bei Elsdorf (1:3,87), im Vordergrund die Innenkippe, im Hintergrund die Hambachböschung (Stand 07.08.2019)<sup>265</sup>

Zusätzlich soll gemäß dem dritten RBP noch ein 500 m breiter Abstandstreifen zum späteren Restsee entstehen („Elsdorfer Vorland“). Möglicherweise soll eine weitere Konkretisierung im vierten RBP erfolgen. Den Vorschlag der Gutachter für die Erstellung dieser Vorschüttung in einer Breite von ca. 500 m zeigt Abbildung 112. Das Volumen des Elsdorfer Vorlandes beträgt 693 Mio. m<sup>3</sup>. Davon können 288 Mio. m<sup>3</sup> aus dem Abraumdepot, das auf der Innenkippe angelegt wurde, kommen. Hiermit bleibt ein Fehlbedarf von 405 Mio. m<sup>3</sup>.

Zur Deckung des Fehlbedarfs an Abraum kann der Tagebau östlich des Hambacher Forst einschwenken (sog. Erweiterungsbereich, Abbildung 76). Rein rechnerisch wäre eine Abraumgewinnung für die Schüttung des Elsdorfer Vorlandes in zwei Sohlen gerade ausreichend. Allerdings wurden bei den Abschätzungen nicht die gewonnenen Abraumqualitäten berücksichtigt, sodass eine dritte Sohle erforderlich sein kann. Hierdurch könnten weitere 114 Mio. m<sup>3</sup> Abraum gewonnen werden. Die Böschungen werden direkt mit einer Generalneigung von 1:5 erstellt.

Sohlen	Abraum	Maximale Tiefe	Maximale Restseetiefe im Erweiterungsbereich
2 Sohlen	406 Mio. m <sup>3</sup>	10 m NHN	ca. 63 m
3 Sohlen	520 Mio. m <sup>3</sup>	- 28 m NHN	ca. 90 m

Tabelle 39: Hambach – 2 Sohlen vs. 3 Sohlen

<sup>265</sup> Aufnahme: ahu GmbH

## Überdeckung der Innenkippe

Die Innenkippe muss wahrscheinlich nach Beendigung der Polderschüttung in einer Mächtigkeit von 20 m mit standfestem Material überschüttet werden. Die genaue Regelung sollte im vierten RBP erfolgen. Das Volumen beträgt ca. 160 Mio. m<sup>3</sup>. Bei den oben beschriebenen Planungen stehen wahrscheinlich keine Abraummengen mehr zur erforderlichen finalen Überschüttung der Innenkippe zur Verfügung. Diese könnten nach derzeitigem Kenntnisstand wie folgt beschafft werden; eine Empfehlung für eine der beiden Optionen ist beim derzeitigen Kenntnisstand nicht möglich:

- Verringerung des Elsdorfer Vorlandes von 500 m auf 400 m: Einsparung 83 Mio. m<sup>3</sup> Abraum (Darstellung in Anlage 2)
- Dritte Sohle im Erweiterungsbereich: 114 Mio. m<sup>3</sup> zusätzlicher Abraum (s. oben)

Weiterhin ist in Hambach der Massenbedarf für die Restverfüllung des Tagebau Fortuna zu berücksichtigen. Es ist derzeit geplant, ab 2035 über neun Jahre bis 2044 ein Depot (35,6 Mio. m<sup>3</sup>)<sup>266</sup> zu bilden und damit ab 2045 den Tagebau Fortuna zu verfüllen.

Aufgrund der knappen Abraumverfügbarkeit in Hambach sollte geprüft werden, ob der Abraum für den Tagebau Fortuna nicht aus Garzweiler bereitgestellt werden kann.

Weiterhin werden dann 3 Mio. m<sup>3</sup> Löß für Rekultivierung in Hambach benötigt, wovon 2 Mio. m<sup>3</sup> Löß aus Garzweiler kommen sollen. Allerdings verringert sich die benötigte Lößmenge, falls der zu rekultivierende Bereich kleiner ausfällt. Falls der Tagebau in Garzweiler früher eingestellt wird, werden die mächtigen Lößvorkommen im Westen des Tagebaus Garzweiler nicht mehr abgebaut.

Darüber hinaus könnten auch – aus naturschutzfachlicher Sicht – wertvolle Flächen mit einer geringeren bzw. ohne Lößauflage angelegt werden (Magerstandorte).

## Abbauzeitraum

Bei der Planung des Abbaueitraumes sind nach aktuellem Kenntnisstand folgende Randbedingungen zu berücksichtigen:

- Veredlungskohlen: Es ist den Gutachtern nicht bekannt, ob und ggf. wie schnell und mit welchem Aufwand Ersatz für die Verwendung der Veredlungskohlen geschaffen werden kann.
- Tagebauplanung: Aufwand und bergtechnische Randbedingungen für das Versetzen von Großgeräten und Rücken von Bandanlagen.
- Nachlaufende Sumpfung: Das derzeit in der Nordböschung bei Elsdorf gehobene Wasser (ca. 100 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr, Finkelbachleitung) muss aufgrund der hohen Eisen und Mangangehalte aufbereitet werden. Bei einem langsamer voranschreitenden oder stehenden Tagebau und dem Wegfall bzw. der Reduzierung der Hebung geringer belasteter Wässer aus dem Bereich Hambacher Forst zu Mischung der Wässer kann es zu erhöhter Aufwendung bei der Aufbereitung dieser belasteten Wässer kommen.

## Bergbautechnische Bewertung

Auf Grundlage der digitalen Lagerstättenmodellierungen ist das Szenario bergtechnisch machbar. Allerdings haben die Modellierungen des Abraums ergeben, dass die verfügbaren Abraummengen gerade so ausreichen. Zudem war die Berücksichtigung der unterschiedlichen Qualitäten der Mischböden auf Basis der verfügbaren Daten nicht hinreichend möglich.

Außerdem gilt es jedoch zu beachten, dass den Gutachtern keine Unterlagen zur Gestaltung der Endböschungen (z. B. konkrete Schnitte, Ergebnisse von Laborversuchen, Berechnungen etc.) zur Verfügung standen. Deshalb wurde für die Endböschungen in Anlehnung an bestehende und veröffentlichte Planungen etwa für

---

<sup>266</sup> Tudeshki 2017, S. 94



den Tagebau Iden angenommen, dass diese mit einer Generalneigung von 1:5 ausgeführt werden, womit i. d. R. dauerhaft eine ausreichende Standsicherheit gewährleistet werden kann.

Weiterhin liegen möglicherweise für die Gestaltung der Nordböschung bei Elsdorf, die Anlage eines Depots auf der Innenkippe und die geänderte Form des Restsees noch keine oder nicht ausreichende bergrechtliche Genehmigungen vor.

### **5.3.3.3.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Die Lage des Restsees zeigt Abb 112. Das Volumen beträgt ca. 4,1 Mrd. m<sup>3</sup>, die maximale Tiefe im zentralen Tagebaubereich beträgt wie im Referenzszenario ca. 330 m. Im östlichen Erweiterungsbereich liegt die maximale Tiefe bei zwei Sohlen ca. 63 m (-2,2 m NHN) und bei drei Sohlen bei ca. 90 m (-31,8 m NHN). In Anlage 2 sind auch die Lage der Restseen bei einem schmaleren Elsdorfer Vorland dargestellt. Die Restseegröße und Volumina sind in Tabelle 40 dargestellt:

Szenario	Vorland [m]	Kohlemengen [Mio. t]	Restsee		
			Fläche [km <sup>2</sup> ]	Volumen [Mrd. m <sup>3</sup> ]*	Füllzeit [Jahre]**
3. RBP		499	36 – 40	5,3 – 5,8	20 – 22
Ausstieg 1	500	200	33,9	4,1	15
Ausstieg 1	400	200	34,4	4	15
Ausstieg 1	ohne	200	35,8	4,1	15

\* Berechnungen Fuminco

\*\* Annahme: Rheinwasserüberleitung 270 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr und dass der Abstrom in die entleerten Grundwasserleiter bei beiden Varianten konstant ist.

Tabelle 40: Veränderung des Restsees in den einzelnen Szenarien im Tagebau Hambach

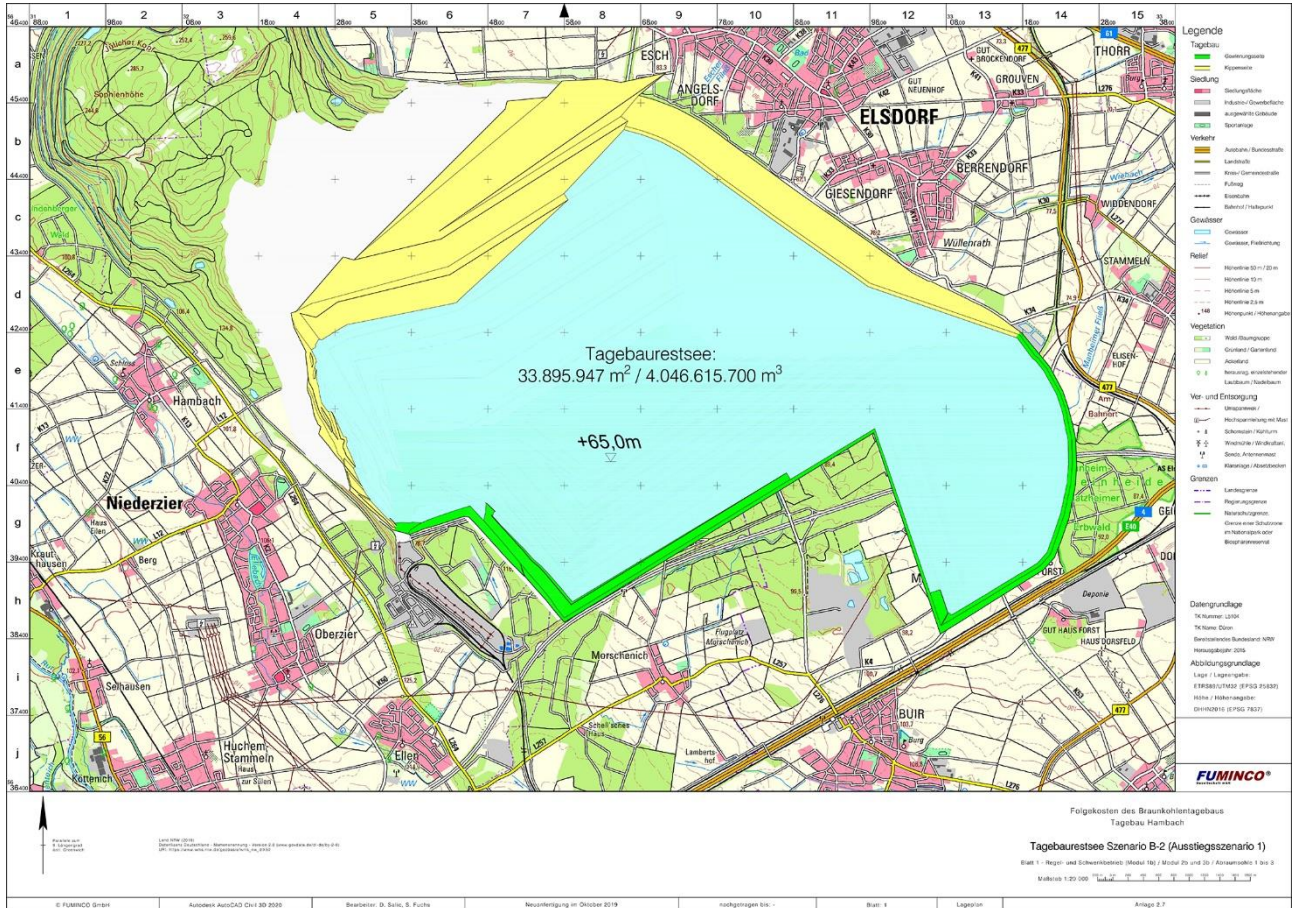


Abbildung 112: Lage des verkleinerten Restsees Hambach mit der Annahme des Erhalts des Hambacher Forsts und des Elsdorfer Vorlands mit einer Breite von ca. 500 m<sup>267</sup>

**Wasserwirtschaftliche Bewertung**

Die wasserwirtschaftliche Bewertung beurteilt die Nachhaltigkeit der Lösungen. Dies bedeutet, dass keine Ewigkeitslasten durch Versauerung der Restseen und der Grundwasserleiter erfolgen dürfen. Für den Tagebau Hambach bedeutet das Folgendes:

Die Lage des Restsees verschiebt sich – außerhalb des Erweiterungsbereiches – um ca. 2,7 km nach Nordwesten. Die ursprünglich geplante Tiefe von maximal 330 m bleibt ungefähr erhalten, allerdings ist die Tiefe in dem Erweiterungsbereich deutlich geringer. Das Volumen reduziert sich von 5,3 bis 5,8 Mrd. m<sup>3</sup> auf 4,01 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Fläche reduziert sich von 36 bis 40 km<sup>2</sup> auf 33,9 km<sup>2</sup>.<sup>268</sup>

Durch die zusätzliche Abgrabung östlich des Hambacher Forstes verliert der See auch seine ursprünglich geplante kompakte Form. Inwieweit dies eine qualitative Beeinträchtigung des Restsees darstellt, kann derzeit nicht bewertet werden.

Positiv zu bewerten ist jedoch, dass sich bei weniger verkipptem Abraum (ca. 5 km<sup>3</sup>) auch das Sulfatfreisetzungspotenzial in seiner gesamten Höhe verringert, d. h. die Auslaugung von Sulfat (und die ggf. erforderlichen Gegenmaßnahmen wie Abfangbrunnen) früher beendet sein wird.

Eine erste Einschätzung ergibt, dass die bisherigen Kernaussagen zur Beschaffenheit des Kippengrundwassers und der „vielfältigen Nutzbarkeit“ des Restsees weiterhin Bestand haben werden, weil sich zwar die

<sup>267</sup> ahu GmbH

<sup>268</sup> Kurzfassung 3. RBP, RWE

Frachten im Kippenwasseranstrom in gewissem Umfang ändern können, aber die Konzentrationen der Wasserinhaltsstoffe im Kippengrundwasser aufgrund der hydrochemischen Gesetzmäßigkeiten nahezu identisch sein werden.<sup>269</sup>

Eine quantitative Bewertung dieser vielen verschiedenen Faktoren (v. a. geänderte Restseegeometrie, geringere Tiefe) erfordert dennoch eine hydrogeochemisch-hydraulische Modellierung zur Neubewertung der Kippenwasserströmung und der späteren Restseequalität. Hierzu müssten die vorhandenen Modelle aktualisiert werden.

Der – noch nicht näher geplante – Ablauf des Restsees zur Erft kann wie ursprünglich vorgesehen errichtet werden. Zur Bereicherung des Naturhaushaltes wäre eine eingetiefte Lösung statt einer Verrohrung<sup>270</sup> wünschenswert, auch wenn dadurch der Flächengebrauch steigt.

Die Rheinwasserüberleitung sollte so schnell wie möglich gebaut werden, da bis zur Fertigstellung auch bei einem stehenden Tagebau zur Stabilisierung der Böschungen weiter gesümpft werden muss und sich dies erheblich auf die Mehrkosten auswirkt.

Eine Bewertung wie sich ein langsamer voranschreitender oder stehender Tagebau auf die Qualität des Sumpfungswassers (Finkelbachleitung) auswirkt, kann ohne Daten und weitere Informationen nicht durchgeführt werden.

#### **5.3.3.3.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Die noch verbliebenen Reste der Dörfer Manheim und Morschenich bleiben erhalten. Die Straßenabschnitte der L257 zwischen Manheim und Morschenich und die Kreisstraße K4 zwischen Manheim und der L276 bleiben erhalten. Die Reste des Hambacher Forstes bleiben erhalten.

Weiterhin positiv zu bewerten ist:

- Der Restsee und die Grundwasserleiter können früher genutzt werden.
- Der Eingriff in den Naturhaushalt ist durch den Verzicht auf die Abgrabung von 12,4 km<sup>2</sup> kleiner, da bei der Abgrabung und Verkippung die natürliche Schichtung in Grundwasserleiter und Grundwasser-Nichtleiter zerstört wird. Zudem ist das Potenzial der Sulfatfreisetzung (s. o.) deutlich kleiner.

#### **5.3.3.3.2.4 Ökonomische Auswirkungen**

Durch die großen Abbaumengen und die Fortsetzung der Wasserhaltung, die aufgrund des vorzeitigen Endes bewegt werden müssen, entstehen hohe zusätzliche Mehrkosten in Höhe von mindestens 1,549 Mrd. €. Die Abschätzungen der Mehrkosten sind in Tabelle 41 dargestellt. Die Kosten für die Abraumbewirtschaftung können aufgrund der Mengen aus der Tagebausimulation und der in RWTH (2017) und Tudeshki (2017) angegebenen Einheitskosten vergleichsweise genau abgeschätzt werden.

Da über die Wasserhaltung, die Notwendigkeit der Wasseraufbereitung und die entstehenden Kosten keinerlei Informationen vorliegen, kann dieser Posten nur sehr grob abgeschätzt werden. Weiterhin ist die Zeitdauer einer Fortsetzung der Tagebausümpfung, die für die Mehrkostenermittlung relevant ist, nur schwer abzuschätzen. Die Gutachter gehen davon aus, dass dies während der zusätzlichen Abraumbeschaffung in dem Erweiterungsbereich (406 bis 520 Mio. m<sup>3</sup> Abraum) für mindestens fünf Jahre erforderlich sein wird .

<sup>269</sup> Die Ausfällung von Gips (CaSO<sub>4</sub>) begrenzt die maximalen auftretenden Sulfat- und Calciumwerte. Durch die Kalkung wird der pH-Wert stabilisiert, wodurch auch die maximale Eisenkonzentration und die Mobilität der sonstigen Schwermetalle im Kippengrundwasser vorgegeben sind.

<sup>270</sup> Da das Gelände im Bereich des späteren Auslaufs ca. 30 m über der geplanten Seeoberfläche liegt, muss der Ablauf entweder verrohrt oder in einem tiefen Einschnitt verlaufen.



Eine weitere, kostenrelevante Verlängerung der Tagebausümpfung über die angenommenen fünf Jahre hinaus kann erforderlich sein, wenn die Rheinwasserüberleitung nicht bei Beendigung der zusätzlichen Abraumbeschaffung fertiggestellt ist. Dies wurde in der Abschätzung der Mehrkosten bislang nicht berücksichtigt.

Da die Umgestaltung der Böschungen im Wesentlichen erst nach Beendigung des Tagebaus erfolgen kann und ca. zehn Jahre in Anspruch nimmt, wird weiterhin von einer Laufzeit bis ca. 2040 ausgegangen, sodass – im Gegensatz zu Garzweiler – kaum verminderte Investitionskosten aufgrund einer kürzeren Laufzeit anfallen.

Leistung	Massen	Einheitskosten	Gesamtkosten [Mio. €]
Anlage eines Abraumdepots im Tagebau (Zwischenlagerung des Abraums)	288 Mio. m <sup>3</sup>	1,44 €/m <sup>3</sup> Tudeshki (2017, S. 96)	415
Wiederaufnahme des Abraumdepots im Tagebau	288 Mio. m <sup>3</sup>	0,63 €/m <sup>3</sup> Tudeshki (2017, S. 97)	181
Zusätzliche Abraumbeschaffung östlich des Hambacher Forst in 2 bzw. 3 Sohlen	406 Mio. m <sup>3</sup> mit 2 Sohlen; 520 Mio. m <sup>3</sup> bei 3 Sohlen	0,93 €/m <sup>3</sup> Tudeshki (2017, S. 103)	378 (2 Sohlen) 484 (3 Sohlen)
Umsetzen von Großgeräten und Bandanlagen zur Anlage und Wiederaufnahme des Depots und zur zusätzlichen Abraumbeschaffung		Abschätzung Gutachter	25
Fortsetzung der Tagebausümpfung und ggf. Aufbereitung der Wässer aus der Nordböschung bei Elsdorf (Finkelbachleitung) nach Wegfall der Aufbereitung der Kraftwerkswässer incl. Erfrückbau	ca. 100 Mio. m <sup>3</sup> /Jahr über 5* Jahre	Abschätzung Gutachter: 0,5 €/m <sup>3</sup>	250
Fortsetzung der Tagebausümpfung (Wiebachleitung) incl. Erfrückbau	ca. 200 Mio. m <sup>3</sup> /Jahr über 5* Jahre	Abschätzung Gutachter: 0,3 €/m <sup>3</sup>	300
<b>Summe</b>			<b>1.549 bis 1.655</b>

\* Es wird zunächst von einer Fortsetzung der Tagebausümpfung während der zusätzlichen Abraumbeschaffung über 5 Jahre ausgegangen. Gegebenenfalls kann diese aber auch noch länger als 5 Jahre erforderlich sein, wenn die Rheinwasserüberleitung nicht rechtzeitig betriebsbereit ist.

Tabelle 41: Mehrkosten in Ausstiegsszenario 1 im Tagebau Hambach

### 5.3.3.3.3 Inden

#### 5.3.3.3.3.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Bei einer Kohlenmenge von 85 Mio. t reichen die geförderten Abraummenen nicht aus, um genehmigungsfähige Böschungssysteme zu erstellen. Um die notwendigen fehlenden Abraummenen zu beschaffen und die genehmigte Restseegeometrie sowie die geplanten Folgenutzungen zu realisieren, ist jedoch wahrscheinlich eine Abraumförderung ohne Kohlenförderung möglich (wie im Erweiterungsbereich bei Hambach). Eine sehr grobe Abschätzung ergibt ein Abraumvolumen von ca. 200 Mio. m<sup>3</sup>.

#### 5.3.3.3.3.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen

Der genehmigte Restsee kann in Ausstiegsszenario 1 nicht erstellt werden. Bei einer Abgrabung nur zur Abraumbeschaffung ist zu prüfen, ob der Restsee direkt „auf der Kohle“ erstellt werden kann oder ob hier eine Abstandsschicht eingehalten werden muss: dies würde jedoch wiederum zu einem verkleinerten Restseevolumen (oder einer größeren Restseeausdehnung) führen.

#### 5.3.3.3.3.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur

Die geplanten ökologischen Verbesserungen durch die Neugestaltung des Südufers (Integration des Lucherberger Sees) können nicht umgesetzt werden. Die bereits sehr weit fortgeschrittenen Planungen des Restsees mit seinen multifunktionalen Nutzungen können nicht umgesetzt werden.

#### **5.3.3.3.4 Ökonomische Auswirkungen**

Bezüglich der Abschätzung ökonomischer Auswirkungen stellt der Tagebau Inden eine Besonderheit dar.

In den Ausstiegsszenarien (in beiden identisch) beträgt die Kohlenabbaumenge mit 85 Mio. t etwas weniger als die Hälfte des Referenzszenarios. Zugleich ist die Planung des Restsees mit seiner multifunktionalen Nutzung sehr weit fortgeschritten. In den Überlegungen der Restseegestaltung bei einem Ausstieg gemäß Szenario A1 oder A2 ist zu beachten, dass die Anlegung des Restsees einerseits politisch getrieben war, zum anderen bei RWE auch zu Kosteneinsparungen führt, weil die Errichtung einer Bandanlage zur Verfüllung des Restlochs Inden durch Mengen aus Hambach nicht erforderlich ist: Über die bergbaulichen Fragestellungen hinaus sind aufgrund der fortgeschrittenen Planung die Interessen der Stakeholder von besonders hoher Bedeutung, also insbesondere die Frage nach der multifunktionalen Nutzung des Restsees. Eine geänderte Restseeplanung würde einen neu zu erzielenden Kompromiss zwischen diesen Stakeholderinteressen und den Kosten anstreben. Eine Detailplanung, die dies angemessen berücksichtigt, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens und zudem ohne Detaildaten der bergbaubetriebenden Unternehmen und Kenntnis weiterer Randbedingungen nicht möglich.

Als Abschätzung kann folgendes gelten:

Einerseits ist vorstellbar, dass der Restsee in etwa in der ursprünglich geplanten Form, aber mit geringerer Tiefe erfolgt. In diesem Falle gehen die Gutachter davon aus, dass sich Mehrkosten für die Umplanung und ersparte Aufwendungen in etwa ausgleichen.

Eine obere Abschätzung führt zu der Überlegung, in Inden eine reine Abraumförderung (wie in Hambach) durchzuführen, um Abraum zu beschaffen. Eine erste grobe Kostenschätzung – nur für die Abraumbeschaffung – beläuft sich für Inden auf etwa 330 Mio. €. Hierbei wurde wie folgt vorgegangen: Bei einem Kohle-Abraumverhältnis von 1:3,1 würden bei einer um 108,6 Mio. t verringerten Kohlenförderung (85 Mio. t statt 193,6 Mio. t) auch 337 Mio. m<sup>3</sup> Abraum weniger gefördert werden. Um die Restseegeometrie – vor allem in der Lage – annähernd vergleichbar herzustellen, müsste diese Abraummenge trotzdem gefördert werden. Die spezifischen Kosten für die Aufnahme und den Wiedereinbau von 1 m<sup>3</sup> Abraum im Regelbetrieb (ohne Anlage von Depots) betragen in Inden 0,86 €/m<sup>3</sup> (Tudeshki 2017). Dadurch würden Kosten in Höhe von 337 Mio. t x 0,86 € = 330 Mio. € entstehen. Bei der Abschätzung wurden der aktuelle Abbaustand und die noch abzubauenen Kohlen- bzw. Abraummengen nicht berücksichtigt. Da die Kohlen im Boden verbleiben, würde der See auch ca. um 40 bis 45 m flacher werden (Mächtigkeit der Kohlenflöze). Eine genaue Bilanzierung der Abraummengen (und darauf basierend die Abschätzung der Mehrkosten) und die Ausgestaltung des Restsees erfordern genauere Betreiberdaten und die Aufstellung eines digitalen Lagerstättenmodells. Ein rein kostenoptimaler Abschluss der Kohlenförderung, der auf die bisherige Planung des Restsees keinerlei Rücksicht nimmt, könnte diese Folgekosten allerdings ganz oder teilweise vermeiden. Dies führt zu einer theoretischen Folgekostenspanne von 0 bis etwa 330 Mio. €.

Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich einzuhaltender Zusagen betreffend der Restseegestaltung, der fehlenden Unternehmensdaten und der daraus folgenden, großen Spanne möglicher Folgekosten wurde im Weiteren davon abgesehen, die Kostenposition Inden in gleicher Weise in den Tabellen mitzuführen wie die anderen Rheinischen Tagebaue. Eine abschließende Beurteilung, ob und ggf. in welcher Höhe für Inden tatsächlich ausstiegsbedingte Tagebaufolgekosten anzusetzen sind, ist den Gutachtern aufgrund der verfügbaren Datenbasis derzeit nicht möglich.

#### **5.3.4 Zusammenfassung der Kernaussagen zu Szenario A1**

Ausstiegsszenario A1 setzt die Empfehlungen der Kommission kraftwerksseitig konsequent um. Dies führt zu einer in Summe deutlich geringeren Kohleverstromung als im Referenzszenario. Fast 700 Mio. t Kohlen werden gegenüber der Referenz nicht gefördert und verstromt. Dieser Ausstieg führt zu Änderungen, von denen die drei deutschen Braunkohlenreviere in sehr unterschiedlichem Maße betroffen sind. Während in Mitteldeutschland die Folgen mit ca. 60 Mio. t Minderförderung eher gering sind, werden in der Lausitz ca. 170 Mio. t weniger Kohlen gefördert. Dies fokussiert sich auf den Tagebau Reichwalde.

Die größeren Änderungen finden im Rheinischen Revier statt, in welchem fast 470 Mio. t weniger gefördert werden. Dies macht insbesondere in den Tagebauen Garzweiler und Hambach eine Umplanung notwendig. Diese wurde vorliegend so ausgestaltet, dass die Fördermengen in Hambach auf max. 200 Mio t begrenzt werden, damit gemäß der Empfehlung der KWSB der Hambacher Forst erhalten bleiben kann. Zugleich sinken durch den Ausstieg die Fördermengen in Garzweiler dennoch ab. Ein Erhalt aller Dörfer ist damit möglich. Ähnlich wie im Referenzfall verblieb als offener Punkt, wie die Autobahn A61n wiederhergestellt werden kann, ob die jetzige Übergangslösung Grundlage für eine Dauerlösung sein oder bei geänderten Kriterien eine angepasste Verkehrsführung erreicht werden kann.

Beim Tagebau Hambach ergeben sich in diesem Ausstiegskosten in Höhe von 1.549 bis 1.655 Mio. Euro und damit die bei weitem größte Abweichung aller betrachteter Tagebaue in diesem Gutachten

Für den Tagebau Inden bedeutet das Ausstiegsszenario A1, dass

- Die benötigten Abraummengen zur Gestaltung der genehmigungsfähigen Böschungssysteme fehlen und
- Die geplante multifunktionelle Restseenutzung, die schon sehr weit fortgeschritten ist, so nicht realisiert werden kann.

Je nach Planungsvariante fallen in Inden Kosten von 0 – etwa 330 Mio. € an (s. im Detail . Kap. 5.3.3.3.4).

## 5.4 Ausstiegsszenario 2

Wie in Kapitel 5.3 beschrieben, geht Ausstiegsszenario 2 einen Schritt weiter als A1: Ausgehend von der Reihenfolge von A1 wird hier versucht, eine tagebauseitige Optimierung vorzunehmen, wobei es ausdrücklich zulässig und erlaubt ist, von der altersbedingten Stilllegungsreihenfolge von A1 abzuweichen. Da – wie ausgeführt – die Tagebaue innerhalb eines Revieres oft miteinander verbunden sind, der Abtausch auf dieser Ebene also schon in A1 Raum gegriffen hat, geht die Optimierung eher in den Abtausch zwischen Revieren. Um die Günstigkeit oder Vorzugswürdigkeit einer solchen, angepassten Stilllegungsreihenfolge zu beurteilen, muss allerdings wiederum die Bewertungskette vom Kraftwerk über die Kohlenmengen zu den Tagebauen und den resultierenden Folgekosten durchlaufen werden. Es ist also nicht von vornherein ersichtlich, ob ein Abtausch tatsächlich zu geringeren Folgekosten führen wird. Die Ermittlung dieser Beurteilung ist ein aufwändiges Prozedere, die Festlegung des Abtausches mithin dem Prinzip von Versuch und Irrtum folgend. Die Gutachter versuchten also in Ausstiegsszenario 2, durch eine bevorzugte Berücksichtigung der Tagebauseite, die Kosten zu mindern. Hierzu wurden die Tagebaue daraufhin betrachtet, ob ungünstige Restkonstellationen erkennbar waren. Ein Abtausch von Mengen zwischen den Revieren und damit zwingend einhergehend eine andere Nutzungsdauer der Kraftwerke könnte zu kostensparenden Endkonstellationen beitragen.

Eine essenzielle Nebenbedingung ist dabei, dass die sich ergebenden Abschaltzeiten der Kraftwerke die Vorgaben der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung einhalten. In Kapitel 6 werden die Folgekosten dieser Stilllegungsreihenfolge ermittelt und mit den sich ergebenden Kosten aus dem Referenzszenario und Ausstiegsszenario 1 verglichen.

Im Folgenden werden zunächst die Parametrierung von Ausstiegsszenario 2 und anschließend seine Auswirkungen auf die Tagebaue beschrieben. Abschließend fasst Abschnitt 5.4.3 die Erkenntnisse aus Ausstiegsszenario 2 zusammen.

### 5.4.1 Beschreibung des Szenarios

Die aufwändig ermittelten Handlungsoptionen innerhalb der Tagebaue wurden in den vorhergehenden Kapiteln detailliert beschrieben. In Ausstiegsszenario 2 (A2, „Tagebaue“) wird nun A1 als Basis herangezogen und versucht, auf Basis dieser Erkenntnisse günstigere Ansätze zur Vermeidung von Kosten in den Tagebauen zu wählen. A2 stellt also eine tagebauseitige Nachoptimierung des A1 dar.



Wie dargestellt, wurde allerdings bereits in A1 eine sachgerechte Fahrweise verbundener Tagebaue angestrebt. Außerdem führte die geringere Gesamtfördermenge mancherorts bereits zu günstigen Bedingungen.

Zudem muss darauf hingewiesen werden, dass auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen nur ein begrenzter Detaillierungsgrad erreicht werden kann. Infolgedessen kann keine Tagebau-Detailplanung erfolgen. Im vorliegenden Ausstiegsszenario 2 wurde gleichwohl angestrebt, auf Basis öffentlich verfügbarer Daten eine möglichst realitätsgetreue Modellierung zu erstellen. Die resultierenden Ergebnisse halten die Gutachter für grundsätzlich plausibel, und können als Anhaltswerte für grundsätzliche Entscheidungen dienen. Wenn im Einzelfall abweichende Auffassungen artikuliert werden, sollten diese auf Basis konkreter Unternehmensdaten bewertet werden (die den Gutachtern im Rahmen der bisherigen Analysen nicht vorlagen).

Konkret führt dies dazu, dass z. B. Sprünge in den jährlichen Fördermengen eines Tagebaus auftreten können, die ggf. nur durch Umsetzung von Großgeräten abzubilden wären oder das möglicherweise vorhandene Mindestmengen der Förderung unterschritten werden. Auch die notwendige Bewegung von Abraum lässt sich im Rahmen dieser Untersuchung nur begrenzt einschätzen. Dies zu überprüfen, zu plausibilisieren und weiter zu detaillieren bleibt als ein weiterer Planungsschritt auf Basis von Unternehmensdaten bisher offen.

In A1 wurden folgende Punkte als potenziell ungünstig erkannt:

- Die unvollständige Auskohlung von Tagebau Profen (Restmenge 15 Mio. t)
- Die unvollständige Auskohlung von Tagebau Schleenhain (Restmenge 51 Mio. t)

Diese verbleibenden Restmengen in den Tagebauen könnten, so die Vermutung bei der Erstellung des Szenarios, ohne erhebliche Steigerung der Folgekosten ebenfalls gehoben werden. Dazu müsste die Förderung in den betroffenen Tagebauen erhöht und die Laufzeiten der verbundenen Kraftwerke verlängert werden. Im Gegenzug bedarf es dann allerdings – um den Vorgaben der Kommission Genüge zu tun – einer Verringerung in einem anderen Revier. Hierfür kommt das Rheinsche Revier schon durch seine Größe in Betracht.

Diese Restmengen wurden durch also eine Verlagerung der Fördermengen aus dem Rheinischen Revier ins Mitteldeutsche Revier abgemildert. Um den korrespondierenden Bedarf darzustellen wurde – abweichend von der Kraftwerks-Stilllegungsreihenfolge von A1 – die Laufzeit der Kraftwerksblöcke Schkopau A und B und Lippendorf R und S verlängert. Im Gegenzug wurden die Laufzeiten Niederaußem K, Neurath F und G verkürzt. Die Gutachter weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass Veränderungen der Verstromungsmargen durch diese veränderten Mengengerüste hinsichtlich der etwaigen Kompensation nicht Gegenstand dieses Gutachtens sind (der Fokus des Gutachtens liegt auf den Kostenveränderungen auf der Tagebauseite).

In Abbildung 113 wird der Verlauf der installierten Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke für Ausstiegsszenario A2 dargestellt:

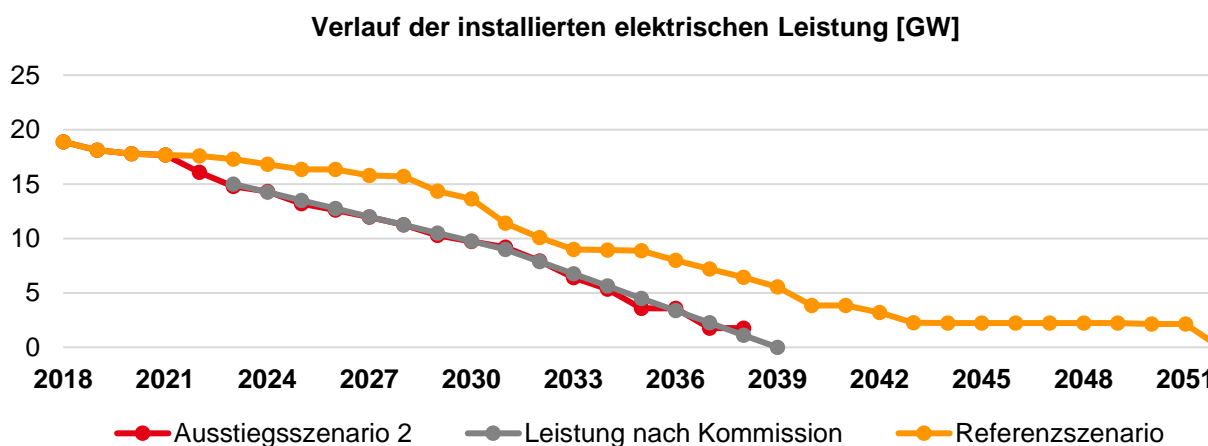


Abbildung 113: Installierte Kraftwerksleistung in Ausstiegsszenario A2

Erkennbar ist, dass die Schwankungen der tatsächlich installierten Leistung um den linearen Ausstiegspfad teilweise leicht zugenommen haben. Nach Ansicht der Gutachter wird die Vorgabe der Kommission eines möglichst stetigen Verlaufes aber dennoch erfüllt.

Bezüglich der Tagebaue ergibt sich eine verschobene Auskohlung gegenüber A1:

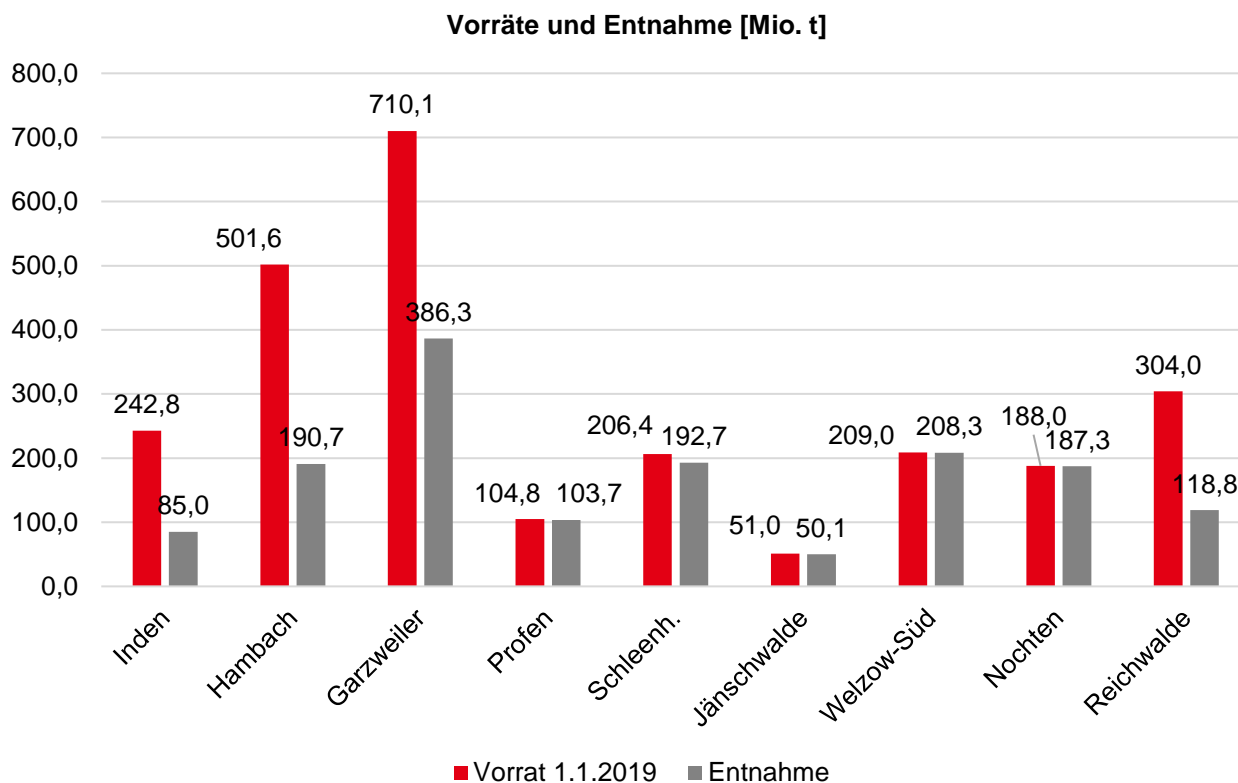


Abbildung 114: Vorräte und Entnahmen in Ausstiegsszenario 2

Der beschriebene Abtausch zeigt sich in Profen und Schleenhain durch eine höhere sowie in Garzweiler durch eine geringere Entnahme als in A1. Die Mengendifferenzen sind aufgrund der unterschiedlichen Heizwerte nicht identisch.

## 5.4.2 Auswirkungen auf die Tagebaue

Aus den für Ausstiegsszenario 2 ermittelten Bedarfsverläufen können die Auswirkungen auf die einzelnen Tagebaue hergeleitet werden. Ausgangspunkt sind die hergeleiteten Vorräte zum 01.01.2019. Die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen der in Ausstiegsszenario 2 angelegten Kohlenentnahme auf die einzelnen Tagebaue werden im Folgenden detailliert beschrieben.

### 5.4.2.1 Lausitzer Revier

In Ausstiegsszenario 2 ergeben sich keine nennenswerten Änderungen bei der Auskohlung der Tagebaue Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde. Die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen, ökologischen und ökonomischen Folgen sind somit mit denen in Ausstiegsszenario 1 identisch.

Das Referenzszenario unterstellt aus den bereits in Kapitel 4.2 dargelegten Gründen eine vollständige Auskohlung des Tagebaus Jänschwalde. Außerdem ist im Referenzszenario keine Inanspruchnahme des Teilfeldes Mühlrose im Tagebau Nochten vorgesehen. Aus diesen Gründen wurde in Ausstiegsszenario 1 unterstellt,

dass die Tagebaue Jänschwalde, Welzow-Süd TA I und Nochten AG 1 komplett ausgekohlt werden. Die resultierende Reduzierung der Kohleförderung im Revier entfällt auf den Tagebau Reichwalde, der die zur Verstromung problematischste Kohlequalität führt und in der Vergangenheit bereits schon einmal gestundet war.

Sollte es dennoch zu einer Entscheidung für eine vorzeitige Beendigung des Tagebaus Jänschwalde im jetzigen Zustand kommen, würden im Revier rund 50 Mio. t an Kohle aus anderen Tagebauen ersetzt werden müssen. Das könnte im Rahmen der hier unterstellten Szenarien nur durch Kohle aus dem Tagebau Reichwalde erfolgen. Dieser würde aber im Vergleich zu Ausstiegsszenario 1 (185,4 Mio. t nicht abgebauter Kohlenvorrat) dennoch nicht komplett ausgekohlt werden. Der in diesem Fall nicht abgebaute Kohlenvorrat von rund 135 Mio. t würde zu höheren Folgekosten sowohl im Vergleich zu Ausstiegsszenario 1 als auch zum Referenzszenario führen. Zu diesen höheren Folgekosten kämen noch erhöhte Kosten für eine vorzeitige Beendigung des Tagebaus Jänschwalde, wie bereits in Kapitel 4.2 dargelegt. Da in diesem Fall keine Kostenoptimierung für das Revier absehbar ist, wurde diese Variante nicht detaillierter betrachtet.

Weitere zusätzliche Kohlenvorräte könnten prinzipiell auch aus dem Teilfeld Mühlrose des Tagebaus Nochten und/oder aus AG 2 des Tagebaus Welzow-Süd gewonnen werden. Ein Abbau des Teilfeldes Mühlrose ist aber in den hier unterstellten Szenarien nicht vorgesehen. Das gilt auch für AG 2 in Welzow-Süd, für das nach dem neuen Revierkonzept eine prinzipielle Entscheidung der LEAG zur Inanspruchnahme noch aussteht. Sollte die LEAG an der Auskohlung eines der beiden Kohlefelder oder auch beider Kohlefelder festhalten, ist aus Sicht der Gutachter eine noch frühere Schließung bzw. noch geringere Auskohlung des Tagebaus Reichwalde im Vergleich zu Ausstiegsszenario 1 wahrscheinlich. Da diese Entwicklungen nicht Bestandteil des Referenzszenarios sind, erübrigt sich jedoch eine entsprechende Betrachtung im Rahmen eines tagebauoptimierten Ausstiegsszenarios 2. Aus diesen Gründen wird auf die Tagebaue im Lausitzer Revier nicht gesondert eingegangen.

### 5.4.2.2 Mitteldeutsches Revier

Ausstiegsszenario 2 führt für die Mitteldeutschen Tagebaue zu einer Annäherung an das Referenzszenario – sowohl mit Blick auf die Endstände der Tagebaue wie auch auf den Zeitpunkt des Auslaufens. Die Differenz der Ausnutzung des Lagerstättenvorrates in Profen von 1 Mio. t (rechnerisch werden in A2 103,7 Mio. t des Vorrats von 104,8 Mio. t abgebaut) liegt im Bereich der sich aus der Modellrechnung und möglichen Abweichung zwischen ermittelten und tatsächlichem Vorrat ergebenden Toleranzgrenzen. Gegenüber dem Referenzszenario beläuft sich die Minderauskohlung auf nur 0,7 Mio. t. In Schleenhain weist das Szenario eine Minderauskohlung gegenüber dem Referenzszenario von ca. 10,1 Mio. t aus. 14 Mio. t Kohlen würden im Tagebau verbleiben. Die damit verbundenen Änderungen im Wiedernutzbarmachungskonzept können als gering eingeschätzt werden. Sie betreffen vor allem den nördlichen Teil des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck. Insgesamt liegt die Verringerung bezogen auf den Lagerstätteninhalt in der Größenordnung, die laut Braunkohlenplan durch die Ortschaft Obertitz blockiert ist. Eine Inanspruchnahme der Ortslage Obertitz kann damit ausgeschlossen werden.

Im Tagebau Profen entstehen keine über die geplanten Wiedernutzbarmachungskosten hinausgehenden Aufwendungen. Eine Verringerung der Auskohlungsmengen und eine damit verbundene geringere Abraumbewegung hätten allerdings proportional zur Reduzierung der im laufenden Betrieb bewegten Abraummenge wachsende Wiedernutzbarmachungskosten zur Folge.

Im Tagebau Vereinigtes Schleenhain ist trotz der Verminderung der Auskohlung um ca. 14 Mio. t keine negative Änderung der Wiedernutzbarmachungskosten zu erwarten. Die Effekte aus einer nicht vollständigen Ausschöpfung der Vorräte dürften für die Profilierung eines dauerhaft standsicheren Endböschungssystems eher von Vorteil sein. Da eine weitestgehende Auskohlung gesichert ist, dürfte die um ein Jahr frühere Stilllegung bei der Umsetzung des Szenarios nicht hinderlich sein. Wird dem Unternehmen gestattet, den nördlichen Teil 2 des Vorbehaltsgebietes Pödelwitz zu nutzen, ergibt sich die Chance, bei einer von den gegenwärtigen Überlegungen zum Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung abweichenden Auslaufkurve flexibel zu reagieren, ohne den mit diesem Szenario verbundenen Verzicht auf das Vorbehaltsgebiet Obertitz und dessen Kohlenvorrat angreifen zu müssen. Um den Tagebaubetrieb wirtschaftlich zu gestalten, ist die Ausschöpfung der Vorräte im Abbaufeld Groitzscher Dreieck mit 45 bis 50 Mio. t zu sichern. Eine darunter liegende Menge kann

durch die dann zu ändernde Entwicklung der Verkippung im Abbaufeld Peres zu erheblichen Auswirkungen führen. Insbesondere dann, wenn die Entscheidung für die Nutzung des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck gefallen ist.

	Braunkohlevorrat (TEP, BKP)	Referenzszenario	Szenario A1	Szenario A2
Genutzte Vorratsmengen [Mio. t]				
Profen	104,8	104,4	89,4	103,7
Vereinigtes Schlehain	206,4	202,8	155,5	192,7
Gesamt	311,2	307,2	244,9	296,4
Änderung der Wiedernutzbarmachungskosten [Mio. €]				
Profen		-	+ 120,5	-
Vereinigtes Schlehain		-	- 8,9	-
Gesamt			+ 111,6	
Jahr der Betriebseinstellung				
Profen	2034	2035	2031	2034
Vereinigtes Schlehain	2041	2039	2035	2038

Tabelle 42: Vergleich der sich aus den Szenarien ergebenden Auswirkungen für die Tagebaue im Mitteldeutschen Revier

#### 5.4.2.2.1 Profen

Die große Übereinstimmung von Ausstiegsszenario 2 mit dem Referenzszenario, sowohl in den jährlichen Fördermengen, der Ausschöpfung des Kohlevorrates des Tagebaus als auch im Zeitpunkt der Einstellung des aktiven Tagebaubetriebs, führt im Ergebnis dazu, dass bei Umsetzung dieses Szenarios keine Kosten entstehen, die über denen des aktuellen Wiedernutzbarmachungskonzeptes liegen.

##### 5.4.2.2.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Die für das Referenzszenario ermittelte Kohlenmenge, die aus dem Tagebau Profen noch für die Verbraucher bereitgestellt werden muss, unterscheidet sich nur marginal von der im Teilgebietsentwicklungsplan Tagebau Profen beschriebenen Planung zur Auskohlung. Die Differenz von 1,0 Mio. t liegt in einem Bereich, der durch Abweichungen der Erkundungsdaten und Abbauverluste beschrieben werden kann und entspricht ca. 20 % einer durchschnittlichen Jahresförderung in den letzten Jahren des Bestehens des Tagebaus.

Aus der geringen Differenz kann abgeleitet werden, dass keine von der ursprünglichen Planung abweichenden Auswirkungen auftreten werden. In die technologische Planung zur Abraumbewegung, Kohlegewinnung und der Entwicklung der Kippen wird nicht eingegriffen. Auch der zeitliche Rahmen der Kohlenförderung ändert sich nicht.

##### 5.4.2.2.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen

Das sich aus dem Braunkohlenplan und der Vorsorgevereinbarung ableitende und unter 4.3.1.4 beschriebene Entwässerungs- und Flutungskonzept ändert sich für das Referenzszenario nicht.

##### 5.4.2.2.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur

Die sich im Referenzszenario nahezu planmäßige Entwicklung, analog der im TEP und BKP beschriebenen, führt dazu, dass keine von der Ursprungsplanung abweichenden Auswirkungen auf Umwelt und Infrastruktur eintreten.



### 5.4.2.2.1.4 Ökonomische Auswirkungen

Da keine Abweichungen in den Mengengerüsten von Unternehmensplanung bzw. Braunkohlenplan und Referenzszenario vorhanden sind, gibt es auch keine ökonomischen Differenzen, sowohl wertmäßig als auch in der zeitlichen Inanspruchnahme.

### 5.4.2.2.2 Schleenhain

Ausstiegsszenario 2 weist für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain im Vergleich zum Referenzszenario eine um ca. 10 Mio. t verminderte Nutzung der Braunkohlevorräte des Tagebaus aus. Dabei ist das Vorbehaltsgebiet Pödelwitz bereits ausgeklammert. Bei einer frühzeitigen Entscheidung zu diesem Szenario kann auch die Entwicklung der Infrastruktur des Tagebaus weiter optimiert werden. Beispielsweise kann eine komplette Verlegung der Tagesanlagen, bei dauerhaftem Verzicht auf die darunter befindlichen Braunkohlevorräte, vermieden werden. Die Einrichtung eines Stützpunktes für die Belegschaft bei Beginn der bergmännischen Tätigkeiten im Abbaufeld Groitzscher Dreieck im Bereich des Bandkorridors ist hier ausreichend – auch wenn die Nutzung der Vorräte eine denkbare Variante der Abbauentwicklung des Tagebaus ist (Tabelle 43, Variante 9). Mit den Varianten 6, 8, 6a, 8a und 10a stehen ausreichend Möglichkeiten für die Bereitstellung der im Szenario ermittelten Kohlenmengen für das Kraftwerk Lippendorf zur Verfügung.

Variante		Schleenhain	Peres	Pödelwitz			Groitzscher Dreieck		Vorrat zum 1.1.2019
				Tagesanlagen	Nordfeld	Ortschaft	Ohne Obertitz	Obertitz	
		[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]	
1	Braunkohlenplan mit Vorbehaltsgebieten	30	108	5	10	10	53	15	231
2	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		53	15	221
3	Ohne Vorbehaltsgebiet Obertitz	30	108	5	10	10	53		216
4	Rahmenbetriebsplan mit Nordfeld	30	108		10		53	15	216
5	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen	30	108	5			53	15	211
6	Rahmenbetriebsplan	30	108				53	15	206
7	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		53		206
8	Ohne Obertitz mit Nordfeld	30	108		10		53		201
9	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen	30	108	5			53		196
10	Ohne Obertitz ohne Tagesanlagen	30	108				53		191
11	Ohne Groitzscher Dreieck mit Nordfeld	30	108		10				148
12	Ohne Groitzscher Dreieck und ohne Vorbehaltsgebiet Pödelwitz	30	108						138

Fortsetzung									
							Groitzscher Dreieck mit Korrektur		
							Ohne Obertitz	Obertitz	
1a	Braunkohlenplan mit Vorbehaltsgebieten	30	108	5	10	10	62	6	231
2a	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		62	6	221
3a	Ohne Vorbehaltsgebiet Obertitz	30	108	5	10	10	62		225
4a	Rahmenbetriebsplan mit Nordfeld	30	108		10		62	6	216
5a	Rahmenbetriebsplan mit Tagesanlagen	30	108	5			62	6	211
6a	Rahmenbetriebsplan	30	108				62	6	206
7a	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen und Nordfeld	30	108	5	10		62		215
8a	Ohne Obertitz mit Nordfeld	30	108		10		62		210
9a	Ohne Obertitz mit Tagesanlagen	30	108	5			62		205
10a	Ohne Obertitz ohne Tagesanlagen	30	108				62		200

Tabelle 43: Mögliche Varianten der Auskohlung des Tagebaus Schleenhain

### 5.4.2.2.1 Bergbautechnische Auswirkungen

Bei einer um ca. 14 Mio. t verminderten Auskohlung der Vorräte kommt der Tagebau vor der Ortslage Obertitz zum Stehen. Eine Umsiedlung kann in jedem Fall ausgeschlossen werden. Auf die bis zu diesem Zeitpunkt sich vollziehende Abbauentwicklung hat dieser frühere Stillstand keine Auswirkungen. Es ist dadurch sogar die Möglichkeit gegeben, die Böschungssysteme im Norden des Abbaufeldes Groitzscher Dreieck flacher zu profilieren. Daraus resultierende Einspareffekte sind aber insgesamt gering und werden deshalb nicht näher betrachtet. Auch eine eintretende Verkürzung der Uferlinien wird als vernachlässigbar angesehen.

Die verminderte Auskohlung führt zu einer um 90 ha geringeren Landinanspruchnahme und zu einer Minderung des Seevolumens des Groitzscher Sees um ca. 40 Mio. m<sup>3</sup>, wenn man für den Tagebauanteil über der Wasserlinie 20 % ansetzt. Das nicht in das Abbaufeld Peres zu verbringende Abraumvolumen beträgt ca. 41 Mio. m<sup>3</sup>. Dieser in der Tagebauentwicklung zuletzt zu bewegendes Abraum würde im Abbaufeld Peres verkippt. Wenn der unter 5.3.3.2.2 entwickelte Ansatz zur Entwicklung der Kippen stimmt, dann werden diese Abraummassen in der Mitte des Pereser Sees verbracht. Auswirkungen auf die Bergbaunachfolgelandschaft sind nicht zu erwarten. Auch die geforderten Flachwasserzonen dürften nur in geringem Maße betroffen sein.

### 5.4.2.2.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen

Setzt man für den Tagebauanteil über der Wasserlinie 20 % an, wird es durch die geringere Auskohlung zu einer Minderung des Seevolumens des Groitzscher Sees um ca. 40 Mio. m<sup>3</sup> kommen. Entsprechend der geringeren Landinanspruchnahme verringert sich die Seefläche. Der nicht im Abbaufeld Peres verkippte Abraum führt dort zu einem um 41 Mio. m<sup>3</sup> höheren Flutungsanteil. Insgesamt ist die Wasserbilanz ausgeglichen. Weitere wasserwirtschaftliche Auswirkungen sind nicht zu erwarten. Durch die Verkürzung des Abbaus kann sich die Situation für den Bau des Ableiters des Überschusswassers in die Vorflut ändern. Mögliche zusätzliche

Aufwendungen dadurch werden durch die oben beschriebenen Einsparpotenziale bei der Böschungsgestaltung ausgeglichen

#### **5.4.2.2.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Mit der gegenüber dem Referenzszenario etwas geringeren Auskohlung ist eine Umsiedlung der Ortschaft Obertitz nicht mehr erforderlich. Die nördlich des Tagebaus liegende Infrastruktur bleibt erhalten. Auswirkungen, die mit etwaigen Zusatzkosten verbunden sind, gibt es nicht.

#### **5.4.2.2.4 Ökonomische Auswirkungen**

Die mit diesem Szenario verbundene Tagebauentwicklung gleicht, bis auf die geringe Änderung der Nachfolgelandschaft im Norden des Groitzscher Sees, der des BKP und, soweit erkennbar, der vom Unternehmen MIBRAG geplanten Entwicklung, auf der das Vorsorgekonzept beruht. Es ist deshalb nicht zu erwarten, dass es von den dort beschriebenen Maßnahmen sowohl qualitativ als auch quantitativ Abweichungen gibt, die die Aufwendungen für die Wiedernutzbarmachung merklich verändern.

### **5.4.2.3 Rheinisches Revier**

#### **5.4.2.3.1 Garzweiler**

##### **5.4.2.3.1.1 Bergbautechnische Auswirkungen**

Auf Grundlage der durchgeführten Tagebausimulationen für das Referenzszenario und Ausstiegsszenario 2 reicht die bei einer nochmals verringerten Kohlenmenge von 386 Mio. t geförderte Abraummenge wahrscheinlich nicht aus, um das östliche Restloch zu verfüllen, genehmigungsfähige Böschungssysteme herzustellen und die sonstigen Anforderungen zu erfüllen. Der Fehlbedarf an Abraum wird auf eine Größenordnung zwischen 420 bis 500 Mio. m<sup>3</sup> geschätzt.

Um die notwendigen fehlenden Abraumengen zu beschaffen, ist möglicherweise eine Abraumförderung ohne Kohlenförderung möglich (wie im Erweiterungsbereich bei Hambach z. B. bis zur Oberkante des mittleren Flözes). Um den Fehlbedarf an Abraum genauer zu bestimmen, bedürfte es jedoch konkreter Daten des Betreibers und einer separaten Berücksichtigung der drei Kohlenflöze im digitalen Lagerstättenmodell sowie einer konkreteren Tagebauplanung. Das aufgebaute digitale Lagerstättenmodell fasst alle drei Kohlenflöze zu einem Kohlenflöz zusammen, da genauere Daten fehlen.

##### **5.4.2.3.1.2 Wasserwirtschaftliche Auswirkungen**

Der Restsee würde gegenüber Ausstiegsszenario 1 nochmals kleiner werden und weiter nach Osten in Richtung der ungekalkten Kippe von Garzweiler I zu liegen kommen. Ob ein solcher Restsee noch die im Braunkohlenplan und im Rahmenbetriebsplan festgelegten wasserwirtschaftlichen Anforderungen erfüllen kann, wäre im Detail zu untersuchen. Falls diese Anforderungen dann nicht mehr vollständig oder teilweise erfüllt werden könnten, wäre zu prüfen, ob weitere Minderungsmaßnahmen möglich und genehmigungsfähig sind (z. B. zusätzliche Abfangbrunnen, Wasseraufbereitung, Seekalkung).

##### **5.4.2.3.1.3 Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur**

Alle Dörfer könnten in Ausstiegsszenario 2 erhalten bleiben. Die A61n kann nicht wieder an alter Stelle errichtet werden. Eine detaillierte Beschreibung und Bewertung der Wiederherstellungsmöglichkeiten der A61n sind in Kapitel 4.4.1 enthalten.

##### **5.4.2.3.1.4 Ökonomische Auswirkungen**

Falls eine Abraumförderung in Höhe von ca. 420 bis 500 Mio. m<sup>3</sup> ohne Kohlenförderung möglich ist, würden voraussichtlich nur für die Abraumförderung Mehrkosten zwischen 390 und 465 Mio. € entstehen (0,93 €/m<sup>3</sup>, ohne Anlage und Wiederaufnahme von Abraumdepots: ca. 2 €/m<sup>3</sup>). Um eine solche Abschätzung durchzuführen, bedarf es jedoch konkreter Daten des Betreibers, der Erweiterung des digitalen Lagerstättenmodells und einer konkreteren Tagebauplanung.

### 5.4.2.3.2 Hambach

In Ausstiegsszenario 2 unterscheidet sich die Kohlenentnahme aus dem Tagebau Hambach nicht von der Entnahme in Ausstiegsszenario 1. Die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen sind somit dieselben wie in Ausstiegsszenario 1 .

### 5.4.2.3.3 Inden

In Ausstiegsszenario 2 unterscheidet sich die Kohlenentnahme aus dem Tagebau Inden nicht von der Entnahme in Ausstiegsszenario 1. Die bergbautechnischen, wasserwirtschaftlichen, infrastrukturellen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen sind somit dieselben wie in Ausstiegsszenario 1 (vgl. Kapitel 5.3.3.3.3).

## 5.4.3 Zusammenfassung der Kernaussagen zu Szenario A2

Ausstiegsszenario 2 bietet über Szenario A1 hinaus nochmals Optimierungspotenzial durch eine günstigere Bewirtschaftung der Tagebaue. Die bisher erkannten Optimierungsmöglichkeiten können ggf. noch erweitert werden, wenn eine Tagebaudetailplanung vorgenommen wird, die aber nur auf Basis der Firmendaten belastbar möglich ist.

Gegenüber der Referenz sind in diesem Szenario die Differenzen auf wenige Tagebaue konzentriert. Im Mitteldeutschen Revier ist dies Schleenhain, in der Lausitz stellt Reichwalde den residualen Tagebau dar.

Auch in diesem Ausstiegsszenario 2 ist im Rheinischen Revier der Erhalt des Hambacher Forstes und aller Dörfer um Garzweiler möglich. Ähnlich wie im Referenzfall verblieb als offener Punkt, wie die Autobahn A61n wiederhergestellt werden kann, ob die jetzige Übergangslösung Grundlage für eine Dauerlösung sein kann oder bei geänderten Kriterien eine angepasste Verkehrsführung erreicht werden kann. Eine Verkehrswegeumplanung im Umfeld der A61 scheint angeraten.

Darüber hinaus müssen in Garzweiler und Inden<sup>271</sup> wahrscheinlich erhebliche zusätzliche Abraummassen gewonnen werden, um genehmigungsfähige Böschungen und wasserwirtschaftlich nachhaltige und geplante Restseen entstehen zu lassen. Eine erste grobe Kostenschätzung – nur für die zusätzliche Abraumbeschaffung – beläuft sich für Inden auf je nach Planungsvariante 0 – etwa 330 Mio. € und in Garzweiler auf 390 bis 480 Mio. €. In beiden Fällen erfolgte die Abschätzung nicht auf der Basis digitaler Lagerstättenmodelle und kann somit nur eine erste Orientierung sein. Darüber würde eine zusätzliche Abraumbeschaffung in beiden Tagebauen weitreichende Fragen aufwerfen, wie ökologische Auswirkungen auf die geänderten Restseen, bergtechnische Umsetzung und Genehmigungsfähigkeit, die auf Basis des derzeitigen Kenntnisstandes nicht beantwortet werden können.

<sup>271</sup> Die Situation in Inden ist in beiden Ausstiegsszenarien identisch.



## 6 FOLGEKOSTEN DER REKULTIVIERUNG

---

### 6.1 Definition, Erfassung und Bewertung der Kosten

Aufbauend auf der Darstellung der Szenarien in den vorangehenden Abschnitten werden in diesem Abschnitt die Folgekosten für die unterschiedlichen Szenarien quantifiziert und dargestellt.

Der Begriff der Folgekosten ist formal – und damit auch hinsichtlich der konkreten rechnerischen Ausgestaltung und der qualitativen wie quantitativen Interpretation – nicht definiert. Legt man die Aufgabenstellung zugrunde, so erscheint es sinnvoll, sich daran zu orientieren, welche kostenseitigen Veränderungen der frühzeitige Ausstieg aus der Kohleverstromung verursacht. Dabei ist es unstrittig, dass absolute Veränderungen von Kosten, z. B. durch erhöhte Aufwendungen für die Böschungssicherung, in diese Kostenbetrachtung einzuführen sind. Des Weiteren ergeben sich durch den Ausstieg spezifische Kostenänderungen. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass sich die geförderten Mengen vermindern und somit die Kosten der Wiedernutzbarmachung, bei gleichbleibender absoluter Höhe, je geförderter Tonne Rohbraunkohle höher werden. Die Bemessung auch dieser Kosten wäre unseres Erachtens in eine ganzheitliche Betrachtung von wirtschaftlichen und finanziellen Wechsel- und Folgewirkungen einzelner Tagebaue (bzw. die jeweiligen Kosten für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung) einzubeziehen: Im Ergebnis wären in einem ersten Schritt die absoluten Kostenveränderungen zu bestimmen und diese dann anhand der Veränderung der Mengen spezifisch zu bewerten. Zur Verdeutlichung: Bei dem sofortigen Stopp eines Tagebaus, in dem nur noch eine statt einhundert Tonnen Braunkohle gefördert wird, rechnen sich Folgekosten von 200 € jetzt nicht mehr mit 2 € je Tonne, sondern mit 200 € auf die letzte geförderte Tonne.

Eine solch robuste, über die Tagebaue bzw. Reviere hinweg konsistente und insofern zielführende Abschätzung spezifischer Folgekosten (bzw. deren Veränderung in den beiden Ausstiegsszenarien) erfordert unter anderem das Vorliegen (bzw. weitergehenden Daten- und Informationszugang zwecks Ausarbeitung) eines hinreichend detaillierten Mengen- und Preisgerüsts (d. h. sowohl bilanziell zurückgestellte als auch darüber hinaus erwartete, zukünftig verursachte Ausgaben) je Tagebau. Diese Informationen waren in der vorliegenden Auftragskonstellation nicht gegeben.

Vor diesem Hintergrund und im Rahmen der Fokussierung auf die (kostenseitige) Betrachtung der Tagebaue haben wir daher für Zwecke dieses Gutachtens auf absolute Werte bzw. Beträge als führende Definition des (Folge-)Kostenbegriffs abgestellt. Abschnitt 6.7 geht gleichwohl auf ergänzend durchgeführte Analysen in Bezug auf „spezifische“ Kosten ein, für welche aufgrund der bestehenden Informationsdefizite vereinfachende Annahmen zu treffen waren.

Da die Folgekosten sich über einen langen Zeitraum verteilen, sind des Weiteren Preiseskalations- und Zinseffekte für die Bemessung der Kosten zum heutigen Zeitpunkt zu berücksichtigen.

In Sinne einer solchen Definition der absoluten Veränderung von Kosten umfasst der Begriff Folgekosten dabei zum einen die mögliche Veränderung der verursachten Kosten, welche in den nach handelsrechtlichen Bilanzierungsregeln gebildeten (bergbaubedingten) Rückstellungen bereits erfasst sind (im Folgenden: erste Komponente). Die Veränderung dieser Folgekostenkomponente erfasst dabei die Veränderungen, die sich auf der Verschiebung der Ausgaben auf der Zeitachse ergeben. Zum anderen umfasst die Analyse weitere Kosten, die durch eine vorzeitige Beendigung und Stilllegung einzelner Tagebaue in den Ausstiegsszenarien Mehr- oder Minderausgaben (im Folgenden: zweite Komponente) hervorrufen. Diese zweite Komponente umfasst somit die absolute Veränderung der Kosten, die sich ergibt, wenn zum Beispiel Massenbewegungen von Abraum stattfinden müssen, ohne dass Kohle gefördert wird. Alle Kosten sind dabei hinsichtlich ihrer Auszahlungszeitpunkte auf der Zeitachse zu verteilen.

Mit Hilfe der Annahmen zu Preiseskalation und Zinsen werden die Zahlungsreihen auf den heutigen Tag abgezinst, um die zu heutigen Werten entstehenden Folgekosten zu bestimmen. Diese Abschätzung der Kosten für

die Wiedernutzbarmachung ist Voraussetzung für die Berechnung der Belastung der Unternehmen durch die sowie für die damit verknüpfte Analyse der finanziellen Tragfähigkeit aus Sicht der betroffenen Unternehmen.

Um die Kostenverläufe bzw. deren Unterschiede in einzelnen Szenarien darzustellen, werden in einem ersten Schritt – sofern aus den zugänglichen Quellen und Informationen möglich – die Mengen und Preise erhoben, die für die unterschiedlichen Prozesse der Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung relevant sind. Ausgehend von diesen Preis- und Mengengerüsten werden – in Abstimmung mit den beteiligten Tagebauexperten – Einschätzungen zur Fortschreibung und zeitlichen Verteilung der betreffenden Kosten bzw. Ausgaben getroffen, um die in den definierten Ausstiegsszenarien resultierenden Auswirkungen (gegenüber dem Referenzszenario) wirtschaftlich, bzw. finanziell bewerten zu können. Diese Bewertung umfasst sowohl Auswirkungen auf (annahmegemäß aufgrund des Bezugs zu in der Vergangenheit ausgekohlten Mengen bereits durch die Tagebaubetreiber gebildete) bergbaubedingte Rückstellungen (erste Komponente) als auch weitere finanzielle Folgewirkungen aus Sachverhalten, für die (annahmegemäß aufgrund des Bezugs zu zukünftigen Fördermengen) noch keine bilanzielle Vorsorge in Form von Rückstellungen gebildet wurde (zweite Komponente).

## **6.2 Quellen**

Zur Erhebung der angesprochenen Preis- und Mengengerüste wurde auf öffentlich verfügbare Quellen zurückgegriffen. Grundlagen, Umfang und Detaillierungsgrad dieser Informationen unterscheiden sich je nach Revier zum Teil erheblich und werden im Folgenden dargestellt.

### **Lausitzer Revier**

Für das Lausitzer Revier wurde ein Gutachten von Tudeshki herangezogen, welches im Auftrag des Landesamts für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg im Zusammenhang mit der Ausarbeitung der Vorsorgevereinbarungen des Lausitzer Reviers vom 30.11.2018 erstellt wurde: „Vorsorge für die Wiedernutzbarmachung der Oberfläche im Lausitzer Braunkohlebergbau. Validierung und Plausibilitätsprüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohlentagebaue der Lausitz Energie Bergbau AG“ (Tudeshki 2018).

Inhalt dieses Gutachtens ist die Überprüfung der entsprechenden Rückstellungen der LEAG. In dem Gutachten finden sich neben begrenztem, relativ aggregiertem Zahlenmaterial primär qualitative Informationen und Darstellungen zu den Wiedernutzbarmachungskategorien, wie sie bei der LEAG zur Kalkulation der Rückstellungen Verwendung finden.

Neben dem Gutachten wurden die geltenden Vorsorgevereinbarungen gesichtet sowie auf die Expertise der beteiligten Tagebauexperten zurückgegriffen. Die durch die zuständigen Landesbehörden veröffentlichten Vorsorgevereinbarungen der LEAG-Tagebaue sind in weiten Teilen geschwärzt. Für die Tagebaue Nochten und Reichwalde ist dabei die Summe der geplanten Wiedernutzbarmachungskosten veröffentlicht, für die Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd jedoch nicht. Die folgende Tabelle zeigt die im Gutachten von Tudeshki verfügbaren Informationen:

Kategorien	Mengen-gerüst	Preis- und Kostendaten	Zeitliche Verteilung
<b>Wiedernutzbarmachung</b>			
<i>Restraumgestaltung</i>	Tudeshki (2018) enthält keine Angaben zu Mengengerüsten	Tudeshki (2018) enthält keine Angaben zu Preis- und Kostendaten	Tudeshki (2018) enthält keine Angaben zur zeitlichen Verteilung der Kosten
Massenbewegung zur Böschungsgestaltung			
Zwischenbegrünung während der Seebefüllung im Restloch			
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen während der Seebefüllung			
Forstliche Wiedernutzbarmachung überhalb des Seewasserspiegels im Endzustand bis zum Rand des Restraums			
<i>Rekultivierung</i>			
Rekultivierung der Tagebauflächen			
Sonstige Rekultivierung (inkl. Rückbauten)			
<i>Wasserwirtschaftliche Maßnahmen nach Tagebauende</i>			
Einleitung und Aufbereitung			
Rückbauten			
Grundwasser-Wiederanstieg			

Tabelle 44: Übersicht zu den vorhandenen Daten für das Lausitzer Revier

Im Gegensatz zu den zum Rheinischen Revier bzw. bei Tudeshki (2017) verfügbaren Informationen enthält Tudeshki (2018) keine Angaben zu Mengen- und Preisgerüsten, aggregierten Kostendaten sowie der zeitlichen Verteilung von Maßnahmen. Es finden sich jedoch Angaben zu der Verteilung der Rückstellungen auf die einzelnen Tagebaue (exkl. Cottbus-Nord), zu Depots und weiteren Anlagen zum Stichtag 31.12.2016. Diese Angaben berücksichtigen nicht das neue Revierkonzept der LEAG, welches den Vorsorgevereinbarungen zugrunde liegt.

### Mitteldeutsches Revier

Für das Mitteldeutsche Revier wurden die geltenden Vorsorgevereinbarungen gesichtet und herangezogen sowie auf die Expertise der beteiligten Tagebauexperten zurückgegriffen.

### Rheinisches Revier

Für das Rheinische Revier umfassen die verwendeten Quellen insbesondere die folgenden Gutachten, die mit Blick auf RWE bzw. RWE Power zur Überprüfung der bergbaubedingten Rückstellungen im Jahr 2017 erstellt wurden:

- „Validierung und Prüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohlentagebaue, Altstandorte und Kraftwerksreststoffdeponien der RWE Power AG“ von Tudeshki (Tudeshki 2017)
- „Gutachterliche Stellungnahme zur Bewertung von langfristigen wasserwirtschaftlichen Maßnahmen im Rheinischen Revier – Schlussbericht“ der RWTH Aachen (RWTH 2017)
- „Vollständigkeit und Angemessenheit der bilanzierten bergbaubedingten Rückstellungen nach IFRS zum 31.12.2016 – Gutachterliche Stellungnahme von KPMG“ (KPMG 2017)

Die in den Gutachten enthaltenen Daten umfassen zum einen den Tagebauen zuordenbare Mengenelemente (insbesondere Tudeshki 2017) wie beispielsweise Abraummengen, zu rekultivierende Flächen aufgeteilt nach Forst- und Landwirtschaft sowie Angaben zu Tagebaubetriebsmitteln. Zusätzlich zu den Angaben bezüglich Mengengerüsten sind auch Preis- bzw. Kostendaten in unterschiedlichen Darstellungsformen sowie Informationen zur zeitlichen Verteilung von erwarteten Ausgaben bzw. Auszahlungen verfügbar (siehe zusammenfassend Tabelle 45).

Neben den Mengen- und (realen, d. h. auf einen bestimmten Stichtag „normierten“) Preisdaten finden sich in den oben genannten Studien bereits aggregierte Kostendaten (RWTH 2017) und Angaben zu den nach IFRS bilanzierten Rückstellungen, gegliedert nach einzelnen Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen sowie differenziert nach Tagebauen (KPMG 2017). Stichtag für die Zahlenbasis der Studien zur Begutachtung der Rückstellungen ist jeweils der 31.12.2016. Die Angaben in RWTH (2017) werden als Gesamtsummen, differenziert nach Investitions-, Reinvestitions- und Betriebskosten ausgewiesen. Tudeshki (2017) hingegen enthält Preis- und Mengengerüste auf Ebene einzelner Unterkategorien. In KPMG (2017) finden sich zudem Angaben zur (zeitlichen) Verteilung von Maßnahmen zur Beseitigung von Bergschäden sowie Umsiedlungen und Verlegungen.

Kategorien	Mengen-gerüst	Preis- und Kostendaten	Zeitliche Verteilung
<b>Wiedernutzbarmachung</b>			
<i>Restraumgestaltung</i>			
Massenbewegung zur Böschungsgestaltung	Tudeshki (2017)	Tudeshki (2017)	KPMG (2017)
Zwischenbegrünung während der Seebefüllung im Restloch	Tudeshki (2017)	Tudeshki (2017)	KPMG (2017)
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen während der Seebefüllung		RWTH (2017)	KPMG (2017) und RWTH (2017) (für Unterkategorien)
Forstliche Wiedernutzbarmachung oberhalb des Seewasserspiegels im Endzustand bis zum Rand des Restraums	Tudeshki (2017)	Tudeshki (2017)	KPMG (2017)
<i>Rekultivierung</i>			
Rekultivierung der Tagebauflächen	Tudeshki (2017)	Tudeshki (2017)	KPMG (2017)
Sonstige Rekultivierung (inkl. Rückbauten)	Tudeshki (2017)	Tudeshki (2017)	KPMG (2017)
<i>Wasserwirtschaftliche Maßnahmen nach Tagebauende</i>			
Einleitung und Aufbereitung		RWTH (2017)	RWTH (2017)
Rückbauten		RWTH (2017)	RWTH (2017)
Grundwasser-Wiederanstieg		RWTH (2017)	RWTH (2017)

Tabelle 45: Übersicht zu den vorhandenen Daten für das Rheinische Revier

### Sonstige Daten

Neben den oben erwähnten Daten wurden zur Quantifizierung von Folgekosten in Einzelfällen weitere Daten aus unterschiedlichen sonstigen Quellen herangezogen bzw. individuell abgeschätzt und auf eine mögliche Verwendung hin gewürdigt. Diese umfassen beispielsweise Strompreisannahmen, Kosten in Verbindung mit der Schaffung oder Beseitigung von (Verkehrs-)Infrastruktur sowie bestimmte Entschädigungsleistungen für Umsiedlungs- oder vergleichbare Verlegemaßnahmen.

Zusätzlich haben wir im Rahmen unserer Analysen die aktuellsten, öffentlich verfügbaren, d. h. im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlichten Jahresabschlüsse der drei Betreibergesellschaften herangezogen:

- RWE Power AG, Essen/Köln („RWE Power“): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2018, veröffentlicht am 29.05.2019 bzw. am 04.07.2019 (berichtigte Fassung);
- Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH, Zeitz („MIBRAG“): Jahresabschluss zum 31.12.2017 und Lagebericht, veröffentlicht am 13.02.2019;
- Lausitz Energie Bergbau AG („LEAG“): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2017, veröffentlicht am 07.01.2019.



Mit Stand zum 22.11.2019 hatten weder die MIBRAG noch die LEAG die Jahresabschlüsse zum Geschäftsjahr 2018 im elektronischen Bundeanzeiger veröffentlicht.

### **6.3 Verpflichtung zur Wiedernutzbarmachung**

Aufgrund des Eingriffes in die Natur der Tagebauflächen ist im BBergG die Wiedernutzbarmachung von ehemaligen Bergbaustandorten und -flächen geregelt. Dabei definiert zunächst § 4 Abs. 4 BBergG Wiedernutzbarmachung als „ordnungsgemäße Gestaltung der vom Bergbau in Anspruch genommenen Oberfläche unter Beachtung des öffentlichen Interesses.“ Im Zuständigkeitsbereich der verpflichteten Unternehmen liegen die Herstellung der geotechnischen und öffentlichen Sicherheit, der Rückbau der nicht mehr benötigten Anlagen, die Sicherung von ökologischen Altlasten, die Herstellung eines selbst regulierenden Wasserhaushaltes, die Rekultivierung der in Anspruch genommenen Flächen und die Ermöglichung der Folgenutzung.

Die Grundzüge für die Wiedernutzbarmachung und die Oberflächengestaltung legen zunächst die aufgestellten Braunkohlenpläne fest, die verbindliche Umsetzung erfolgt in den bergrechtlichen Rahmenbetriebsplänen. Nach § 53 BBergG haben die verpflichteten Unternehmen außerdem einen Abschlussbetriebsplan aufzustellen, aus dem die detaillierte technische Durchführung, die Dauer und die Kosten der Wiedernutzbarmachung hervorgehen (vgl. Abschnitt 4.1.4).

An dem Zulassungsverfahren des Abschlussbetriebsplans ist nicht nur die zuständige Bergbehörde beteiligt, sondern auch Kommunen als Planungsbehörden, staatliche Umweltämter sowie weitere Behörden. Neben dem BBergG sind somit auch rechtliche Grundlagen zur Altlastensanierung (BBodSchG – Bundes-Bodenschutzgesetz), zur wasserrechtlichen Erlaubnis (Wasserhaushaltsgesetz; WHG) sowie der Abfallentsorgung und -bilanzierung (Kreislaufwirtschaftsgesetz/Abfallgesetz; KrW-/AbfG) zu berücksichtigen.

Für die Zulassung sind § 55 Abs. 2 Nr. 1 und 2 BBergG maßgeblich, in denen die Sicherstellung des Schutzes Dritter nach Einstellung des Betriebs und die Wiedernutzbarmachung geregelt sind. Unter Behördenbeteiligung prüft die Bergaufsicht, ob die vorgesehenen Maßnahmen geeignet sind, die Wiedernutzbarmachung zu erreichen.

Die Bergaufsicht endet nach der Durchführung des Abschlussbetriebsplanes (§ 69 Abs. 2 BBergG) oder zu dem Zeitpunkt, in welchem nicht mehr damit zu rechnen ist, dass Gefahren für Leben und Gesundheit Dritter entstehen können. Daraus ergibt sich auch eine Nachsorge- und Überwachungspflicht. Zum Zeitpunkt des Endes der Bergaufsicht ergibt sich auch das Ende der bergrechtlichen Verpflichtung. Die Zuständigkeit geht dann auf die allgemeine Ordnungsbehörde über.

Neben der Wiedernutzbarmachung hat das Unternehmen ggf. auch Verpflichtungen aus entstehenden Entschädigungszahlungen zu übernehmen. Diesbezüglich ist in § 37 BBergG geregelt, dass „eine Entschädigung an den Inhaber der fremden Berechtigung zu leisten“ ist. Bezüglich der Baubeschränkungen ist weiter geregelt, dass der Nutzungsberechtigte zugunsten des durch den Bergbaubetrieb Geschädigten Schadensersatz zu leisten hat (§ 114 BBergG nach Grundsätzen § 115 bis 120 BBergG).

### **6.4 Systematik und Mechanik der Rückstellungsbildung nach Handelsgesetzbuch (HGB)**

Aus der vorangehend skizzierten öffentlich-rechtlichen Verpflichtung zur Wiedernutzbarmachung bzw. Rekultivierung ergeben sich ungewisse Verbindlichkeiten, wofür die Unternehmen (als Verpflichtete) gemäß § 249 Abs. 1 Satz 1 HGB Rückstellungen zu bilden haben. Wesentliche Kriterien für den bilanziellen Ansatz einer Rückstellung im (handelsrechtlichen) Jahresabschluss sind dabei die Außenverpflichtung (Verpflichtung gegenüber einem Dritten), die wahrscheinliche Inanspruchnahme und die (rechtliche und/oder wirtschaftliche) Verursachung im jeweiligen Berichtsjahr.

Rückstellungen sind zu dem Zeitpunkt zu bilden, in dem sie rechtlich entstanden oder aber wirtschaftlich verursacht sind (§ 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB). Bei Auseinanderfallen der beiden Tatbestände dürfte jeweils der

frühere der beiden Zeitpunkte für die Rückstellungsbildung maßgeblich sein. Im Bergbau- bzw. Tagebaubetrieb kann bezogen auf die Verpflichtungen zur Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in wesentlichen Kategorien von einem raterlichen, d. h. zeit- bzw. mengenabhängigen Anwachsen der wirtschaftlichen Verursachung ausgegangen werden.

### 6.4.1 Grundlagen der Bilanzierung von Rückstellungen

Rückstellungen sind in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrages, d. h. inklusive erwarteter Preis- und Kostensteigerungen, anzusetzen (§ 253 Abs. 1 Satz 2 HGB).

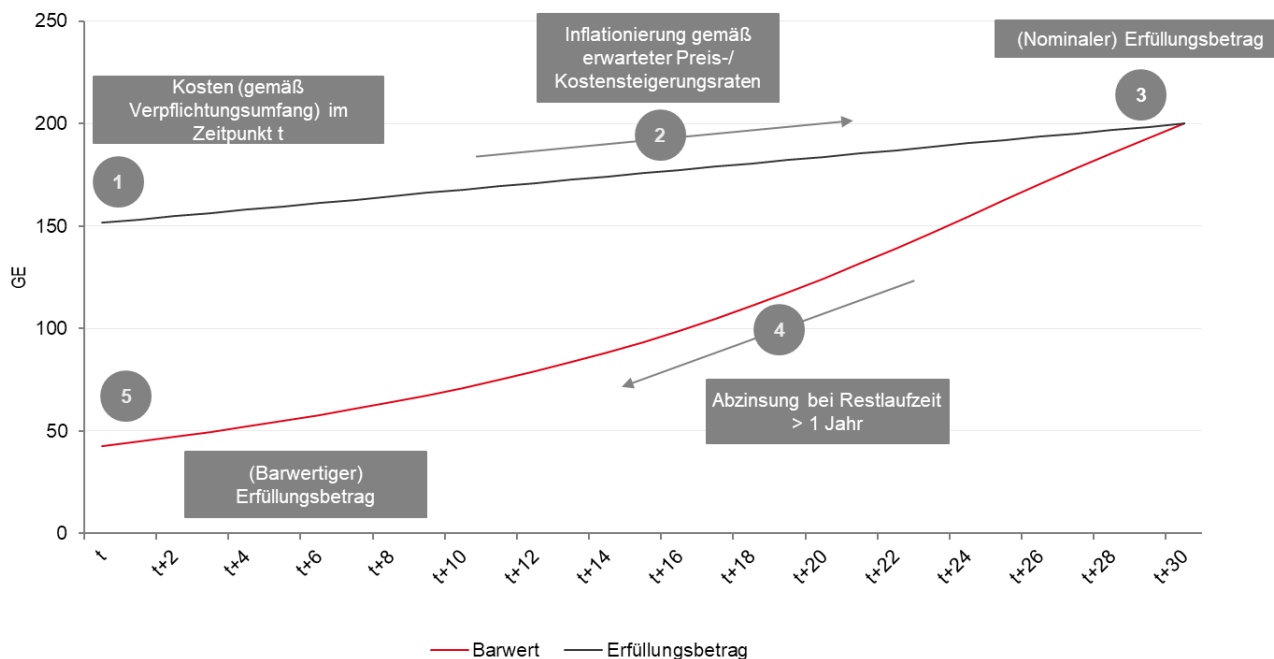


Abbildung 115: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Barwert und Erfüllungsbetrag

Bei der Ermittlung der Gesamtverpflichtung (z. B. als Produkt aus Mengengerüst und spezifischen Kosten bzw. Einheitspreisen je Sachverhalt oder Rückstellungskategorie) bestehen nicht unerhebliche Ermessensspielräume, unter anderem bei der Schätzung zukünftig zu erwartenden Kostensteigerungen. Hierbei können aktuelle oder historische Durchschnitte oder allgemeine Preissteigerungsraten, wie z. B. Verbraucherpreisindex, speziellere Branchenindizes oder Lohn- und Gehaltstrends, herangezogen werden.

Gemäß § 253 Abs. 2 Nr. 1 HGB sind Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr mit dem ihrer Laufzeit entsprechenden Marktzinssatz abzuzinsen, der sich „aus den vergangenen sieben Geschäftsjahren ergibt“ (zehn Jahre im Fall von Altersvorsorgeverpflichtungen). Nach Abzinsung ergibt sich in Abhängigkeit des (nominalen) Erfüllungsbetrags (und ggf. dessen zeitlicher Verteilung bei über einen längeren Zeitraum gestreckten Kosten- bzw. Ausgabenverläufen) der zum Bilanzstichtag  $t$  anzusetzende Rückstellungsbetrag.

Die angesprochenen Abzinsungssätze werden durch die Deutsche Bundesbank ermittelt und veröffentlicht. Abbildung 116 zeigt die Entwicklung der Abzinsungssätze für verschiedene Laufzeiten von 2015 bis 2018. Es wird deutlich, dass die Abzinsungssätze in den letzten Jahren angesichts der fortgesetzten Niedrigzinsphase merklich zurückgegangen sind. Während insgesamt noch immer von einem normalen (steigenden) Verlauf der Zinsstrukturkurve gesprochen werden kann, liegen die Abzinsungssätze für eine Laufzeit von 30 Jahren im Betrachtungszeitraum leicht unterhalb derjenigen für eine Laufzeit von 20 Jahren.

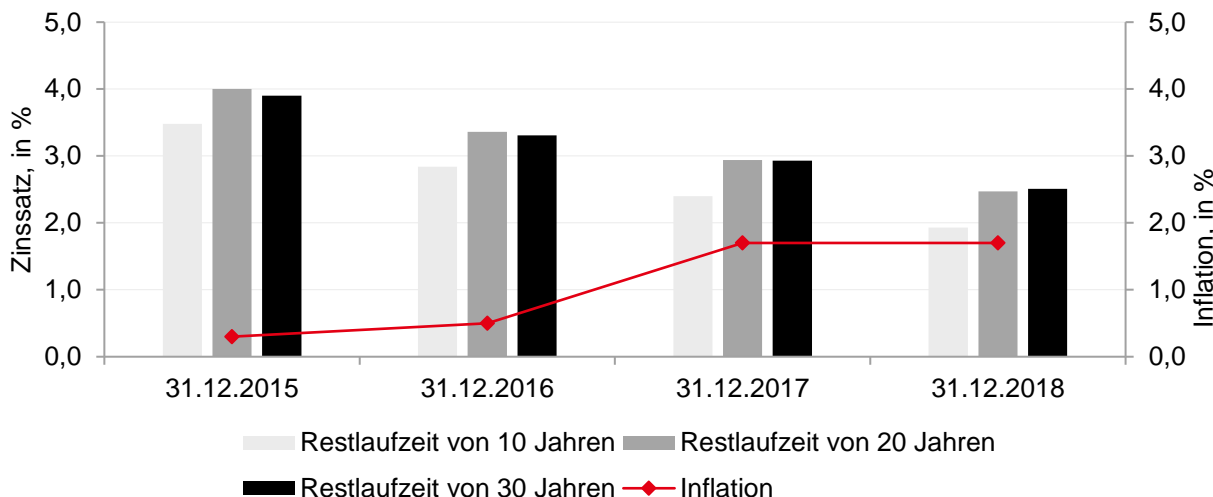


Abbildung 116: Zins- und Inflationsentwicklung (2015 bis 2018)

Unsicherheiten, ob handelsrechtlich (zutreffend) gebildete Rückstellungen die tatsächlichen späteren Ausgaben für die Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung betragsmäßig decken, d. h. zum Zeitpunkt der Inanspruchnahme mindestens erreichen, können sich aus Schätzfehlern und auch aus unterschiedlichen Preis- und Zinsentwicklungen ergeben.

## 6.4.2 Bildung von Rückstellungen

Bei einer Beurteilung der bilanzierten Rückstellungen gilt es außerdem zu berücksichtigen, nach welcher Bilanzierungs- bzw. Kalkulationsmethode die Rückstellungen gebildet werden. Abhängig insbesondere von der Verursachung der zugrundeliegenden Verpflichtung sind unterschiedliche Methoden als sachgerecht zu erachten. Gemäß handelsrechtlicher Sichtweise können Rückstellungen in Form von Gesamtverpflichtungen, Verteilungs- und Ansammlungsrückstellungen gebildet werden.<sup>272</sup>

Wenn mit Inanspruchnahme der Fläche bzw. Beginn des Tagebaus eine unmittelbare Verpflichtung zur Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung eintritt, sind die Rückstellungen nach der Gesamtverpflichtung zu bilden und entsprechend ihrer Restlaufzeit abzuzinsen. Diese Bilanzierungsmethode entsprechend der Gesamtverpflichtung ist z. B. für Maßnahmen der geotechnischen Sicherung sowie für Entschädigungsleistungen denkbar. Sie kommt nach unserem Verständnis auch für Rekultivierungsverpflichtungen zur Anwendung und bezieht sich in diesem Fall jeweils auf die durch den Tagebau zu einem bestimmten Bilanzstichtag bereits in Anspruch genommenen (und noch nicht rekultivierten) Flächen.

<sup>272</sup> Im EStG wird zwischen Rückstellungen nach der Gesamtverpflichtung („Einmalrückstellungen“) sowie echten und unechten Ansammlungsrückstellungen unterschieden. Dabei entsprechen die echten Ansammlungsrückstellungen gemäß EStG den Verteilungsrückstellungen gemäß HGB und die unechten Ansammlungsrückstellungen gemäß EStG den Ansammlungsrückstellungen gemäß HGB.

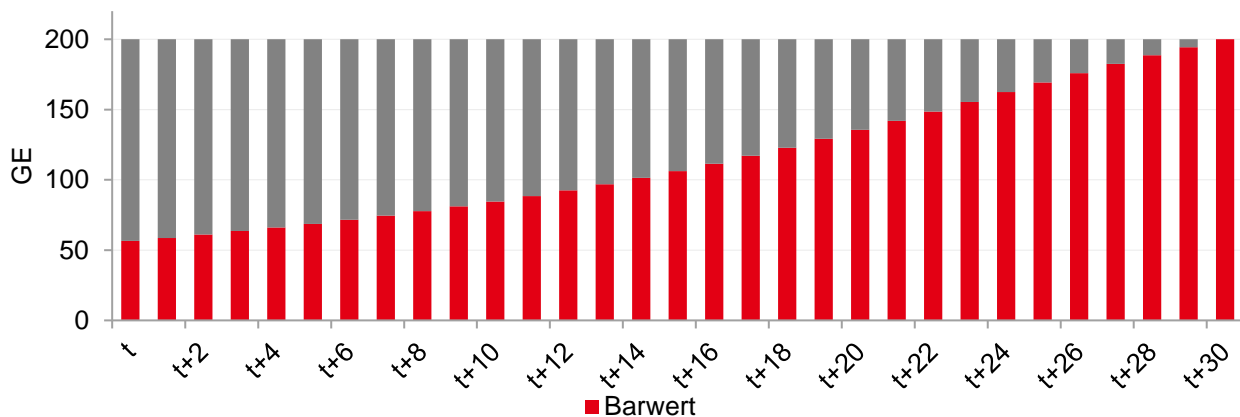


Abbildung 117: Rückstellungen nach Gesamtverpflichtung – schematische Darstellung

Die Bilanzierung bzw. Bildung nach dem Prinzip der Verteilungsrückstellung wird angewandt, wenn eine Verpflichtung an sich zwar ebenfalls bereits feststeht, ihre wirtschaftliche Verursachung jedoch sachgerecht und sinnvoll auf einen bestimmten Zeitraum verteilt werden kann. In diesem Fall wird der vollständige nominale Erfüllungsbetrag ratierlich über den entsprechenden Zeitraum angesammelt. Diese Bilanzierungsmethode ist z. B. für den Rückbau und die Verschrottung von Betriebsmitteln denkbar.

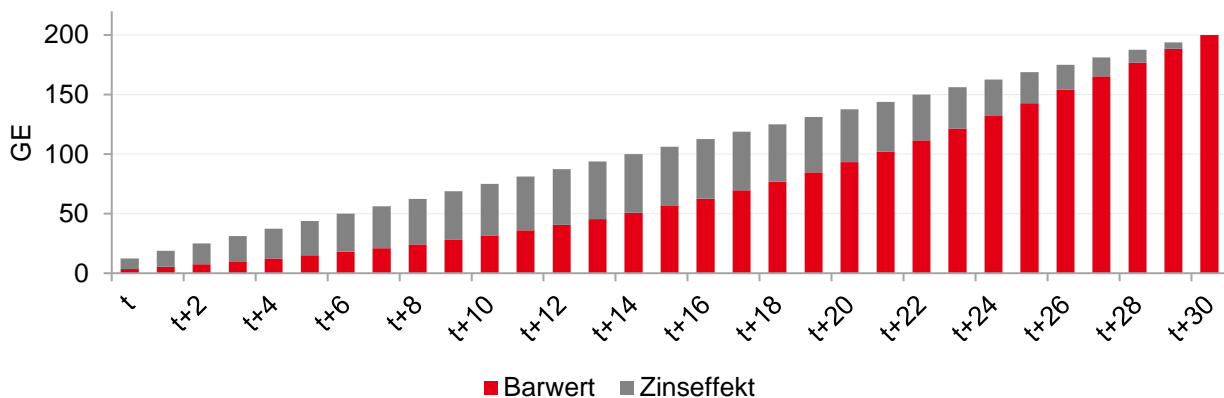


Abbildung 118: Verteilungsrückstellungen – schematische Darstellung

Wenn hingegen der Verpflichtungsumfang auch tatsächlich bzw. wirtschaftlich gesehen von dem Fortschritt des Betriebs abhängt, werden die Rückstellungen typischerweise nach der sog. Ansammlungsmethode gebildet. Als maßgebliche Variable („Verursachungsgrad“) sind dabei im Fall eines Tagebaus der erreichte Auskohlungsgrad, das aufgelaufene Massedefizit o. ä. denkbar. Im Fall einer (temporären) Unterbrechung der Kohlegewinnung kann somit der Verursachungsgrad über eine gewisse Zeit konstant sein. Insofern kann sich ein relativ geringer (bilanzieller) Rückstellungsbetrag aus einem vergleichsweise geringen Auskohlungsgrad des Tagebaus erklären. Die Bildung von Rückstellungen nach der Methode der Ansammlungsrückstellung ist z. B. für Kosten der Restraumgestaltung und wasserwirtschaftliche Ausgleichsmaßnahmen denkbar.



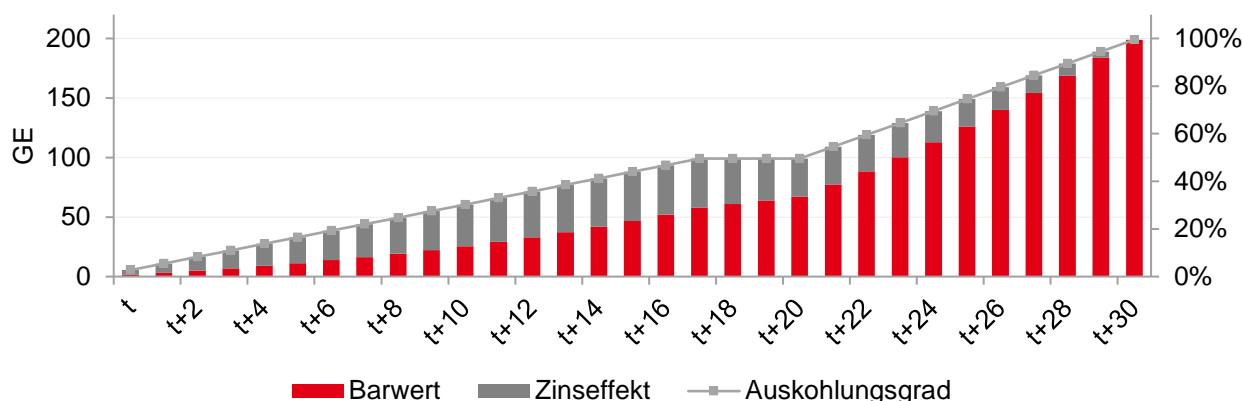


Abbildung 119: Ansammlungsrückstellungen – schematische Darstellung

### 6.4.3 Inanspruchnahme von Rückstellungen

„Inanspruchnahme“ einer Rückstellung bedeutet, dass die Rückstellung zur Erfüllung einer Verbindlichkeit „eingesetzt“ wird. Die Rückstellung wird dann erfolgsneutral als Verbindlichkeit in einem Bestandskonto verbucht (Passivtausch) bzw. direkt mit der entsprechenden Auszahlung bzw. Ausgabe verrechnet (Liquiditätsrückgang und damit Bilanzverkürzung).

Es ist hervorzuheben, dass die Bilanzierung und der Ausweis einer Rückstellung als Ausweis einer bereits eingegangenen bzw. entstandenen Verpflichtung zu sehen sind (kaufmännisches Vorsichtsprinzip), jedoch keinerlei Aussage dahingehend treffen, wie die zugrundeliegende Verpflichtung zukünftig tatsächlich erfüllt wird und die damit verbundenen Auszahlungen bzw. Ausgaben bestritten werden. Mit anderen Worten: Rückstellungen sind nicht mit Liquidität gleichzusetzen, und die im Unternehmen verfügbaren Finanzmittel (auf der Aktivseite) sind insofern prinzipiell nicht zweckgebunden.

Die tatsächliche Auszahlung bei Inanspruchnahme einer Rückstellung erfolgt aus der bis zum betreffenden Zeitpunkt bzw. zum Wirtschaftsjahr zu erwirtschaftenden Liquidität (allgemeiner: Vermögensmasse). Daher muss die Liquidität zur Bezahlung der Reaktivierungsmaßnahmen bei operativer Fortsetzung des Geschäftsbetriebes generiert werden und zum Zeitpunkt der Auszahlung noch vorhanden sein.

Aufgrund der Langfristigkeit der Rückstellungsbildung ist davon auszugehen, dass die (mit der regelmäßig aufwandswirksamen Zuführung zu der Rückstellung im Wege der Innenfinanzierung generierten) liquiden Mittel im Zeitablauf schwerpunktmäßig in langfristige Wirtschaftsgüter, unternehmerische Initiativen etc. investiert wurden. Einen Verwendungsnachweis (oder besondere Restriktionen) sieht das Handelsrecht diesbezüglich nicht vor.

## 6.5 Bewertung der Folgekosten

### 6.5.1 Rahmenbedingungen

Die Vorgehensweise zur Bewertung bzw. Abschätzung der Folgekosten war maßgeblich von den gegebenen Rahmenbedingungen des Projektes geprägt. Zu nennen sind dabei und mit Blick auf die Bewertung der Folgekosten insbesondere folgende Aspekte:

- Die letzten bzw. aktuellsten zum Zeitpunkt und Abschluss unserer Arbeiten veröffentlichten Jahresabschlüsse der betroffenen Unternehmen (RWE Power, MIBRAG, LEAG) beziehen sich auf unterschiedliche Geschäftsjahre und Abschlussstichtage.

- Auch die oben genannten Studien zur Begutachtung der Rückstellungen liefern hinsichtlich Betrachtungsstichtag und Detaillierungsgrad kein über alle Unternehmen bzw. Tagebaue hinweg einheitliches Gesamtbild, noch eine hinreichende Tiefe zu einer vollständigen Planung der Folgekosten.
- Die Jahresabschlüsse selbst liefern hinsichtlich der bergbaubedingten Rückstellungen, welche in der üblichen handelsrechtlichen Bilanzgliederung eine Unterkategorie der sonstigen Rückstellungen darstellen, bestenfalls sehr aggregierte Angaben – insbesondere keine Zuordnung zu den Tagebauen und keinen Aufriss nach den weiteren Kategorien der Maßnahmen bzw. Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung.
- Weder aus den Jahresabschlüssen noch aus den Studien zur Begutachtung der Rückstellungen lässt sich ein Gesamtbild dahingehend ableiten, welche konkreten Planungsszenarien die einzelnen Unternehmen aktuell im Rahmen der eigenen Bilanzierung und Bewertung der bergbaubedingten Rückstellungen zugrundelegen; dies betrifft z. B. Laufzeiten und Arbeit (Erzeugung) einzelner Kraftwerke, die (mengenmäßigen) Interdependenzen zu Tagebauen etc.
- Die Jahresabschlüsse enthalten ferner keine Angaben dahingehend, nach welcher Methode (vgl. Abschnitt 6.4.2) die Bildung der bzw. laufende Zuführung zu den bergbaubedingten Rückstellungen in den einzelnen Kategorien erfolgt. Aufgrund bestehender Ermessensspielräume kann hier nicht unbedingt von einer einheitlichen Handhabung ausgegangen werden. Ähnliches gilt für die – ggf. nach Kategorien differenziert – angesetzten erwarteten Kostensteigerungsraten und damit Realzinssätze sowie für die genaue rechnerische Umsetzung der Abzinsung (Jahresscheiben vs. pauschal gemäß durchschnittlicher Restlaufzeit).

Es bestand keine Möglichkeit, Details zu diesen Sachverhalten (und ggf. weiteren Einzelfragen) mit den betroffenen Unternehmen zu diskutieren oder abzustimmen. Unter diesem Vorbehalt sind auch die nachfolgend näher beschriebenen Analysen, Berechnungen und Ergebnisse bzw. Schlussfolgerungen zu betrachten.

## 6.5.2 Vorgehensweise

Der nachfolgend dargestellte Ansatz zur Bewertung bzw. Abschätzung der Folgekosten zielte darauf ab, auch angesichts einer heterogenen Daten- und Informationsgrundlage und der mangels Zugang zu den betroffenen Unternehmen gegebenen Einschränkungen (z. B. in Bezug auf die Validierung von Eingangsparametern, methodischen Aspekten und Zwischenergebnissen) eine möglichst einheitliche Grundlage für die getroffenen Annahmen sowie eine einheitliche Rechensystematik zu definieren und umzusetzen.

Zu nennen sind in diesem Zusammenhang folgende Grundprämissen und -überlegungen:

- Betrachtungsstichtag ist der 31.12.2018/01.01.2019.
- Umsetzung bzw. Beibehaltung des grundlegenden, in Abschnitt 6.4.1 skizzierten Schemas zur Quantifizierung (d. h. handelsrechtliche Bilanzierung „der Höhe nach“) von langfristigen Rückstellungen.
- Kategorisierung der Maßnahmen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung unter Berücksichtigung der vorliegenden Studien zur Begutachtung der Rückstellungen.
- Bestimmung eines nominalen, in den späteren Ausgaben bzw. Auszahlungen (je nach Rückstellungskategorie) ggf. zeitlich gestreckt wirkenden Erfüllungsbetrages unter Verwendung einer einheitlichen („typisierten“) Kostensteigerungsrate. Diese Kostensteigerungsrate – und damit der in die Kalkulation jeweils einfließende Realzinssatz – ist im Zweifel nicht deckungsgleich mit den unternehmensindividuellen Einschätzungen und Parametern.
- Diskontierung der resultierenden Ausgaben bzw. Auszahlungen mit den handelsrechtlich (gemäß § 253 Abs. 2 HGB, 7-Jahres-Durchschnitt) für den Betrachtungsstichtag vorgesehenen und durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Abzinsungssätzen.

Die auf dieser Grundlage ermittelten, in der folgenden Grafik dargestellten Barwertfaktoren wurden für die Abschätzung beider Komponenten der Folgekosten sowie über die betrachteten Reviere bzw. Tagebaue hinweg einheitlich zum Ansatz gebracht.

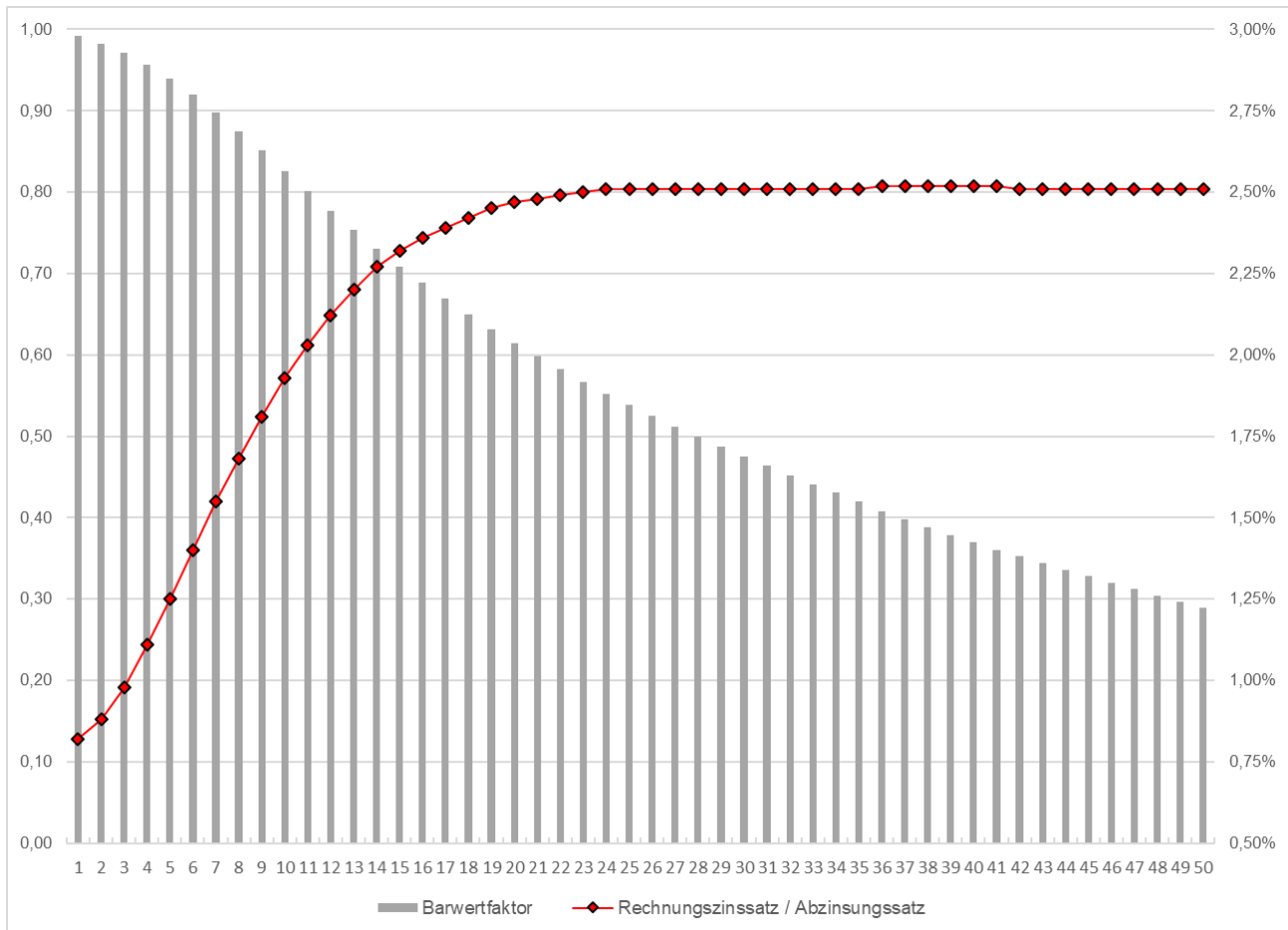


Abbildung 120: Barwertfaktoren und Rechnungszinssätze/Abzinsungssätze zum Betrachtungsstichtag (31.12.2018)

- Für mehr als 50 Jahre von dem gewählten Betrachtungsstichtag entfernte Perioden (d. h. die Jahre 2069 ff.) wurde der langfristige Rechnungszinssatz konstant fortgeschrieben.
- Hinsichtlich der Rückstellungen Fokussierung auf Maßnahmen bzw. Kategorien der Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung, die nach Beendigung des Tagebaubetriebs (im Sinne der laufenden Gewinnung von Braunkohle) zu Ausgaben bzw. Auszahlungen führen, und welche entsprechend nicht aus dem „laufenden Betrieb“ bestritten werden können.
- Annahme, dass jedenfalls die in den Ausstiegsszenarien gemäß den Überlegungen und Analysen von ahu und EMCP von Veränderungen betroffenen Maßnahmen (und damit Rückstellungskategorien) zum Betrachtungsstichtag im Wesentlichen nach der Ansammlungsmethode (Abschnitt 6.4.2) gebildet wurden, konkret nach Maßgabe der in den einzelnen Tagebauen geförderten Kohlemengen (als Indikator für den „Verursachungsgrad“).
- Diese Prämisse impliziert, dass (zum Betrachtungsstichtag) für noch nicht ausgekohlte Mengen, noch nicht in Anspruch genommenen Flächen etc. noch keine Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung gebildet wurden und eine frühzeitige Beendigung der Auskohlung in den Tagebauen in den Ausstiegsszenarien insoweit auch keine Veränderung des zum Bilanzstichtag maßgeblichen Preis-Mengengerüsts mit sich bringt. Auswirkungen auf die (annahmegemäß im Referenzszenario) bilanzierten Rückstellungen können sich in den Ausstiegsszenarien dennoch ergeben, und zwar aufgrund einer Verschiebung der zugrundeliegenden Ausgaben bzw. Auszahlungen auf der Zeitachse (erste Komponente der Folgekosten). Der

Werteffekt ist in diesen Fällen abhängig von dem unterstellten Realzinssatz, d. h. der Differenz aus nominalem Abzinsungssatz einerseits und Kostensteigerungsrate (Inflation) andererseits.

- Aus der Veränderung zukünftiger Fördermengen gegenüber dem Referenzszenario abgeleitete Folgewirkungen (tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben) wurden gesondert bzw. zusätzlich zu dem Effekt auf die zum Betrachtungsstichtag bereits gebildeten Rückstellungen dargestellt und bewertet (zweite Komponente der Folgekosten). Um eine wertmäßige Verdichtung dieser erwarteten tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben auf den Betrachtungsstichtag sowie eine sinnvolle, mit der ersten Komponente der Folgekosten aggregierte Darstellung zu erlauben, erfolgte die Bewertung der tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben analog zu der Methodik der Rückstellungsbilanzierung gemäß handelsrechtlichen Regelungen. Dazu wurde den identifizierten und geschätzten tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben zunächst ein zeitliches Profil zugeordnet. Im Anschluss erfolgte, wie oben bereits dargelegt, eine Diskontierung unter Anwendung der für langfristige Rückstellungen anzuwendenden Abzinsungssätze gemäß § 253 Abs. 2 HGB.
- Die Addition der Werteinflüsse aus den beiden vorangehend beschriebenen Komponenten führt zu Folgekosten im Sinne des für Zwecke dieses Gutachtens verfolgten Ansatzes. Diese sind in absoluter Höhe beziffert.
- „Folgekosten“ können – wie in Abschnitt 6.1 dargelegt – auch dahingehend interpretiert werden, dass sich etwaige Minderausgaben bzw. Minderkosten für bestimmte (wesentliche) Maßnahmen der Rekultivierung unterproportional zu einer zugrundeliegenden Mengenreduktion (in den Ausstiegsszenarien) verhalten und damit „spezifisch“ zu einer Kostenerhöhung und insofern zu wirtschaftlichen Nachteilen für die betroffenen Unternehmen führen. Wir gehen in Abschnitt 6.7 gesondert auf diesbezügliche Überlegungen und ausgewählte Elemente ein.

Soweit die individuelle Datenlage und/oder Strukturierung der zugrundeliegenden Analysen bei einzelnen Revieren oder Tagebauen eine in einzelnen Elementen differenzierte Vorgehensweise erforderte, gehen wir in den folgenden Abschnitten individuell darauf ein.

## 6.6 Abschätzung und Bewertung der Folgekosten

Entsprechend der im vorangehenden Abschnitt dargestellten Vorgehensweise erfolgte die Abschätzung und Bewertung der Folgekosten für die betroffenen Reviere bzw. Tagebaue in den beiden Ausstiegsszenarien zweistufig bzw. durch Simulation und Quantifizierung von zwei verschiedenen Komponenten:

- Erste Komponente: „Parallelverschiebung“ von Ausgaben- bzw. Zahlungsprofilen auf der Zeitachse entsprechend den – verglichen mit dem Referenzszenario – geänderten Zeitpunkten zur Beendigung der Auskohlung und damit des laufenden Tagebaubetriebs.

Grafisch lässt sich die angesprochene Verschiebung anhand der nachfolgenden Darstellung veranschaulichen. Der Grafik liegt ein hypothetisches und rein exemplarisches Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofil (Zeitraum: Jahr 1 bis Jahr 50) zugrunde, welches keinen konkreten Bezug zu den ggf. für die nachfolgende Ermittlung der Folgekosten unterstellten Profilen aufweist.



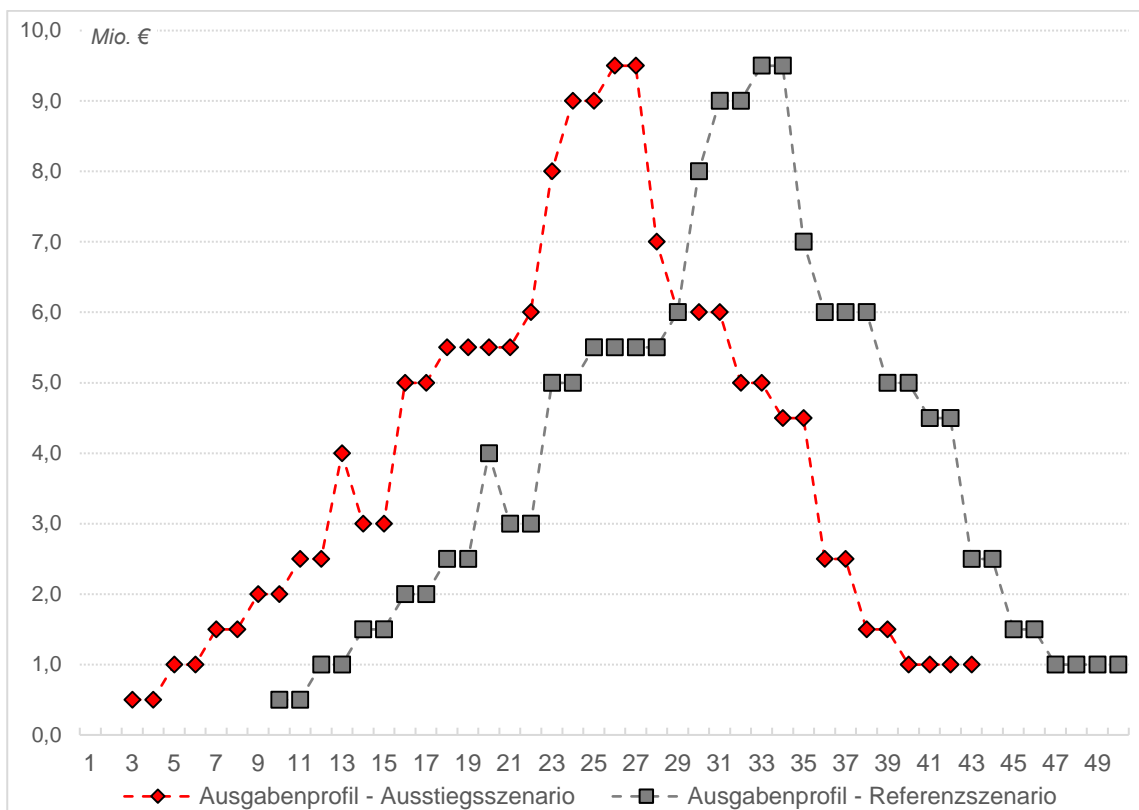


Abbildung 121: Exemplarische Darstellung der Verschiebung eines Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils über einen Zeitraum von 50 Jahren

Die Grafik berücksichtigt nicht die mit einer zeitlichen Verschiebung einhergehenden Inflationierungs- oder Diskontierungseffekte.

- Konzeptionell korrespondiert dieses Element unter den für Zwecke dieses Gutachtens getroffenen und oben erläuterten Annahmen mit einer Veränderung der zum Betrachtungsstichtag (unter Bezugnahme auf in der Vergangenheit bereits ausgekohlte Mengen) bereits gebildeten Rückstellungen für Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung.
- Zweite Komponente: Gesonderte Bewertung und Ansatz von tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben (speziell für Maßnahmen der Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung), die sich in den Ausstiegsszenarien (verglichen mit dem Referenzszenario) aufgrund einer abweichenden Entwicklung und Gesamtsumme der zukünftig noch auszukohlenden Mengen und der damit verbundenen Auswirkungen auf tagebau-technische Rahmenbedingungen und Parameter ergeben. Grundlegend hierfür waren die in vorangehenden Kapiteln dieses Gutachtens ausführlich dargestellten Analysen und Auswertungen durch ahu und EMCP.

Beide Komponenten wurden rechnerisch (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 ermittelt und führen aggregiert zu den Folgekosten im Sinne des in diesem Gutachten verfolgten Ansatzes. Mithin umfassen die so definierten Folgekosten konzeptionell den wirtschaftlichen bzw. finanziellen Effekt einer Veränderung des Ausgabenprofils und -niveaus (für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung) sowohl in Bezug auf zum Betrachtungsstichtag bereits ausgekohlte Mengen (erste Komponente) als auch in Bezug auf zukünftige Fördermengen (zweite Komponente).

Die entsprechenden Kalkulationen haben wir unter Verwendung von jährlichen Kostensteigerungsraten in Höhe von 1,5 %, 2,0 % und 2,5 % durchgeführt, um zumindest in Teilen auch ein Spektrum zu reflektieren, das – sofern aus öffentlich verfügbaren Daten ersichtlich – den entsprechenden Kalkulationen der RWE Power, der MIBRAG und der der LEAG zugrunde liegt.

## 6.6.1 Lausitzer Revier

### Einleitende Anmerkungen

Für die Abschätzung der Folgekosten im Lausitzer Revier wurde mangels hinreichend detaillierter Angaben aus den öffentlich verfügbaren Informationen und den für Zwecke dieses Gutachtens zugänglichen Quellen zu den maßgeblichen Preis-, Mengen- und zeitlichen Elementen auf einen vereinfachten, unabhängig von dem konkreten Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofil anwendbaren Ansatz zur Ermittlung der Auswirkungen auf die bestehenden Rückstellungen (erste Komponente) zurückgegriffen. Die Abschätzung der tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben (zweite Komponente) beruht auf den entsprechenden Analysen der beteiligten Tagebauexperten.

Die für unsere Analysen primär relevanten Maßnahmen bzw. Kategorien liegen gemäß Tudeshki (2018) für die relevanten Tagebaue Nochten und Reichwalde in prozentualer Verteilung für den Stichtag 31.12.2016 vor.<sup>273</sup> Für den Tagebau Nochten haben die wasserwirtschaftlichen Ausgleichsmaßnahmen einen Anteil von rund 7 % an den relevanten Gesamtkosten der Wiedernutzbarmachung. Die Kosten für Restraumgestaltung (rund zwei Drittel) und Rekultivierung (etwa ein Viertel) stellen den Großteil der Kosten für die Nutzbarmachung dar. Der Tagebau Reichwalde verzeichnet etwa gleiche Kostenanteile für die Restraumgestaltung und die Rekultivierung (je 45 % bis 50 %). Die wasserwirtschaftlichen Maßnahmen haben hier einen Anteil von gut 7 % an den relevanten Gesamtkosten.

Für den Tagebau **Nochten** ergibt sich in Szenario A1 eine nahezu unveränderte Gesamtfördermenge für den Zeitraum ab 01.01.2019 (-0,5 Mio. t) im Vergleich zum Referenzszenario, welche mit einer um ca. fünf Jahre vorgezogenen Beendigung des Förderbetriebs einhergeht. Die Fördermenge bleibt in Szenario A2 im Vergleich zu Szenario A1 unverändert. Dies gilt auch für den 5 Jahre früheren Zeitpunkt der Beendigung des laufenden Tagebaubetriebs.

Für den Tagebau **Reichwalde** ergibt sich in Szenario A1 eine um 123 Mio. t geringere Kohlenförderung gegenüber dem Referenzszenario. Der Rückgang der Fördermenge in Szenario A2 ist nahezu identisch. Im Unterschied dazu wird die (verbleibende) Förderdauer in Szenario A1 um fünf Jahre verringert, während sie in Szenario A2 um sieben Jahre kürzer ausfällt (jeweils verglichen mit dem Referenzszenario).

### Erste Komponente: Auswirkung auf bilanzierte Rückstellungen

Die folgende Tabelle zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden zinsbezogenen Auswirkungen eines frühzeitigen Ausstiegs auf die Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung bei den Tagebauen Nochten und Reichwalde. Auf eine entsprechende Darstellung für die Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd wurde mangels materieller Veränderungen in den beiden Ausstiegsszenarien verzichtet.

<sup>273</sup> Um die Gewichtungen vergleichbar zu den anderen Revieren darzustellen wurden die in MTC (2018) angegebenen Gewichtungen um den Anteil der hier nicht betrachteten Kategorie „Verlegungen“ bereinigt und die daraus resultierende neue relative Gewichtung der relevanten Maßnahmen angegeben.

Lausitzer Revier – erste Komponente der Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Delta	IRR*	Realzins	Delta	IRR*	Realzins
<b>Inflationierung: 1,5 % p. a.</b>						
Nochten	15	2,50 %	1,00 %	15	2,50 %	1,00 %
Reichwalde	5	2,50 %	1,00 %	7	2,50 %	1,00 %
<b>Summe</b>	<b>20</b>			<b>22</b>		
<b>Inflationierung: 2,0 % p. a.</b>						
Nochten	7	2,50 %	0,50 %	7	2,50 %	0,50 %
Reichwalde	3	2,50 %	0,50 %	4	2,50 %	0,50 %
<b>Summe</b>	<b>10</b>			<b>11</b>		
<b>Inflationierung: 2,5 % p. a.</b>						
Nochten	-	2,50 %	0,00 %	-	2,50 %	0,00 %
Reichwalde	-	2,50 %	0,00 %	-	2,50 %	0,00 %
<b>Summe</b>	<b>-</b>			<b>-</b>		

\* Interner Zinsfuß („Internal Rate of Return“).

Tabelle 46: Lausitzer Revier – erste Komponente der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die in Tabelle 46 in Mio. € ausgewiesenen Veränderungen („Delta“) sind jeweils (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bezogen und gegen das Referenzszenario kalkuliert. Im Fall des Lausitzer Reviers wurden dabei zur Ermittlung der absoluten Beträge („Delta“) im Rahmen eines vereinfachten Berechnungsschemas die entsprechenden Rückstellungsbeträge zum Stichtag 31.12.2017 als Bezugsgröße herangezogen. Positive Werte sind dabei als Erhöhung des Rückstellungsbedarfs für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung zu interpretieren und tragen insofern zu den Folgekosten bei. Zur Herleitung der relevanten tagebaubezogenen Rückstellungen wurden die Anteile der Tagebaue Nochten und Reichwalde an den bergbaubedingten Rückstellungen der LEAG zum Stichtag 31.12.2016<sup>274</sup> basierend auf der allgemeinen Entwicklung der bergbaubedingten Rückstellungen der LEAG zum 31.12.2017 fortgeschrieben, wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

	Bergbaubedingte Rückstellungen 31.12.2016 [Mio. €]	Anteil [%]	Bergbaubedingte Rückstellungen 31.12.2017 [Mio. €]	Anteil [%]
LEAG gesamt	1.530,7	100	1.621,8	100
Nochten	276,0	18	292,4	18
Reichwalde	96,6	6	102,3	6

Tabelle 47: Nochten und Reichwalde – „allokierte“ bergbaubedingte Rückstellungen (hergeleitete Werte sind farbig hinterlegt). Alle Werte sind gerundet.

Die Anteile der bergbaubedingten Rückstellungen für die Tagebaue Nochten und Reichwalde in Höhe von jeweils 18 % bzw. 6 % wurden auf Basis der Angaben aus Tudeshki (2018) zu der Verteilung der entsprechenden Rückstellungen (der LEAG) auf einzelne Kategorien und insbesondere Tagebaue abgeleitet.

Im Rahmen des genannten, auf die vorhandene Daten- und Informationslage adaptierten Ansatzes wurde der wertmäßige Effekt einer einheitlichen Verschiebung („Parallelverschiebung“) des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils (d. h. der Inanspruchnahme der zugrundeliegenden Rückstellungen) entsprechend der Verkürzung des laufenden Betriebs der Tagebaue Nochten und Reichwalde abgeleitet. Dazu wurde auf die zugrundeliegenden anteiligen, auf den 31.12.2017 fortgeschriebenen Rückstellungsbeträge in Höhe von 292,4 Mio. €

<sup>274</sup> Die Berechnung erfolgte auf Basis der relativen Anteile an den Rückstellungen wie in Tudeshki (2018) angegeben.

für Nochten und 102,3 Mio. € für Reichwalde ein Koeffizient multiplikativ angewendet, welcher gerade den wertmäßigen Einfluss einer solchen Parallelverschiebung der Ausgaben bzw. Auszahlungen auf Inflations- und Diskontierungseffekte gleichermaßen reflektiert. Dieser Koeffizient ermittelt sich wie folgt:

$$\left( \frac{1 + \text{Inflationsrate}}{1 + \text{Abzinsungssatz}} \right)^t$$

Hierbei repräsentiert  $t$  die zeitliche Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils (in Jahren). Dieser Parameter nimmt in dem – hier einschlägigen – Fall zeitlich vorgezogener Ausgaben bzw. Auszahlungen negative Werte an. Bei einem Realzins von Null nimmt der dargestellte Koeffizient einen Wert von Eins an, so dass aus der ersten Komponente kein Beitrag zu den Folgekosten resultieren.

Der in Tabelle 46 jeweils ausgewiesene interne Zinsfuß reflektiert einen durchschnittlichen gewichteten Abzinsungssatz und kann insoweit mit der (durchschnittlichen, gewichteten) Restlaufzeit der Verpflichtung, d. h. dem Zeithorizont für die zukünftigen Wiedernutzbarmachungs- und Rekultivierungsmaßnahmen schwanken.

Für Zwecke der Diskontierung wurde im Fall des Lausitzer Reviers – in Ermangelung eines konkreten Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils – ein einheitlicher Abzinsungssatz in Höhe von 2,50 % angesetzt.

### Zweite Komponente: Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben

Tabelle 48 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben bei den Tagebauen Nochten und Reichwalde.

Lausitzer Revier – zweite Komponente der Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Delta	IRR	Realzins	Delta	IRR	Realzins
<b>Inflationierung: 1,5 % p. a.</b>						
Nochten	-	-	-	-	-	-
Reichwalde	13	1,90 %	0,40 %	13	1,90 %	0,40 %
<b>Summe</b>	<b>13</b>			<b>13</b>		
<b>Inflationierung: 2,0 % p. a.</b>						
Nochten	-	-	-	-	-	-
Reichwalde	13	1,84 %	-0,16 %	13	1,84 %	-0,16 %
<b>Summe</b>	<b>13</b>			<b>13</b>		
<b>Inflationierung: 2,5 % p. a.</b>						
Nochten	-	-	-	-	-	-
Reichwalde	14	1,75 %	-0,75 %	14	1,75 %	-0,75 %
<b>Summe</b>	<b>14</b>			<b>14</b>		

Tabelle 48: Lausitzer Revier – zweite Komponente der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die in Tabelle 48 in Mio. € ausgewiesenen Veränderungen („Delta“) sind jeweils (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bezogen und gegen das Referenzszenario kalkuliert, für welches der Betrag für die tagebaubedingten Mehr oder Minderausgaben per Definition gleich Null ist.

Für den Tagebau Nochten ergeben sich aufgrund bezüglich der Fördermenge identischer Szenarien (Referenzszenario, A1, A2) keine tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben.

Für den Tagebau Reichwalde führt Szenario A1 (Szenario A2 nahezu identisch) im Saldo der verschiedenen identifizierten Positionen zu moderaten tagebaubedingten Mehrausgaben. Wesentliches Element sind dabei erhebliche Mehrvolumina, die einer Rütteldruckverdichtung zuzuführen sind. Einsparungen wurden hingegen insbesondere bei der Restraumgestaltung (insbesondere der Flutung des Restlochs) identifiziert. Die entsprechenden Positionen bzw. Beträge sind Tabelle 31 zu entnehmen.



Die im Zuge der Bewertung der zweiten Komponente der Folgekosten angenommene zeitliche Verteilung der tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben stellt sich für den Tagebau Reichwalde in Szenario A1 zusammengefasst wie folgt dar:

Reichwalde – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 [Mio. €]						
	2019-2024	2025-2029	2030-2039	2040-2049	2050 ff.	Summe.
Restraumgestaltung	-	4	12	-1	-2	13
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	-	-	-	-
Rekultivierung	-	-	-	-	-	-
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	4	12	-1	-2	13

Tabelle 49: Reichwalde – Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1. Alle Werte sind gerundet.

Die Beträge sind in der Tabelle vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ausgewiesen.

Aus Wesentlichkeitsgründen („rechnerisch“ lediglich geringer zeitlicher Versatz) wurde auf eine weitere Differenzierung bzw. gesonderte Ausarbeitung für Szenario A2 verzichtet.

Die im Sinne der Definition von Folgekosten als im Zusammenhang mit Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung stehenden Ausgaben bzw. Auszahlungen sind auf den Tagebau Reichwalde bezogene Minderausgaben in Zusammenhang mit (in den Szenarien A1 und A2 entbehrlichen) Infrastrukturinvestitionen in der obigen Kalkulation und Darstellung nicht enthalten. Diese wurden mit einem Betrag in der Größenordnung von 240 Mio. € abgeschätzt und betreffen vorbereitende Maßnahmen für Umstellungen und den Übergang in das Nordost-Feld, die Verlegung einer Eisenbahntrasse sowie Ersatzflächen für ein Truppenübungsgelände.

### Zusammenfassung: Folgekosten

Tabelle 50 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden Folgekosten bei den Tagebauen Nochten und Reichwalde. Die Folgekosten im Sinne des für dieses Gutachten definierten Ansatzes setzen sich zusammen aus dem mit der zeitlichen Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils einhergehenden wertmäßigen Effekt auf die zum Betrachtungsstichtag (bzw. im Fall des Lausitzer Reviers: 31.12.2017) bilanzierten Rückstellungen (erste Komponente) einerseits, sowie den tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben (zweite Komponente) andererseits.

Lausitzer Revier – Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe
<b>Inflationierung: 1,5 % p.</b>						
<b>a.</b>						
Nochten	15	-	15	15	-	15
Reichwalde	5	13	18	7	13	20
<b>Summe</b>	<b>20</b>	<b>13</b>	<b>33</b>	<b>22</b>	<b>13</b>	<b>35</b>
<b>Inflationierung: 2,0 % p.</b>						
<b>a.</b>						
Nochten	7	-	7	7	-	7
Reichwalde	3	13	16	4	13	17
<b>Summe</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>23</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>24</b>
<b>Inflationierung: 2,5 % p.</b>						
<b>a.</b>						
Nochten	-	-	-	-	-	-
Reichwalde	-	14	14	-	14	14
<b>Summe</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>14</b>

Tabelle 50: Lausitzer Revier – Zusammenfassung der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die oben dargestellten Gesamtbeträge sind aufgrund der gegebenen Umstände und Rahmenbedingungen mit Unsicherheit bzw. Unwägbarkeiten verbunden. Hierzu tragen die heterogene Daten- und Informationslage in den einzelnen Revieren ebenso bei wie der im Rahmen der Erstellung dieses Gutachtens nicht mögliche Zugang zu den betroffenen Unternehmen oder auch den Bergämtern. Diesbezügliche, weitergehende Möglichkeiten zur Informationsbeschaffung und Validierung von Annahmen und Schätzungen hätten möglicherweise zu weiteren und/oder nennenswert abweichenden Erkenntnissen hinsichtlich Folgekosten-relevanter Sachverhalte und deren Quantifizierung geführt. Darüber hinaus berücksichtigt die Quantifizierung der Folgekosten weitere, außerhalb der Sphäre der unmittelbaren Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung liegende, möglicherweise kostenbeeinflussende Faktoren nicht dezidiert. Hierzu kann diverser Ressourcenbedarf aus notwendigen Umplanungen bei den betroffenen Unternehmen ebenso gehören wie Belastungen aus zeitlichen Verzögerungen bei notwendigen Genehmigungsprozessen.

## 6.6.2 Mitteldeutsches Revier

### Einleitende Anmerkungen

Für die Abschätzung der Folgekosten im Mitteldeutschen Revier wurden die insbesondere aus der geltenden Vorsorgevereinbarung ersichtlichen Daten und Angaben mithilfe der beteiligten Tagebauexperten ergänzt und fortentwickelt sowie in ein Schema der maßgeblichen Maßnahmen bzw. Kategorien innerhalb der Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung gegliedert. Unter Verwendung einer einheitlichen (zukünftig erwarteten) jährlichen Preissteigerungsrate erfolgte dann die Überführung in ein zeitlich gestaffeltes Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofil. Letzteres bildete die Grundlage insbesondere für die Quantifizierung der ersten Komponente der Folgekosten.

Die für unsere Analysen primär relevanten Maßnahmen bzw. Kategorien verteilen sich gemäß den verfügbaren Unterlagen und Quellen sowie diesbezüglicher Einschätzungen der beteiligten Tagebauexperten für den Tagebau Profen mit rund drei Vierteln auf Restraumgestaltung, zu ca. einem Fünftel auf Rekultivierung und ferner auf wasserwirtschaftliche Maßnahmen nach Tagebauende. Bezüglich der Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain verteilen sich die Maßnahmen prozentual etwa analog auf die genannten Kategorien.

Der Schwerpunkt des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils liegt im Referenzszenario (gemessen an barwertig betrachteten Beträgen) im Zeitraum bis 2040, in dem rund 70 % aller Ausgaben im Tagebau Profen anfallen. Im Gegensatz zum Tagebau Profen liegt der Ausgabenfokus des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain im Zeitraum 2040 bis 2060, auf welchen rund 70 % aller Ausgaben entfallen. Ähnlich wie im Rheinischen Revier kann dies wesentlich durch einmalige (und in diesem Sinne „investive“) erwartete Ausgaben für die Errichtung von Anlagen zur Restseebefüllung begründet werden.

Zusammengefasst stellen sich die angesprochenen Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofile für die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain im Referenzszenario wie folgt dar:

<b>Profen – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario [Mio. €]</b>						
	<b>2019-2024</b>	<b>2025-2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>2040-2049</b>	<b>2050 ff.</b>	<b>Summe</b>
Restraumgestaltung	-	-	81	25	16	<b>122</b>
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	1	1	3	<b>4</b>
Rekultivierung	-	-	23	3	7	<b>33</b>
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	<b>105</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>159</b>

Tabelle 51: Profen – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario. Alle Werte sind gerundet.

<b>Verein. Schleenhain – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario [Mio. €]</b>						
	<b>2019-2024</b>	<b>2025-2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>2040-2049</b>	<b>2050 ff.</b>	<b>Summe.</b>
Restraumgestaltung	-	-	18	98	38	<b>154</b>
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	0	2	5	<b>7</b>
Rekultivierung	-	-	8	26	9	<b>43</b>
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	<b>26</b>	<b>126</b>	<b>52</b>	<b>204</b>

Tabelle 52: Vereinigtes Schleenhain – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario. Alle Werte sind gerundet.

Bei den oben dargestellten Beträgen handelt es sich um diejenigen (zukünftigen) Ausgaben, für welche nach dem in diesem Gutachten zur Abschätzung der Folgekosten verfolgten Ansatz (sowie den dazu getroffenen

Annahmen) aufgrund der Verursachung durch bereits ausgekohlte Mengen bereits entsprechende Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung gebildet wurden. Sie bilden insofern die Grundlage für die erste Komponente der Folgekosten.

Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben, wie sie in der zweiten Komponente der Folgekosten zum Tragen kommen, existieren für das Referenzszenario per Definition nicht.

Die Beträge sind in den Tabellen vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ausgewiesen.

Für den Tagebau **Profen** ergibt sich in Szenario A1 eine um ca. 15 Mio. t Braunkohle geringere Gesamtfördermenge, welche mit einer um ca. ein Jahr früheren Beendigung des Förderbetriebs einhergeht. In Szenario A2 fällt die Reduktion der Gesamtfördermenge mit ca. 0,7 Mio. t signifikant geringer aus. Die Reduktion der Laufzeit ist dabei – aufgrund einer abweichenden Mengenverteilung – mit einem Jahr vergleichbar zu Szenario A1.

Bezogen auf den Tagebau **Vereinigtes Schleenhain** ergibt sich in den beiden Ausstiegsszenarien eine gegenüber dem Referenzszenario um ca. vier Jahre (Szenario A1) bzw. ein Jahr (Szenario A2) kürzere Förderdauer. Entsprechend ergibt sich für Szenario A1 eine deutlich reduzierte Fördermenge von ca. 47 Mio. t und für Szenario A2 eine geringere Reduktion von ca. 10 Mio. t.

### Erste Komponente: Auswirkung auf bilanzierte Rückstellungen

Tabelle 53 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden zinsbezogenen Auswirkungen eines frühzeitigen Ausstiegs auf die Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung bei den Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain.

<b>Mitteldeutsches Revier – erste Komponente der Folgekosten [Mio. €]</b>						
	<b>Szenario A1</b>			<b>Szenario A2</b>		
	<b>Delta</b>	<b>IRR</b>	<b>Realzins</b>	<b>Delta</b>	<b>IRR</b>	<b>Realzins</b>
<b><i>Inflationierung: 1,5 % p. a.</i></b>						
Profen	5	2,42 %	0,92 %	2	2,45 %	0,95 %
Vereinigtes Schleenhain	8	2,47 %	0,97 %	2	2,50 %	1,00 %
<b>Summe</b>	<b>13</b>			<b>4</b>		
<b><i>Inflationierung: 2,0 % p. a.</i></b>						
Profen	3	2,42 %	0,42 %	1	2,46 %	0,46 %
Vereinigtes Schleenhain	5	2,47 %	0,47 %	1	2,50 %	0,50 %
<b>Summe</b>	<b>8</b>			<b>2</b>		
<b><i>Inflationierung: 2,5 % p. a.</i></b>						
Profen	1	2,42 %	-0,08 %	0	2,46 %	-0,04 %
Vereinigtes Schleenhain	2	2,47 %	-0,03 %	0	2,50 %	0,00 %
<b>Summe</b>	<b>3</b>			<b>1</b>		

Tabelle 53: Mitteldeutsches Revier – erste Komponente der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet. <sup>275</sup>

Die in Tabelle 53 in Mio. € ausgewiesenen Veränderungen („Delta“) sind jeweils (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bezogen und gegen das Referenzszenario kalkuliert. Positive Werte sind dabei als Erhöhung des Rückstellungsbedarfs für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung zu interpretieren und tragen insofern zu den Folgekosten bei. Der in der Tabelle jeweils ausgewiesene interne Zinsfuß reflektiert einen durchschnittlichen gewichteten Abzinsungssatz und kann insoweit mit der (durchschnittlichen, gewichteten) Restlaufzeit der Verpflichtung, d. h. dem Zeithorizont für die zukünftigen Wiedernutzbarmachungs- und Rekultivierungsmaßnahmen schwanken.

<sup>275</sup> Die Rundung der Zahlen kann dazu führen, dass die Summe aus zwei gerundet Null ergebenden Positionen von Null abweicht, z. B. ergibt  $0,4 + 0,4 = 0,8$ , gerundet:  $0 + 0 = 1$ .



Analog zu den im vorangehenden Abschnitt für das Lausitzer Revier gegebenen Erläuterungen kann die erste Komponente der Folgekosten auch hier als Folgewirkung einer „Parallelverschiebung“ des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils (d. h. der Inanspruchnahme der zugrundeliegenden Rückstellungen) entsprechend der Verkürzung des laufenden Betriebs der Tagebaue interpretiert werden. Jedoch erfolgte im Fall des Mitteldeutschen Reviers die entsprechende Modellierung individuell auf Ebene der einzelnen Ausgaben- bzw. Auszahlungsposten. Da die anzulegenden Zeiträume (für die Ausgaben- bzw. Auszahlungen und damit Inanspruchnahme der Rückstellungen) im Fall des Mitteldeutschen Reviers jeweils individuell abgeschätzt wurden, ergeben sich angesichts der hinterlegten, „normalen“ Zinsstrukturkurve (d. h. in der Restlaufzeit tendenziell ansteigende Abzinsungssätze) zusätzliche Werteffekte aus einer Veränderung der Rechnungszinssätze – erkennbar an einer Veränderung des IRR (interner Zinsfuß).

Trotz der – festgemacht an positiven jährlichen Fördermengen – im Fall des Tagebaus Profen in den Szenarien A1 und A2 identischen Endzeitpunkte für den laufenden Tagebaubetrieb haben wir bei der Abschätzung der ersten Komponente der Folgekosten für Szenario A1 (verglichen mit Szenario A2) einen insgesamt leicht vorgezogenen Beginn der Maßnahmen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung und somit eine leichte zusätzliche Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils abgebildet. Hintergrund sind die in Szenario A1 gegen Ende des Betriebszeitraums sehr geringen jährlichen Fördermengen.

Auf eine gesonderte tabellarische Zusammenfassung der Ausgaben- bzw. Zahlungsprofile für die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain in den Szenarien A1 und A2 wird aufgrund der insgesamt lediglich moderaten Veränderungen (gemessen am Referenzszenario) verzichtet.

### Zweite Komponente: Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben

Tabelle 54 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben bei den Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain.

Mitteldeutsches Revier – zweite Komponente der Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Delta	IRR	Realzins	Delta	IRR	Realzins
<b>Inflationierung: 1,5 % p. a.</b>						
Profen	107	2,32 %	0,82 %	-	n. a.	n. a.
Vereinigtes Schleenhain	-10	n. a.	n. a.	-	n. a.	n. a.
<b>Summe</b>	<b>97</b>			-		
<b>Inflationierung: 2,0 % p. a.</b>						
Profen	115	2,32 %	0,32 %	-	n. a.	n. a.
Vereinigtes Schleenhain	-10	n. a.	n. a.	-	n. a.	n. a.
<b>Summe</b>	<b>105</b>			-		
<b>Inflationierung: 2,5 % p. a.</b>						
Profen	124	2,32 %	-0,18 %	-	n. a.	n. a.
Vereinigtes Schleenhain	-9	n. a.	n. a.	-	n. a.	n. a.
<b>Summe</b>	<b>114</b>			-		

Tabelle 54: Mitteldeutsches Revier – zweite Komponente der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die in Tabelle 54 in Mio. € ausgewiesenen Veränderungen („Delta“) sind jeweils (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bezogen und gegen das Referenzszenario kalkuliert, für welches der Betrag für die tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben per Definition gleich Null ist.

Für den Tagebau Profen resultieren die tagebaubedingten Mehrausgaben in Szenario A1 im Wesentlichen aus dem Problem der Abraumbeschaffung und -logistik. Die entsprechenden Positionen bzw. Beträge sind Tabelle 32 zu entnehmen.

Die im Zuge der Bewertung der zweiten Komponente der Folgekosten angenommene zeitliche Verteilung der tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben stellt sich für den Tagebau Profen in Szenario A1 zusammengefasst wie folgt dar:

Profen – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 [Mio. €]						
	2019-2024	2025-2029	2030-2039	2040-2049	2050 ff.	Summe.
Restraumgestaltung	-	-	-	-	-	-
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	8	-	-	8
Rekultivierung	-	-	-	-	-	-
Abraumbewegung	-	-	113	-	-	113
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	<b>121</b>	-	-	<b>121</b>

Tabelle 55: Profen – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1. Alle Werte sind gerundet.

Die Beträge sind in der Tabelle vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ausgewiesen.

Aufgrund lediglich minimaler Differenzen in der noch zu fördernden Gesamtmenge (verglichen mit dem Referenzszenario) war eine zusätzliche Analyse und gesonderte Ausarbeitung zu etwaigen tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A2 entbehrlich bzw. ohne Relevanz.

Im Tagebau Vereinigtes Schleenhain setzen sich die im Saldo ermittelten Minderausgaben aus einer Reihe von Einzelpositionen zusammen, die sowohl das Abbaufeld Peres als auch das Abbaufeld Grotzscher Dreieck betreffen. Die entsprechenden Positionen bzw. Beträge sind Tabelle 37 zu entnehmen.

Die im Zuge der Bewertung der zweiten Komponente der Folgekosten angenommene zeitliche Verteilung der tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben stellt sich für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain in Szenario A1 zusammengefasst wie folgt dar:

Verein. Schleenhain – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 [Mio. €]						
	2019-2024	2025-2029	2030-2039	2040-2049	2050 ff.	Summe.
Restraumgestaltung	-	-	-33	24	2	-7
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	-5	1	2	-2
Rekultivierung	-	-	-	-	-	-
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	<b>-38</b>	<b>25</b>	<b>4</b>	<b>-9</b>

Tabelle 56: Vereinigtes Schleenhain – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1. Alle Werte sind gerundet.

Die Beträge sind in der Tabelle vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ausgewiesen.

Auch hier erfolgte aufgrund einer Mengendifferenz von lediglich untergeordneter Bedeutung keine zusätzliche Detailanalyse von Szenario A2.

### Zusammenfassung: Folgekosten

Tabelle 57 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden Folgekosten bei den Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain. Die Folgekosten im Sinne des für dieses Gutachten definierten Ansatzes setzen sich zusammen aus dem mit der zeitlichen Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils einhergehenden wertmäßigen Effekt auf die zum Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bilanzierten Rückstellungen (erste Komponente) einerseits sowie den tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben (zweite Komponente) andererseits.

Mitteldeutsches Revier – Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe
<b><i>Inflationierung: 1,5 % p. a.</i></b>						
Profen	5	107	112	2	-	2
Vereinigtes Schleenhain	8	-10	-2	2	-	2
<b>Summe</b>	<b>13</b>	<b>97</b>	<b>110</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>4</b>
<b><i>Inflationierung: 2,0 % p. a.</i></b>						
Profen	3	115	118	1	-	1
Vereinigtes Schleenhain	5	-10	-5	1	-	1
<b>Summe</b>	<b>8</b>	<b>105</b>	<b>113</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b><i>Inflationierung: 2,5 % p. a.</i></b>						
Profen	1	124	125	0	-	0
Vereinigtes Schleenhain	2	-9	-8	0	-	0
<b>Summe</b>	<b>3</b>	<b>114</b>	<b>117</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>

Tabelle 57: Mitteldeutsches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die oben dargestellten Gesamtbeträge sind aufgrund der gegebenen Umstände und Rahmenbedingungen mit erhöhter Unsicherheit bzw. Unwägbarkeiten verbunden. Hierzu tragen die heterogene Daten- und Informationsslage in den einzelnen Revieren ebenso bei wie der im Rahmen der Erstellung dieses Gutachtens nicht mögliche Zugang zu den betroffenen Unternehmen oder auch den Bergämtern. Diesbezügliche, weitergehende Möglichkeiten zur Informationsbeschaffung und Validierung von Annahmen und Schätzungen hätten möglicherweise zu weiteren und/oder nennenswert abweichenden Erkenntnissen hinsichtlich Folgekosten-relevanter Sachverhalte und deren Quantifizierung geführt. Darüber hinaus berücksichtigt die Quantifizierung der Folgekosten weitere, außerhalb der Sphäre der unmittelbaren Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung liegende, möglicherweise kostenbeeinflussende Faktoren nicht dezidiert. Hierzu kann diverser Ressourcenbedarf aus notwendigen Umplanungen bei den betroffenen Unternehmen ebenso gehören wie Belastungen aus zeitlichen Verzögerungen bei notwendigen Genehmigungsprozessen.

### 6.6.3 Rheinisches Revier

#### Einleitende Anmerkungen

Für die Abschätzung der Folgekosten im Rheinischen Revier wurden zunächst die aus Tudeshki (2017) und RWTH (2017) vorhandenen Daten zu Preis-, Kosten- und Mengenelementen in ein Schema der maßgeblichen Maßnahmen bzw. Kategorien innerhalb der Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung gegliedert, betragsmäßig auf den Betrachtungstichtag 31.12.2018 fortgeschrieben und zuletzt unter Verwendung einer einheitlichen (zukünftig erwarteten) jährlichen Preissteigerungsrate in ein zeitlich gestaffeltes Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofil überführt. Letzteres bildete die Grundlage insbesondere für die Quantifizierung der ersten Komponente der Folgekosten.

Die für unsere Analysen primär relevanten Maßnahmen bzw. Kategorien verteilen sich im Referenzszenario beim Tagebau Hambach zu gut 80 % auf Restraumgestaltung und zu knapp 20 % auf Rekultivierung. Die wasserwirtschaftlichen Maßnahmen nach Tagebauende spielen nach diesem Maßstab (auf den Bilanzstichtag fortgeschriebene Erfüllungsbeträge; vor Inflationierung und Diskontierung) hingegen keine nennenswerte Rolle. Für den Tagebau Garzweiler belaufen sich die entsprechenden Verteilungskennziffern auf rund 58 %, 8 % und 34 %. Die wasserwirtschaftlichen Maßnahmen nach Tagebauende sind hier folglich von wesentlich größerer Bedeutung bei der Wiedernutzbarmachung des Tagebaus. Der Schwerpunkt des Ausgaben- bzw. Zahlungsprofils liegt dabei im Referenzszenario (gemessen an barwertig betrachteten Beträgen) im Zeitraum 2040 bis 2060 mit rund 77 % aller Ausgaben (Tagebau Hambach). Dies ist insbesondere auf vergleichsweise hohe Einmalausgaben für den Bau von Anlagen und Infrastruktur zur Befüllung des Restsees zurückzuführen, die in diesen Zeitraum fallen. Für den Tagebau Garzweiler liegt der Schwerpunkt ebenfalls im Zeitraum 2040 bis 2060. Ähnlich wie beim Tagebau Hambach liegt der Grund in Ausgaben für die Errichtung von Anlagen zur Restseebefüllung sowie umfangreicheren Maßnahmen zur Böschungsgestaltung.

Aus den unter Kap. 5.3.3.3.3 Genannten Besonderheiten für den Tagebau Inden ergibt sich, dass dessen Folgekosten im Rahmen dieses Gutachtens nicht in gleicher Weise betrachtet werden können wie die der Tagebaue Hambach und Garzweiler. Er wird daher im Folgenden nicht betrachtet. Zusammengefasst stellen sich die angesprochenen Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofile für die Tagebaue Hambach und Garzweiler im Referenzszenario wie folgt dar:



<b>Hambach – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario [Mio. €]</b>						
	<b>2019-2024</b>	<b>2025-2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>2040-2049</b>	<b>2050 ff.</b>	<b>Summe</b>
Restraumgestaltung	-	-	60	339	305	<b>704</b>
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	-	0	2	<b>3</b>
Rekultivierung	40	33	67	22	-	<b>162</b>
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>40</b>	<b>33</b>	<b>126</b>	<b>362</b>	<b>307</b>	<b>868</b>

Tabelle 58: Hambach – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario. Alle Werte sind gerundet. <sup>276</sup>

<b>Garzweiler – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario [Mio. €]</b>						
	<b>2019-2024</b>	<b>2025-2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>2040-2049</b>	<b>2050 ff.</b>	<b>Summe</b>
Restraumgestaltung	-	-	-	30	759	<b>788</b>
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	-	-	470	<b>470</b>
Rekultivierung	15	13	25	20	37	<b>111</b>
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>1.267</b>	<b>1.370</b>

Tabelle 59: Garzweiler – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung im Referenzszenario. Alle Werte sind gerundet.

Bei den oben dargestellten Beträgen handelt es sich um diejenigen (zukünftigen) Ausgaben, für welche nach dem in diesem Gutachten zur Abschätzung der Folgekosten verfolgten Ansatz (sowie den dazu getroffenen Annahmen) aufgrund der Verursachung durch bereits ausgekohlte Mengen bereits entsprechende Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung gebildet wurden. Sie bilden insofern die Grundlage für die erste Komponente der Folgekosten.

Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben, wie sie in der zweiten Komponente der Folgekosten zum Tragen kommen, existieren für das Referenzszenario per Definition nicht.

Die Beträge sind in den Tabellen vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ausgewiesen.

<sup>276</sup> Die Rundung der Zahlen kann dazu führen, dass die Summe aus zwei gerundet Null ergebenden Positionen von Null abweicht, z. B. ergibt  $0,4 + 0,4 = 0,8$ , gerundet:  $0 + 0 = 1$ .

Für den Tagebau **Garzweiler** ergibt sich in Szenario A1 eine um ca. 50 Mio. t Braunkohle geringere Gesamtfördermenge, welche mit einer um ca. 14 Jahre vorgezogenen Beendigung des Förderbetriebs einhergeht. In Szenario A2 reduziert sich die Gesamtfördermenge nochmals um ca. 70 Mio. t, also um 120 Mio t gegenüber der Referenz.

Bezogen auf den Tagebau **Hambach** ergibt sich in den beiden Ausstiegsszenarien (identisch) eine gegenüber dem Referenzszenario um ca. 15 Jahre verkürzte Förderdauer, bei einer um knapp über 300 Mio. t Braunkohle reduzierten Gesamtfördermenge.

### Erste Komponente: Auswirkung auf bilanzierte Rückstellungen

Tabelle 60 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden zinsbezogenen Auswirkungen eines frühzeitigen Ausstiegs auf die Rückstellungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung für die Tagebaue Garzweiler und Hambach.

Rheinisches Revier – erste Komponente der Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Delta	IRR	Realzins	Delta	IRR	Realzins
<b>Inflationierung: 1,5 % p. a.</b>						
Hambach	113	2,27 %	0,77 %	113	2,27 %	0,77 %
Garzweiler	97	2,49 %	0,99 %	97	2,49 %	0,99 %
<b>Summe</b>	<b>210</b>			<b>210</b>		
<b>Inflationierung: 2,0 % p. a.</b>						
Hambach	77	2,31 %	0,31 %	77	2,31 %	0,31 %
Garzweiler	67	2,50 %	0,50 %	67	2,50 %	0,50 %
<b>Summe</b>	<b>144</b>			<b>144</b>		
<b>Inflationierung: 2,5 % p. a.</b>						
Hambach	29	2,34 %	-0,16 %	29	2,34 %	-0,16 %
Garzweiler	6	2,50 %	0,00 %	6	2,50 %	0,00 %
<b>Summe</b>	<b>35</b>			<b>35</b>		

Tabelle 60: Rheinisches Revier – erste Komponente der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die in Tabelle 60 in Mio. € ausgewiesenen Veränderungen („Delta“) sind jeweils (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bezogen und gegen das Referenzszenario kalkuliert. Positive Werte sind dabei als Erhöhung des Rückstellungsbedarfs für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung zu interpretieren und tragen insofern zu den Folgekosten bei. Der in der Tabelle jeweils ausgewiesene interne Zinsfuß reflektiert einen durchschnittlichen gewichteten Abzinsungssatz und kann insoweit mit der (durchschnittlichen, gewichteten) Restlaufzeit der Verpflichtung, d. h. dem Zeithorizont für die zukünftigen Wiedernutzbarmachungs- und Rekultivierungsmaßnahmen schwanken.

Analog zu den in dem vorangehenden Abschnitten für das Lausitzer und das Mitteldeutsche Revier gegebenen Erläuterungen kann die erste Komponente der Folgekosten auch hier grundsätzlich als Folgewirkung einer „Parallelverschiebung“ des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils (d. h. der Inanspruchnahme der zugrundeliegenden Rückstellungen) entsprechend der Verkürzung des laufenden Betriebs der Tagebaue interpretiert werden. Im Fall des Rheinischen Reviers erfolgte die entsprechende Modellierung (ebenso wie im Fall des Mitteldeutschen Reviers) individuell auf Ebene der einzelnen Ausgaben- bzw. Auszahlungsposten. Da die anzulegenden Zeiträume (für die Ausgaben- bzw. Auszahlungen und damit Inanspruchnahme der Rückstellungen) im Fall des Rheinischen Reviers jeweils individuell abgeschätzt wurden, ergeben sich angesichts der hinterlegten, „normalen“ Zinsstrukturkurve (d. h. in der Restlaufzeit tendenziell ansteigende Abzinsungssätze) zusätzliche Werteffekte aus einer Veränderung der Rechnungszinssätze – erkennbar an einer Veränderung des IRR (interner Zinsfuß).

Für das Rheinische Revier unterscheiden sich die beiden Ausstiegsszenarien hinsichtlich der zeitlichen Komponente (d. h. Beendigung der Braunkohleförderung) nicht. Insofern führt die Betrachtung der ersten Komponente der Folgekosten für die Szenarien A1 und A2 zu einem identischen Bild für jeden der beiden Tagebaue. Eine Differenzierung alleine aufgrund der in den Betriebsjahren (2037, 2038) in Szenario A2 für den Tagebau Garzweiler sehr geringen (Rest-)Fördermengen erfolgte hier aus Wesentlichkeitsgründen nicht.

Aufgrund der vorgenommenen Diskontierung mit perioden- bzw. laufzeitspezifischen Abzinsungssätzen können sich auch bei einem (auf Basis des internen Zinsfußes ausgewiesenen) Realzins nahe Null unwesentliche Effekte auf den Rückstellungsbetrag ergeben.

Zusammengefasst stellen sich die angesprochenen Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofile für die Tagebaue Hambach und Garzweiler in Szenario A1 wie folgt dar:

<b>Hambach – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in Szenario A1 [Mio. €]</b>						
	<b>2019-2024</b>	<b>2025-2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>2040-2049</b>	<b>2050 ff.</b>	<b>Summe.</b>
Restraumgestaltung	58	321	39	42	244	<b>704</b>
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	0	0	0	2	<b>3</b>
Rekultivierung	107	56	-	-	-	<b>162</b>
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>165</b>	<b>377</b>	<b>39</b>	<b>42</b>	<b>245</b>	<b>868</b>

Tabelle 61: Hambach – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in Szenario A1. Alle Werte sind gerundet.

<b>Garzweiler – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in Szenario A1 [Mio. €]</b>						
	<b>2019-2024</b>	<b>2025-2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>2040-2049</b>	<b>2050 ff.</b>	<b>Summe.</b>
Restraumgestaltung	-	-	223	41	525	<b>788</b>
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	-	69	48	353	<b>470</b>
Rekultivierung	30	25	30	27	-	<b>111</b>
Abraumbewegung	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>30</b>	<b>25</b>	<b>323</b>	<b>115</b>	<b>878</b>	<b>1.370</b>

Tabelle 62: Garzweiler – Ausgaben für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in Szenario A1. Alle Werte sind gerundet.

Die Beträge sind in den Tabellen vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ausgewiesen. Auf eine gesonderte tabellarische Zusammenfassung der Ausgaben- bzw. Zahlungsprofile in Szenario A2 wird mangels (zusätzlicher) Veränderungen bzw. Verschiebungen verzichtet: Die Szenarien A1 und A2 sind insoweit deckungsgleich.

### Zweite Komponente: Tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben

Die folgende Tabelle zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden tagesbaubedingten Mehr- oder Minderausgaben bei den Tagebauen Garzweiler und Hambach.

Rheinisches Revier – zweite Komponente der Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Delta	IRR	Realzins	Delta	IRR	Realzins
<b><i>Inflationierung: 1,5 % p. a.</i></b>						
Hambach	1.666	1,86 %	0,36 %	1.666	1,86 %	0,36 %
Garzweiler	-	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	364	2,48 %	0,98 %
<b>Summe</b>	<b>1.666</b>			<b>2.030</b>		
<b><i>Inflationierung: 2,0 % p. a.</i></b>						
Hambach	1.744	1,86 %	-0,14 %	1.744	1,86 %	-0,14 %
Garzweiler	-	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	403	2,48 %	0,48 %
<b>Summe</b>	<b>1.744</b>			<b>2.147</b>		
<b><i>Inflationierung: 2,5 % p. a.</i></b>						
Hambach	1.824	1,86 %	-0,64 %	1.824	1,86 %	-0,64 %
Garzweiler	-	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	447	2,48 %	-0,02 %
<b>Summe</b>	<b>1.824</b>			<b>2.271</b>		

Tabelle 63: Rheinisches Revier – zweite Komponente der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die in Tabelle 63 in Mio. € ausgewiesenen Veränderungen („Delta“) sind jeweils (barwertig) auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bezogen und gegen das Referenzszenario kalkuliert, für welches der Betrag für die tagesbaubedingten Mehr- oder Minderausgaben per Definition gleich Null ist.

Für den Tagebau Hambach ergeben sich aufgrund der Problematik fehlenden Abraums und in diesem Zusammenhang notwendiger „alternativer“ Abraumförderung und -logistik erhebliche Mehrausgaben in den beiden Ausstiegsszenarien, die bezüglich Fördermengen und zeitlicher Dimension zudem identisch sind. Hinzu kommen zusätzliche Sumpfung- und weitere wasserwirtschaftliche Maßnahmen, die bei „planmäßigem“ Weiterbetrieb (hier: gemäß Referenzszenario) nicht notwendig würden.

Die im Zuge der Bewertung der zweiten Komponente der Folgekosten angenommene zeitliche Verteilung der tagesbaubedingten Mehr- oder Minderausgaben stellt sich für den Tagebau Hambach in Szenario A1 (Szenario A2 identisch) zusammengefasst wie folgt dar:



Hambach – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1 [Mio. €]						
	2019-2024	2025-2029	2030-2039	2040-2049	2050 ff.	Summe.
Restraumgestaltung	-	-	-	-	-	-
Wasserwirtschaftliche Maßnahmen	-	458	114	-	-	<b>572</b>
Rekultivierung	-	-	-	-	-	-
Abraumbewegung	26	1.123	-	-	-	<b>1.149</b>
Sonstige	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>26</b>	<b>1.581</b>	<b>114</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.722</b>

Tabelle 64: Hambach – tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben in Szenario A1. Alle Werte sind gerundet.

Die Beträge in der Tabelle sind vor Inflationierungs- und Diskontierungseffekten ab 2019 ausgewiesen. Im Unterschied zu Tabelle 38, welche die (spezifischen) Kostensätze gemäß Tudeshki (2017) und RWTH (2017) zum Stichtag 31.12.2016 heranzieht, wurden die Kosten dabei auf den Betrachtungsstichtag 31.12.2018 eskaliert.

Für den Tagebau Garzweiler führt Szenario A1 entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 5.3.3.3.1.4 zu keinen nennenswerten Mehr- oder Minderausgaben und somit auch zu keinen diesbezüglichen Folgekosten (was die zweite Komponente anbelangt).

In Szenario A2 führt die signifikant (um weitere rund 70 Mio. t gegenüber Szenario A1) reduzierte Fördermenge bei Garzweiler ebenfalls zu einer erheblichen Abraumbroblematik und damit verbundenen Mehrausgaben, die wir für Zwecke der Quantifizierung des entsprechenden Beitrags zu den Folgekosten in der Mitte der in Abschnitt 5.4.2.3.1.4 genannten Wertbandbreite angesetzt und zeitlich im Zeitraum 2037 bis 2041 verortet haben.

Im Sinne einer Fokussierung auf in Zusammenhang mit Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung stehende Maßnahmen sind auf den Tagebau Garzweiler (Szenario A1) bezogene Minderausgaben in Zusammenhang mit Umsiedlungs- und Verlegemaßnahmen (Autobahnen) in der obigen Darstellung nicht enthalten. Diese wurden grob mit einem höheren zweistelligen Mio. €-Betrag abgeschätzt.

Aus den gleichen Beweggründen wurden etwaige Szenarien (d. h. potenzielle, szenario-bezogene Mehr- oder Minderausgaben) betreffend die Wiederherstellung der bzw. den Umgang mit der A61n nicht in die Abschätzung der Folgekosten einbezogen.

### Zusammenfassung: Folgekosten

Tabelle 65 zeigt die auf Basis der beschriebenen Analysen ermittelten, in den Szenarien A1 und A2 resultierenden Folgekosten bei den Tagebauen Garzweiler und Hambach. Die Folgekosten im Sinne des für dieses Gutachten definierten Ansatzes setzen sich zusammen aus dem mit der zeitlichen Verschiebung des Ausgaben- bzw. Auszahlungsprofils einhergehenden, wertmäßigen Effekt auf die zum Betrachtungsstichtag 31.12.2018 bilanzierten Rückstellungen (erste Komponente) einerseits sowie den tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben (zweite Komponente) andererseits.

Rheinisches Revier – Folgekosten [Mio. €]						
	Szenario A1			Szenario A2		
	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe	Erste Komponente	Zweite Komponente	Summe
<b><i>Inflationierung: 1,5 % p. a.</i></b>						
Hambach	113	1.666	1.779	113	1.666	1.779
Garzweiler	97	-	97	97	364	461
<b>Summe</b>	<b>210</b>	<b>1.666</b>	<b>1.876</b>	<b>210</b>	<b>2.030</b>	<b>2.240</b>
<b><i>Inflationierung: 2,0 % p. a.</i></b>						
Hambach	77	1.744	1.821	77	1.744	1.821
Garzweiler	67	-	67	67	403	471
<b>Summe</b>	<b>144</b>	<b>1.744</b>	<b>1.888</b>	<b>144</b>	<b>2.147</b>	<b>2.292</b>
<b><i>Inflationierung: 2,5 % p. a.</i></b>						
Hambach	29	1.824	1.853	29	1.824	1.853
Garzweiler	6	-	6	6	447	453
<b>Summe</b>	<b>35</b>	<b>1.824</b>	<b>1.859</b>	<b>35</b>	<b>2.271</b>	<b>2.306</b>

Tabelle 65: Rheinisches Revier – Zusammenfassung der Folgekosten. Alle Werte sind gerundet.

Die oben dargestellten Gesamtbeträge sind aufgrund der gegebenen Umstände und Rahmenbedingungen mit erhöhter Unsicherheit bzw. Unwägbarkeiten verbunden. Hierzu tragen die heterogene Daten- und Informationslage in den einzelnen Revieren ebenso bei wie der im Rahmen der Erstellung dieses Gutachtens nicht mögliche Zugang zu den betroffenen Unternehmen oder auch den Bergämtern. Diesbezügliche, weitergehende Möglichkeiten zur Informationsbeschaffung und Validierung von Annahmen und Schätzungen hätten möglicherweise zu weiteren und/oder nennenswert abweichenden Erkenntnissen hinsichtlich Folgekosten-relevanter Sachverhalte und deren Quantifizierung geführt. Darüber hinaus berücksichtigt die Quantifizierung der Folgekosten weitere, außerhalb der Sphäre der unmittelbaren Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung liegende, möglicherweise kostenbeeinflussende Faktoren nicht dezidiert. Hierzu kann diverser Ressourcenbedarf aus notwendigen Umplanungen bei den betroffenen Unternehmen ebenso gehören wie Belastungen aus zeitlichen Verzögerungen bei notwendigen Genehmigungsprozessen.

## 6.7 Veränderung von „spezifischen“ Kosten in den Ausstiegsszenarien

### 6.7.1 Einordnung in den Kontext der Analysen

Die Veränderung der Kosten für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung, wie in den vorhergehenden Kapiteln und Abschnitten dargestellt und ermittelt, führt zunächst zu einer Abschätzung der Veränderung der Kostensituation sowie der wirtschaftlichen bzw. finanziellen Lage der betroffenen Unternehmen in absoluten Beträgen. Um, wie oben skizziert, eine weitergehende Einordnung und Vergleichbarkeit – z. B. zwischen den einzelnen Revieren und Tagebauen – zu ermöglichen, bietet sich zusätzlich eine Normierung der absoluten Beträge durch eine mengenmäßige Bezugsgröße an. Mit Hilfe einer solchen Betrachtung werden spezifische Kostenänderungen in die Bewertung einbezogen. Für Zwecke eines Vergleichs zwischen den einzelnen Revieren und Tagebauen im Rahmen dieses Gutachtens wurden die Veränderungen der jeweils mit zukünftigen Fördermengen verknüpften Ausgaben bzw. Auszahlungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung (wie unten näher definiert) den Fördermengen in den einzelnen Szenarien gegenübergestellt, um eine Veränderung der spezifischen Kosten herleiten zu können.

In dieser Betrachtung führt eine Verringerung der noch auszukohlenden Mengen aufgrund einer zeitlich vorgezogenen Einstellung der Förderung in den Tagebauen bezogen auf die Kosten für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung dann zu einer wirtschaftlichen Belastung der betroffenen Unternehmen, wenn einem Mengenrückgang (in den Ausstiegsszenarien, verglichen mit dem Referenzszenario) kein entsprechender (d. h.

proportionaler) Rückgang bei den Ausgaben bzw. Auszahlungen für die entsprechenden Maßnahmen gegenübersteht.

### **6.7.2 Vorgehensweise und Auswertung**

Eine Indikation der Veränderung von spezifischen (d. h. mengenbezogenen) Kosten haben wir im Rahmen unserer Analysen anhand von Ausgaben bzw. Auszahlungen für Maßnahmen getroffen, die für die Wiedernutzbarmachung der Tagebaue im Referenzszenario sowie in den beiden Szenarien A1 und A2 nach Tagebauende anfallen bzw. mit diesen Maßnahmen in unmittelbarem Zusammenhang stehen (z. B. das Anlegen eines Depots in Hambach).

Um die jeweils als Bezugsgröße relevante Summe an Ausgaben bzw. Auszahlungen (je Tagebau) abzuschätzen, wurde vereinfachend und ausgehend von den beiden Parametern „Verursachungsgrad“ und „Erfüllungsbetrag“ (d. h. annahmegemäß durch den Tagebaubetrieb und Fördermengen der Vergangenheit verursachte, bereits über Rückstellung abgebildete zukünftige Ausgaben bzw. Auszahlungen; ohne Inflationierungs- und Diskontierungseffekte) der für das Referenzszenario zu erwartende, durch zukünftige Fördermengen verursachte (zusätzliche) Verpflichtungsumfang abgeschätzt. Dies erfolgte (rechnerisch) in einem ersten Schritt mittels „Hochschleusen“ des Verursachungsgrads (und damit des Verpflichtungsumfangs) auf einen Wert von 100 %. Durch anschließende Multiplikation mit dem Faktor  $(1 - \text{Verursachungsgrad})$  erfolgte dann die Adaption auf einen („theoretischen“, d. h. unter Voraussetzung der für die Abschätzung der Folgekosten verwendeten Prämissen und Annahmen abgeleiteten) Gesamtbetrag der mit zukünftigen Fördermengen in Verbindung stehenden Verpflichtungen für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung.

Die im Rahmen der hier angestellten indikativen Abschätzung für das Referenzszenario ermittelten spezifischen Folgekosten (je Tagebau) ergeben sich als Quotient aus dem genannten Gesamtbetrag und den entsprechenden (zukünftigen) Fördermengen.

Zur Abschätzung der Veränderung der spezifischen Kosten in den Szenarien A1 und A2 wurden die in den vorangehenden Abschnitten abgeleiteten und erläuterten tagebauspezifischen Mehr- oder Minderausgaben (vgl. zweite Komponente der Folgekosten) mit dem indikativen Gesamtbetrag des Referenzszenarios verrechnet. Das so modifizierte Ausgaben bzw. Auszahlungsniveau für Maßnahmen der Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung in den beiden Ausstiegsszenarien wurde zu den jeweils einschlägigen zukünftigen Fördermengen ins Verhältnis gesetzt, um zuletzt durch Vergleich der entsprechenden Verhältniszahlen die Differenz in den spezifischen Kosten abzuleiten.

Die hier angestellte, vereinfachte Betrachtung spezifischer Kosten steht in enger Relation zu der im Rahmen dieses Gutachtens definierten zweiten Komponente der Folgekosten: Bezogen auf zukünftige (d. h. nach dem Betrachtungsstichtag) zu fördernde Mengen können sich die Ausgaben bzw. Auszahlungen (Kosten) für Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung „spezifisch“ sowohl durch einen Rückgang dieser Mengen (in den Ausstiegsszenarien), als auch durch tagebaubedingte Mehr- oder Minderausgaben verändern. Die Betrachtung der spezifischen Kosten liefert dabei einen anderen Blickwinkel, ist aber ausdrücklich nicht kumulativ (d. h. im Sinne etwaiger zusätzlicher Folgekosten) zu der in Abschnitt 6.6 dargestellten Ermittlung der Folgekosten zu interpretieren.

Von Inflationierungs- und Diskontierungseffekte wurde im Rahmen der vorstehend skizzierten Kalkulationen abstrahiert.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse dieser Auswertung zusammen und zeigt die Veränderung der spezifischen Kosten je Tagebau in den beiden Ausstiegsszenarien.

Spezifische (Folge-)Kosten in den einzelnen Szenarien									
Referenzszenario			Szenario A1			Szenario A2			
Kostenbasis	Kohlemenge	Spezif. Kosten	Kostenbasis	Kohlemenge	Spezif. Kosten	Kostenbasis	Kohlemenge	Spezif. Kosten	
[Mio. €]	[Mio. t]	[€/t]	[Mio. €]	[Mio. t]	[€/t]	[Mio. €]	[Mio. t]	[€/t]	
<b>Rheinisches Revier</b>									
Hambach	1.177	499	2,4	2.899	191	15,2	2.899	191	15,2
Garzweiler	1.722	506	3,4	1.722	456	3,8	2.167	386	5,6
<b>Lausitzer Revier</b>									
Nochten	795	188	4,2	795	187	4,2	795	187	4,2
Reichwalde	433	242	1,8	446	119	3,8	446	119	3,8
<b>Mitteldeutsches Revier</b>									
Profen	205	104	2,0	325	89	3,6	205	104	2,0
Vereinigtes Schleenhain	283	203	1,4	274	156	1,8	283	193	1,5

Tabelle 66: Übersicht zur Veränderung der spezifischen Kosten der einzelnen Tagebaue. Alle Werte sind gerundet.

### Rheinisches Revier

Im Rheinischen Revier erfolgt in Szenario A1 gegenüber dem Referenzszenario im Zusammenhang mit dem früheren Ausstieg aus der Braunkohleförderung eine deutliche Erhöhung der spezifischen Kosten in beiden Tagebauen. Für die Gewinnung zusätzlichen Abraums fallen in den Ausstiegsszenarien A1 und A2 erhebliche Mehrkosten an. Im Tagebau Hambach erhöhen sich die so definierten spezifischen Kosten in Szenario A1 auf das mehr als Sechsfache (von 2,4 €/t auf 15,2 €/t). Grund dafür ist die sehr starke Reduktion der Fördermenge (ab 01.01.2019) von rund 500 Mio. t auf weniger als 200 Mio. t sowie die hohen Kosten für die Abraumbeschaffung. Die spezifischen Kosten des Tagebaus Garzweiler steigen hingegen um rund 12 % auf 3,8 €/t, einhergehend mit einer moderateren Reduktion der Fördermenge um ca. 50 Mio. t. Im Rahmen von Szenario A2 bleiben die spezifischen Kosten des Tagebaus Hambach im Vergleich zu Szenario A1 in gleicher Höhe (15,2 €/t) bestehen, während sie beim Tagebau Garzweiler weiter auf 5,6 €/t ansteigen. Grund dafür ist die gleichbleibende abzubauen Kohlemenge für Hambach (191 Mio. t) in beiden Szenarien sowie die Reduktion der Mengen des Tagebaus Garzweiler in Szenario A2 um weitere 70 Mio. t verglichen mit Szenario A1 (bzw. um insgesamt 120 Mio. t verglichen mit dem Referenzszenario).

### Lausitzer Revier

Um die Veränderung der spezifischen Kosten für die Tagebaue Reichwalde und Nochten abzuschätzen, wurden der Vorsorgevereinbarung mit dem Land Sachsen zunächst die seitens der LEAG angesetzten Kosten für die Wiedernutzbarmachung nach Tagebauende entnommen. Mehrkosten (im Sinne tagebaubedingter Mehrausgaben) betreffen ausschließlich den Tagebau Reichwalde.

Für den Tagebau Nochten ergibt sich nach Rundung keine Veränderung der spezifischen Kosten in den Szenarien A1 und A2 gegenüber dem Referenzszenario. Dies ist auf eine nur geringfügig geringere (noch zu



fördernde) Braunkohlemenge der beiden Szenarien gegenüber dem Referenzszenario zurückführen. Die spezifischen Kosten des Tagebaus (entsprechend der einleitend dargestellten Abgrenzung) betragen 4,2 €/t. Die spezifischen Kosten des Tagebaus Reichwalde betragen im Referenzszenario rund 1,8 €/t. In den Szenarien A1 und A2 steigen die Kosten jeweils auf rund 3,8 €/t. Dieser vergleichsweise starke Anstieg auf ungefähr das Doppelte geht einher mit einer ausgeprägten Verringerung der Auskohlung bzw. Fördermenge von 242 Mio. t auf 119 Mio. t.

Wie oben beschrieben, wurden die für den Tagebau Reichwalde quantifizierten, in den beiden Ausstiegsszenarien als hinfällig erachteten Infrastrukturmaßnahmen (Volumen: 240 Mio. €) bewusst nicht in die Betrachtung der Folgekosten einbezogen, da für letztere im Rahmen dieses Gutachtens Ausgaben bzw. Auszahlungen als maßgeblich definiert wurden, die die Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung der in Anspruch genommenen Flächen betreffen und insofern im Regelfall nach Beendigung der Förderung und damit des laufenden Tagebaubetriebs anfallen.

Dennoch haben wir für Informationszwecke eine ergänzende Kalkulation erstellt, welche den Einfluss der angesprochenen, in den Szenarien A1 und A2 „ersparten“ Infrastrukturmaßnahmen auf die spezifischen Kosten bzw. deren Veränderung für den Tagebau Reichwalde zeigt. Die entsprechenden Effekte sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

	Referenzszenario			Szenario A1			Szenario A2		
	Kostenbasis	Kohlemenge	Spezif. Kosten	Kostenbasis	Kohlemenge	Spezif. Kosten	Kostenbasis	Kohlemenge	Spezif. Kosten
	[Mio. €]	[Mio. t]	[€/t]	[Mio. €]	[Mio. t]	[€/t]	[Mio. €]	[Mio. t]	[€/t]
Reichwalde	433	242	1,8	206	119	1,7	206	119	1,7

Tabelle 67: Veränderung der spezifischen Kosten des Tagebaus Reichwalde unter Berücksichtigung von investiven Minderausgaben. Alle Werte sind gerundet.

Eine Einführung der angesprochenen Minderausgaben in Höhe von 240 Mio. € in die Betrachtung würde demgemäß – unter ansonsten unveränderten Prämissen – in den beiden Ausstiegsszenarien zu (gegenüber dem Referenzszenario) verminderten spezifischen Kosten für den Tagebau Reichwalde führen. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Betrachtung zum einen die ansonsten gewählte Definition bzw. Ebene des Folgekostenbegriffs verlässt, zum anderen jedoch weitergehende Aspekte (wie in den Ausstiegsszenarien entfallende Erlöse und Deckungsbeiträge) weiterhin nicht berücksichtigt.

### Mitteldeutsches Revier

Die spezifischen Kosten der Tagebaue des Mitteldeutschen Reviers sind insbesondere in Szenario A1 Veränderungen unterworfen. Die spezifischen Kosten des Tagebaus Profen verdoppeln sich mit +1,6 €/t in Szenario A1 gegenüber dem Referenzszenario ausgehend von 2,0 €/t. Da Szenario A2 des Tagebaus Profen gegenüber dem Referenzszenario keine weiteren Änderungen in der Fördermenge mit sich bringt, bleiben die spezifischen Kosten stabil. Die spezifischen Kosten des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain verändern sich ebenfalls nur in Szenario A1 verglichen mit dem Referenzszenario spürbar. Hier steigen die Kosten von rund 1,4 €/t auf 1,8 €/t, während sie sich in Szenario A2 nicht materiell (+0,1 €/t) verändern.

## **7 ANALYSE DER TRAGFÄHIGKEIT AUS SICHT DER UNTERNEHMEN**

---

### **7.1 Vorüberlegungen**

In Bezug auf die Rückstellungen und die Deckung der Wiedernutzbarmachungskosten ergeben sich für die Unternehmen und mittelbar weitere Beteiligte bzw. Betroffene verschiedene Risiken.

Zum einen ist a priori nicht gesichert, dass die liquiden Mittel zur tatsächlichen Bezahlung der Maßnahmen bereits zum Zeitpunkt einer frühzeitigen Stilllegung des Tagebaus vorliegen. Zum anderen ergeben sich durch veränderte Kosten der Wiedernutzbarmachung und verkürzte Restlaufzeiten dynamische Anpassungsprozesse bei der Rückstellungsbildung. Die Auswirkungen, die eine frühere Stilllegung und zeitlich verlagerte Rückbau- bzw. Rekultivierungs- und Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen des Tagebaus auf die Höhe der Rückstellungen (und den zugrundeliegenden Auszahlungen bzw. Ausgaben) haben, sind von verschiedenen Faktoren (variabler Kostenanteil der Wiedernutzbarmachungskosten, Abzinsungsfaktor und Restlaufzeit, Bilanzierungsmethode, erwartete Preisentwicklungen) abhängig.

Die Änderung der geplanten Flächeninanspruchnahme, mögliche Abraumdefizite und weitere Folgewirkungen einer vorzeitigen Beendigung der Braunkohleförderung und Stilllegung des Tagebaus können bspw. über veränderte Endfiguren, abweichende Uferlängen, Restseeevolumina oder Effekte auf die Böschungsgestaltung abweichende Planungsgrundlagen, Maßnahmen und Ausgabenprofile erfordern. Diese können den Rückstellungsbedarf unmittelbar (d. h. direkt zu einem aktuellen Stichtag) und auch zukünftig beeinflussen.

In vorangehendem Kapitel 6 wurden die diesbezüglich im Rahmen unserer Analysen abgeleiteten Ergebnisse dargestellt und erläutert. In diesem Zusammenhang wurde keine Aussage dahingehend getroffen, ob bzw. inwieweit (auch) die tagebaubedingten Mehr- oder Minderausgaben (zweite Komponente der Folgekosten) bereits zum Betrachtungsstichtag 31.12.2018 zu einer aufwandswirksamen Bildung weiterer Rückstellungen führen könnten oder müssten. Konzeptionell und entsprechend dem im Rahmen unserer Analysen verfolgten Ansatz wäre zunächst von einer ratierlichen Dotierung entsprechender Rückstellungen nach dem Betrachtungsstichtag und verteilt über den verbleibenden (in den Szenarien A1 und A2 jeweils verkürzten) Förder- bzw. Betriebszeitraum auszugehen.

In einer (inhärent dynamischen) Gesamtbetrachtung wäre diesbezüglich die Frage zu analysieren, ob Rückstellungen bis zu einem gegebenen (und im Fall der Ausstiegsszenarien vorgezogenen) Zeitpunkt gebildet werden können, um den Nominalwert der geschätzten Ausgaben bzw. Auszahlungen für die Wiedernutzbarmachung zu erreichen (unter Berücksichtigung der Restlaufzeit, der Rechnungszinssätze und des veränderten Ausgabenprofils). Auf der Vermögens- bzw. Aktivseite sollte zum jeweiligen Zeitpunkt der tatsächlichen Ausgaben bzw. Auszahlungen (für dann durchzuführende Maßnahmen der Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung) ausreichend frei verfügbare Liquidität vorhanden sein, um die Ausgaben bzw. Auszahlungen zu diesem früheren Zeitpunkt leisten zu können.

### **7.2 Statische Betrachtung**

Mangels spezifischer zukunftsgerichteter bzw. Plandaten aus den betroffenen Unternehmen (z. B. was die Ertragssituation und Liquiditätsentwicklung anbelangt) folgte die Abschätzung zur Tragfähigkeit einer Belastung aus (zusätzlich zu bildenden) Rückstellungen bis auf weiteres einer statischen (rein bilanziellen) Perspektive, festgemacht an dem jeweiligen bilanziellen Eigenkapital.

<b>Bilanzielles Eigenkapital gemäß Jahresabschlüssen der Tagebaubetreiber [Mio. €]</b>				
	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2018</b>
RWE Power	2.037	2.037	2.037	2.037
LEAG	1018	656	627	n.v.
MIBRAG	424	403	383	n.v.

Tabelle 68: Bilanzielles Eigenkapital gemäß Jahresabschlüssen (HGB)

<b>Bergbaubedingte Rückstellungen gemäß Jahresabschlüssen der Tagebaubetreiber [Mio. €]</b>				
	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2018</b>
RWE Power	2.299	2.759	3.064	2.787
LEAG	1.416	1.531	1.622	n.v.
MIBRAG	138	162	189	n.v.

Tabelle 69: Bergbaubedingte Rückstellungen gemäß Jahresabschlüssen (HGB)

Dabei ist zu beachten, dass die alleinige Betrachtung der Auswirkungen der Folgekosten auf die Rückstellungen zu kurz greift. Durch die veränderten Planungsparameter, insbesondere die durch die Verkürzung der Kraftwerkslaufzeiten bedingten fehlenden Umsatzerlöse und Deckungsbeiträge, ergeben sich weitere Auswirkungen auf das Eigenkapital, die derzeit nicht abzuschätzen, in einer Gesamtbetrachtung aber durchaus relevant sind.

Die im vorangehenden Kapitel für das Rheinische Revier abgeleiteten Folgekosten würden – bei isolierter Betrachtung, unter Ausblendung etwaiger kompensierender Effekte und bei unterstellter unmittelbarer Aufwandswirksamkeit sämtlicher Folgekosten (durch Bildung zusätzlicher Rückstellungen) – bei bestimmten Parameterkonstellationen (jedenfalls in Szenario A2) zu einer bilanziellen Überschuldung der RWE Power führen.

Die RWE Power war bzw. ist gemäß dem letzten verfügbaren Jahresabschluss über einen Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der RWE AG verbunden. Letztere wies gemäß Jahresabschluss zum 31.12.2018 nach handelsrechtlicher Rechnungslegung ein Eigenkapital in Höhe von 5.654 Mio. € aus. Wegen dieses des Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages (d. h. Verlustausgleich zugunsten der RWE Power, entsprechende Minderung des Reinvermögens der RWE AG) würde sich zum Betrachtungsstichtag 31.12.2018 keine bilanzielle Überschuldung der RWE AG ergeben.

Die im vorangehenden Kapitel für das Lausitzer Revier abgeleiteten Folgekosten würden – bei isolierter Betrachtung, unter Ausblendung etwaiger kompensierender Effekte und bei unterstellter unmittelbarer Aufwandswirksamkeit sämtlicher Folgekosten (durch Bildung zusätzlicher Rückstellungen) – nicht zu einer bilanziellen Überschuldung der LEAG führen. Diese Aussage basiert auf dem handelsrechtlichen Eigenkapital der Gesellschaft zum 31.12.2017. Die bereits oben postulierte, vollständige Betrachtung der Verhältnisse bedingt auch eine Betrachtung der operativen Ergebnisse der Gesellschaft. Die LEAG erwirtschaftete in den letzten Jahren Verluste, die das Eigenkapital weiter aufgezehrt haben. Zudem ist die LEAG nicht über einen Verlustübernahmevertrag in einen weiteren Haftungsverbund eingeschlossen.

Die im vorangehenden Kapitel für das Mitteldeutsche Revier abgeleiteten Folgekosten würden – bei isolierter Betrachtung, unter Ausblendung etwaiger kompensierender Effekte und bei unterstellter unmittelbarer Aufwandswirksamkeit sämtlicher Folgekosten (durch Bildung zusätzlicher Rückstellungen) – nicht zu einer bilanziellen Überschuldung der MIBRAG führen. Diese Aussage basiert auf dem handelsrechtlichen Eigenkapital der Gesellschaft zum 31.12.2017.

Die MIBRAG war bzw. ist gemäß dem letzten verfügbaren Jahresabschluss über einen Ergebnisabführungsvertrag mit der JTSD - Braunkohlebergbau GmbH verbunden. Letztere wies gemäß Jahresabschluss zum 31.12.2017 nach handelsrechtlicher Rechnungslegung ein Eigenkapital in Höhe von 160 Mio. € aus. Auch für die MIBRAG gilt, dass die laufenden Ergebnisse in die Gesamtbetrachtung einzuführen sind.

### 7.3 Dynamische Betrachtung

Eine ganzheitliche dynamische (d. h. zukunftsgerichtete) Betrachtung im Sinne der in Abschnitt 7.1 skizzierten Überlegungen halten wir auf Basis der für Zwecke dieses Gutachtens gegebenen Informations- und Datenkonstellation nicht für sinnvoll und valide darstellbar.

Diese dynamische Betrachtung würde eine primär liquiditätsorientierte Sichtweise einnehmen und in diesem Zusammenhang auf die Frage abzielen, ob die Tagebaubetreiber zum Zeitpunkt der tatsächlichen Durchführung von Rekultivierungs- und Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen über eine ausreichende Ausstattung mit liquiden Mitteln (oder liquiditätsnahen, d. h. kurzfristig liquidierbaren Vermögensgegenständen) verfügen, um die mit den Maßnahmen einhergehenden Ausgaben bzw. Auszahlungen tatsächlich zu bestreiten.

Die Bilanzen der betroffenen Unternehmen (gemäß den veröffentlichten Jahresabschlüssen) deuten darauf hin, dass die bergbaubedingten Rückstellungen insgesamt nicht in gleicher Höhe mit liquiden oder vergleichbaren (kurzfristig verfügbaren) Finanzmitteln hinterlegt sind. Dies impliziert wiederum, dass die Tagebaubetreiber zwischenzeitlich aus weiterem Betriebsvermögen Renditen und Liquiditätszuflüsse erwirtschaften müssen, um Ausgaben bzw. Auszahlungen für Rekultivierungs- und Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen bei Fälligkeit leisten zu können.

Die in den beiden Ausstiegsszenarien abgebildete vorgezogene Beendigung der Förderung und Verstromung von Braunkohle kann insofern negative wirtschaftliche Auswirkungen auf die angesprochene betriebliche Substanz der Tagebaubetreiber und ihrer verbundenen Unternehmen mit sich bringen, als deren (zukünftiges) Ertragspotenzial – beispielsweise im Fall von Kraftwerksanlagen – geschmälert wird. Bilanziell, und damit im Sinne der im vorangehenden Abschnitt dargelegten statischen Betrachtung, würden mit diesem Umstand ggf. Wertberichtigungen im Anlagevermögen und damit Minderungen des Eigenkapitals einhergehen. Eine zielgenaue Einbeziehung und Abschätzung solcher Wechselwirkungen halten wir ohne Rückgriff beispielsweise auf kraftwerkspezifische Erlös- und Kostenstrukturen nicht für belastbar.

Vergleichbares (betreffend die Erfordernis der Interaktionen mit den betroffenen Unternehmen, um zu plausiblen und validen Aussagen zu gelangen) gilt unseres Erachtens in Bezug auf die Einbeziehung solcher Tagebaue (und etwaiger Interdependenzen) in die Betrachtung, welche im Rahmen dieses Gutachtens – mangels Entstehung von Folgekosten – nicht analysiert wurden, bei denen jedoch gleichwohl Rekultivierungs- und Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen durchzuführen und entsprechende Finanzmittel aufzubringen sind (sein werden).

Ferner können Einsatz und Verwendung von betrieblichen Vermögenswerten – eben zur Erzielung von Einnahmeüberschüssen und Generierung der für Rekultivierungs- und Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen bereitzustellenden Liquidität – nicht nur von strategischen und geschäftspolitischen Entscheidungen der Unternehmensführung abhängig sein, sondern auch regulatorischen, vertraglichen oder anderweitigen („faktischen“) Restriktionen unterliegen. In solche (potenziellen) Randbedingungen einer zukunftsgerichteten Finanz- und Liquiditätsbetrachtung bestand im Rahmen der Erstellung des Gutachtens kein Einblick.

Mit Blick auf die Mittelverwendung (d. h. Ausgaben bzw. Auszahlungen für Rekultivierungs- und Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen) selbst erlaubten die zugänglichen Unterlagen und Informationen keine über die Reviere und Tagebaue hinweg annähernd konsistente Abschätzung des relevanten Gesamtvolumens (an Ausgaben bzw. Auszahlungen) je Tagebaubetreiber (einschließlich der zeitlichen Profile). Ein Zugang beispielsweise zu den zuständigen Bergämtern hätte hier nach unserer Erwartung Erkenntnisgewinne bringen können.



## **8 LITERATURVERZEICHNIS**

---

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030 – Version 2019, Zweiter Entwurf, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Zahlen-Daten-Fakten.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten.pdf) [Letzter Zugriff: 25.09.2019].
- Aachener Zeitung (2016): Die A44n – Eine Autobahn, die im Geheimen gebaut wird. Artikel vom 11.04.2016, [https://www.aachener-zeitung.de/nrw-region/die-a44n-eine-autobahn-die-im-geheimen-gebaut-wird\\_aid-24537685](https://www.aachener-zeitung.de/nrw-region/die-a44n-eine-autobahn-die-im-geheimen-gebaut-wird_aid-24537685) [Letzter Zugriff: 26.11.2019].
- Aachener Zeitung (2017): RWE-Power sieht Ausstieg aus Braunkohleverstromung ab 2030, [https://www.aachener-zeitung.de/nrw-region/rwe-power-sieht-ausstieg-aus-braunkohleverstromung-ab-2030\\_aid-24873567](https://www.aachener-zeitung.de/nrw-region/rwe-power-sieht-ausstieg-aus-braunkohleverstromung-ab-2030_aid-24873567) [Letzter Zugriff: 14.11.2019].
- BCG, Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland, [https://www.zvei.org/fileadmin/user\\_upload/Presse\\_und\\_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade\\_fuer\\_Deutschland\\_BDI-Studie\\_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf](https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf) [Letzter Zugriff: 25.09.2019].
- Benthaus F-C., Gockel G, Uhlmann W., Geller W., Hansel H., Nitsche C. & Grünewald U. (2014): Wasserwirtschaftliche Sanierung. In: Drebenstedt K. & Kuyumcu M. (Hrsg.) (2014): Braunkohlesanierung – Grundlagen, Geotechnik, Wasserwirtschaft, Brachflächen, Rekultivierung, Vermarktung. Springer-Vieweg. S. 265-381.
- Bezirksregierung Köln, Braunkohlensausschuß (1995): Braunkohlenplan Garzweiler II: Kap. 2.6
- Bezirksregierung Köln (2009): Braunkohlenplan Inden Räumlicher Teilabschnitt II, [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/leistungen/abteilung03/32/braunkohlenplanung/braunkohlenplaene/plan\\_in-den\\_teilabschnitt\\_zwei/textliche\\_darstellung.pdf](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/leistungen/abteilung03/32/braunkohlenplanung/braunkohlenplaene/plan_in-den_teilabschnitt_zwei/textliche_darstellung.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].
- Bezirksregierung Köln (2017a): Klausurtagung Braunkohlensausschuss am 13.10.2017 – Vortragsfolien, [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/gremien/braunkohlensausschuss/sitzungen/index.html](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/braunkohlensausschuss/sitzungen/index.html) [Letzter Zugriff: 26.11.2019].
- Bezirksregierung Köln (2017b): Braunkohlensausschuß, Sitzungsvorlage für die 157. Sitzung des Braunkohlensausschusses am 30. November 2017, Drucksache BKA 0688: [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/gremien/braunkohlensausschuss/sitzungen/sitzung\\_157/01.pdf](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/braunkohlensausschuss/sitzungen/sitzung_157/01.pdf) [Letzter Zugriff: 26.11.2019].
- BMU (2016): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf) [Letzter Zugriff: 25.09.2019]
- BMW (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3) [Letzter Zugriff: 24.09.2019].
- BNetzA (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019 - 2030, [https://www.netzausbau.de/Shared-Docs/Downloads/DE/2030\\_V19/SR/Szenariorahmen\\_2019-2030\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/Shared-Docs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].
- BNetzA (2019): Kraftwerksliste, [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/KW\\_Strommarkt\\_02\\_2019.jpg;jsessionid=8879136221DA6BDFC2C6DD1DCE5C8216?\\_\\_blob=poster&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KW_Strommarkt_02_2019.jpg;jsessionid=8879136221DA6BDFC2C6DD1DCE5C8216?__blob=poster&v=2) [Letzter Zugriff: 29.11.2019],
- Braunkohleplan Tagebau Nochten (1994): Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien. <https://www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/braunkohlenplanung/braunkohlenplanung/tagebau-nochten.html> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Braunkohlenplan Tagebau Nochten (2014): Fortschreibung. In Kraft getreten am 15.05.2014. Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien. <https://www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/braunkohlenplanung/braunkohlenplanung/tagebau-nochten/fortschreibung-des-braunkohlenplans-nochten-2014.html> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Braunkohlenplan Tagebau Nochten (2017): 2. Fortschreibung, Aufstellungsbeschluss. Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien. <https://www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/braunkohlenplanung/braunkohlenplanung/tagebau-nochten/2-fortschreibung-des-braunkohlenplans-tagebau-nochten.html> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Braunkohlenplan Tagebau Reichwalde (1994): Braunkohlenplan für das Vorhaben Weiterführung des Tagebaues Reichwalde 1994 bis Auslauf. Regionale Planungsstelle Oberlausitz-Niederschlesien, Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien. Vom Sächsischen Staatsministerium für Umwelt und Landesentwicklung am 31.01.1994 genehmigt und für verbindlich erklärt. Internetfassung <https://www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/braunkohlenplanung/braunkohlenplanung/tagebau-reichwalde/braunkohlenplan-reichwalde-1994.html> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Braunkohleplan Tagebau Welzow-Süd (2004): Verordnung über den Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt I. Vom 21.06.2004. Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg, Teil II – Verordnungen. GVBl.II/04, [Nr. 24], S.614 ff. Ohne Karten. [http://bravors.brandenburg.de/br2/sixcms/media.php/76/GVBl\\_II\\_24\\_2004.pdf](http://bravors.brandenburg.de/br2/sixcms/media.php/76/GVBl_II_24_2004.pdf) [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2014): Verordnung über den Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd, Weiterführung in den räumlichen Teilabschnitt II und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I (Brandenburgischer Teil). Vom 21. August 2014. Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg, Teil II – Verordnungen. GVBl.II, Nr. 58, Ohne Planfassung und Karten.

Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd (2015): Weiterführung in den räumlichen Teilabschnitt II und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I (sächsischer Teil). Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien. In Kraft getreten am 16.07.2015. <https://www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/braunkohlenplanung/braunkohlenplanung/tagebau-welzow-sued/braunkohlenplan-tagebau-welzow-sued-weiterfuehrung-in-den-raeumlichen-teilabschnitt-ii-und-aenderung-im-raeumlichen-teilabschnitt-i-saechsischer-teil.html> Mit Planfassung und Karten. [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Buja H.O. (2013): Ingenieurhandbuch Bergbautechnik. Beuth Verlag.

BUND NRW (2019): [https://www.bund-nrw.de/fileadmin/nrw/dokumente/braunkohle/2019\\_05\\_Kohleausstieg\\_Rheinisches\\_Revier.pdf](https://www.bund-nrw.de/fileadmin/nrw/dokumente/braunkohle/2019_05_Kohleausstieg_Rheinisches_Revier.pdf) [Letzter Zugriff: 26.11.2019].

Bundesregierung (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD – 19. Legislaturperiode, <https://www.bundesregierung.de/re-source/blob/975226/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf?download=1> [Letzter Zugriff: 25.09.2019]

Bundesverband Braunkohlen: <https://kohlenstatistik.de/1-0-Home.html> [Letzter Zugriff: 26.11.2019].

DEBRIV (2017a): Braunkohle in Deutschland, Berlin, 30.08.2017.

DEBRIV (2017b): Revierkarte Lausitz. <https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/03/Revierkarte-Lausitz.pdf> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

DEBRIV (2017c): Revierkarte Mitteldeutschland, <https://braunkohle.de/media/mediathek/> [Letzter Zugriff: 12.11.2019]

DEBRIV (2017d): Lagerstätten Braunkohle 2017, <https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/03/Lagerst%C3%A4tten-Braunkohle-2017.pdf> [Letzter Zugriff: 25.11.2019]

- DEBRIV (2017e): Revierkarten, <https://braunkohle.de/101-0-Revierkarten.html> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].
- DEBRIV (2019a): <https://braunkohle.de/media/mediathek/> [Letzter Zugriff: 12.11.2019]
- DEBRIV (2019b): Excel-Datei, „Förderung nach Tagebauen.xlsx“, E-Mail vom 17.07.2019.
- Drebenstedt, C., Kuyumcu, M. (Hrsg.) (2014): Braunkohlesanierung - Grundlagen, Geotechnik, Wasserwirtschaft, Brachflächen, Rekultivierung, Vermarktung, Springer Vieweg.
- DTV (2017): Erstellung und Bewertung eines Trassenkorridors für die A61n: [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/gremien/braunkohlenausschuss/sitzungen/sitzung\\_klausurtagung\\_20171013/vortrag\\_05.pdf](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/braunkohlenausschuss/sitzungen/sitzung_klausurtagung_20171013/vortrag_05.pdf) [Letzter Zugriff: 26.11.2019].
- EMCP: Datensammlung der EMCP AG.
- Eyl-Vetter, RWE (09.07.2019): Vortrag auf der GDBM-Tagung in Aachen.
- Franke D. (2019): Regionale Geologie von Ostdeutschland – Ein Kompendium. Abb. 23.7. Lithostratigraphisches Richtprofil für das Tertiär der Niederlausitzer Tertiärsenke. <http://regionalgeologie-ost.de/> [Letzter Zugriff 19.11.2019].
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter, [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [Letzter Zugriff: 25.09.2019].
- Fritze S. (2019): Herausforderungen für die Wasserwirtschaft am Beispiel der Oberlausitz. Landestalsperrenverwaltung Sachsen, Betrieb Spree/Neiße. Vortrag zur Auftaktinitiative der Arbeitsgruppe Wasser des Geozentrum Freiberger, Freiberg, 6. November 2019.
- Geologischer Dienst NRW (2015) Geologie Tagebau Garzweiler II. Powerpoint Präsentation. Anhörung bei der Staatskanzlei NRW vom 14.04.2015.
- Geoportal Sachsenatlas (2019): <https://geoportal.sachsen.de/cps/karte.html?showmap=true> [Letzter Zugriff: 19.11.2019].
- Haase, Bernd-Uwe (2017): Stand der deutschen Braunkohlenindustrie in Deutschland, Bitterfeld, 09.11.2017.
- Heizkraftwerksgesellschaft Cottbus mbH (2019): Investition in die Zukunft, <https://heizkraftwerk-cottbus.de/> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].
- Inst. f. Wasser u. Boden Dr. Uhlmann (2015): Fallanalyse der Sulfatbelastung in der Spree 2014/2015. [https://www.lmbv.de/files/LMBV/Dokumente/Braune %20Spree/Sulfatbelastung Spree 2014 2015 IWB.pdf](https://www.lmbv.de/files/LMBV/Dokumente/Braune%20Spree/Sulfatbelastung_Spree_2014_2015_IWB.pdf) [Letzter Zugriff 19.11.2019].
- Jahresberichte Monitoring Garzweiler (2019): [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/gremien/braunkohlenausschuss/monitoring/index.html](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/braunkohlenausschuss/monitoring/index.html) [Letzter Zugriff 19.11.2019].
- Jolas, Peter (2019): Das Wassermanagement der MIBRAG im Kontext mit dem Gesamtwasserhaushalt im Südraum Leipzig, Braunkohlentag 2019 in Köln.
- Heizkraftwerksgesellschaft Cottbus mbH (2019): Investition in die Zukunft, <https://heizkraftwerk-cottbus.de/> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].
- Krupp R.E. (2012): Geotechnische Probleme im Zusammenhang mit dem Braunkohlenplanverfahren Tagebau Welzow-Süd, Brandenburg und Sachsen. Kurzgutachten im Auftrag von Greenpeace e. V. Burgdorf,

22.08.2012. <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/20120824-Kurzgutachten-Braunkohle-Tagebau-Welzow-Sued.pdf> [Letzter Zugriff 18.11.2019].

KWSB (2019): Abschlussbericht, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [Letzter Zugriff: 31.10.2019].

Landesregierung NRW (2015): Kabinett beschließt Entwurf der Leitentscheidung für das Rheinische Braunkohlenrevier, <https://www.land.nrw/de/pressemitteilung/kabinett-beschliesst-entwurf-der-leitentscheidung-fuer-das-rheinische-0> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Landesregierung NRW (2016) „Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviere/Garzweiler II“.

Landesumweltamt Brandenburg (1996): Wasserbeschaffenheit in Tagebaurestseen. Studien und Tagungsberichte Band 6. [https://lfu.brandenburg.de/cms/media.php/lbm1.a.3310.de/luabd6\\_1.pdf](https://lfu.brandenburg.de/cms/media.php/lbm1.a.3310.de/luabd6_1.pdf) [Letzter Zugriff 21.11.2019].

Landesumweltamt Brandenburg (2001): Tagebaurestseen: Wasserbeschaffenheit und wassergütewirtschaftliche Sanierung. Studien und Tagungsberichte Band 35. [https://lfu.brandenburg.de/cms/media.php/lbm1.a.3310.de/luabd6\\_1.pdf](https://lfu.brandenburg.de/cms/media.php/lbm1.a.3310.de/luabd6_1.pdf) [Letzter Zugriff 21.11.2019].

Landesvermessung und Geobasisinformation Brandenburg (2019): Luftbildausschnitt zu Tagebau Welzow-Süd, <https://geoportal.brandenburg.de> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Landtag NRW (2019): Drucksache 17/4951: Antwort der Landesregierung vom 25.01.2019 auf die kleine Anfrage 1841 vom 17.12.2018, Drucksache 17/4620: Wie beeinflusst die durch den Klimawandel zunehmende Dürre die geplante Füllung der Tagebaurestseen?

LANUV (2017): Zukünftige Restseen im Rheinischen Revier aktueller Stand und Rahmenbedingungen für den Restsee Garzweiler im Hinblick auf die Leitentscheidung (2016). Vortrag auf der wasserwirtschaftlichen Tagung des RWE 2017.

LBGR (2017): Bekanntmachung des Landesamtes für Bergbau, Geologie und Rohstoffe vom 12. Dezember 2017 <https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/detail.php/845231> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LBGR (2018): Zulassungsbescheid: Verlängerung des Rahmenbetriebsplanes zum Vorhaben Weiterführung des Tagebaues Welzow-Süd 1994 bis Auslauf; räumlicher Teilabschnitt I in der Fassung der Abänderung/Ergänzung Nr. 01/98 [https://lbgr.brandenburg.de/media\\_fast/4055/Zulassungsbescheid\\_%20ohne\\_%20Unterschrift\\_%20Farbe.pdf](https://lbgr.brandenburg.de/media_fast/4055/Zulassungsbescheid_%20ohne_%20Unterschrift_%20Farbe.pdf) [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LEAG (2017a): Lausitzer Revierkonzept. Stand 30. März 2017. [http://www.bulling-schroeter.de/wp-content/uploads/2017/03/17-03-30-Karte-zum-LEAG-Revierkonzept\\_2017.pdf](http://www.bulling-schroeter.de/wp-content/uploads/2017/03/17-03-30-Karte-zum-LEAG-Revierkonzept_2017.pdf) [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LEAG (2017b): Verlängerung des Rahmenbetriebsplanes zum Vorhaben Weiterführung des Tagebaues Welzow-Süd 1994 bis Auslauf, räumlicher Teilabschnitt I gemäß § 52 Abs. 4 Satz 2 BBergG zugehörig zum Rahmenbetriebsplan Tagebau Welzow-Süd 1994 bis Auslauf. [https://lbgr.brandenburg.de/media\\_fast/4055/Antrag\\_%20auf\\_%20Zulassung\\_%20der\\_%20Verl\\_%C3%A4ngerung\\_%20des\\_%20RBP\\_%20Tgb.\\_%20Welzow-S\\_%C3%BCd\\_%2C\\_%20TA\\_%20I.pdf](https://lbgr.brandenburg.de/media_fast/4055/Antrag_%20auf_%20Zulassung_%20der_%20Verl_%C3%A4ngerung_%20des_%20RBP_%20Tgb._%20Welzow-S_%C3%BCd_%2C_%20TA_%20I.pdf) [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LEAG (2018): Das Lausitzer Revierkonzept – unsere Planungsgrundlage. <https://www.leag.de/de/blog/artikel/das-lausitzer-revierkonzept-unsere-planungsgrundlage/> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LEAG (2019a): Der Boden des Jahres liegt im Tagebau. <https://www.leag.de/de/blog/artikel/der-boden-des-jahres-liegt-im-tagebau/> [Letzter Zugriff 19.11.2019].



LEAG (2019b): Geschäftsfeld Bergbau. <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/bergbau/> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LMBV (2001): Nach der Kohle kommt das Wasser. <https://media.sodis.de/open/melt/Flutung.pdf> [Letzter Zugriff 19.11.2019].

LMBV (2009): Rekultivierung von Bergbaufolgelandschaften. [https://www.lmbv.de/index.php/Publikationen.html?file=files/LMBV/Publikationen/Publikationen %20Zentrale/Publikationen %20Diverse/LMBV\\_Rekultivierung\\_2009.pdf](https://www.lmbv.de/index.php/Publikationen.html?file=files/LMBV/Publikationen/Publikationen%20Zentrale/Publikationen%20Diverse/LMBV_Rekultivierung_2009.pdf) [Letzter Zugriff 20.11.2019].

LMBV (2018a): Landschaften im Wandel – Bergbaufolgeseeen in Mitteldeutschland. [https://www.lmbv.de/index.php/Publ\\_Mitteldeutschland.html](https://www.lmbv.de/index.php/Publ_Mitteldeutschland.html) [Letzter Zugriff 20.11.2019].

LMBV (2018b): Landschaften im Wandel – Die neuen Seen der Lausitz. [https://www.lmbv.de/index.php/Publ\\_Lausitz.html](https://www.lmbv.de/index.php/Publ_Lausitz.html) [Letzter Zugriff 20.11.2019].

LMBV (2019a): Abstimmung Planzahlen LMBV, Oktober-November 2019.

LMBV (2019b): Kostenabgleich LMBV- EMCP\_bearbeitet.xlsx, 13.11.2019.

MIBRAG (2017): Tagebau Profen Besucherinformation, Zeitz.

MIBRAG (2018): Vorsorgekonzept, Theißen, 27.11.2018.

MIBRAG (2019a): Vortrag, Der Tagebau Profen, 21.08.2019, Zeitz.

MIBRAG (2019b): Änderungsvorhaben Tagebau Vereinigtes Schleenhain, <https://www.mibrag.de/de-de/geschaeftsfelder/bergbau/bergbauplanung/rahmenbetriebsplan> [Letzter Zugriff: 12.11.2019].

Ministerialblatt Sachsen-Anhalt (1996): Regionales Teilgebietsentwicklungsprogramm für den Planungsraum Profen im Regierungsbezirk Halle, <https://daten2.verwaltungsportal.de/dateien/seitengenerator/profen.pdf> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

MOZ (2018): Frankfurt steigt aus der Kohle aus, <https://www.moz.de/landkreise/oder-spree/frankfurt-oder/artikel9/dg/0/1/1677064/> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Nitsch, Joachim (2018): Was für einen erfolgreichen Klimaschutz erforderlich ist – Schlussfolgerungen aus aktuellen Szenarien der deutschen Energieversorgung, <https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2018/03/Klimaschutz-18.pdf> [Letzter Zugriff: 25.09.2019].

Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlen-wirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umwelt-auswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche\\_Braunkohlenwirtschaft/Agora\\_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf) [Letzter Zugriff: 12.11.2019].

Petri, R., Stein, W. (2012): Tagebauböschungen – Standsicherheit von Böschungen der Braunkohlentagebaue in Nordrhein-Westfalen, World of Mining 64 (2012) No. 2.

Petri, R., Buschhüter, K., Dahmen, D. (2014): Standsicherheitsuntersuchungen für den geplanten Restsee Inden unter Berücksichtigung von Erdbeben, World of Mining 66 (2014) No. 2.

Pflug W. (Hrsg.) (1998): Braunkohletagebau und Rekultivierung – Landschaftsökologie, Folgenutzung, Naturschutz. Springer, Berlin.

Pohle I. (2014): Analyse der potenziellen Auswirkungen von Klima- und Landnutzungsänderungen auf den natürlichen Wasserhaushalt und die Wassermengenbewirtschaftung der Lausitz. Dissertation, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg.

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&ved=2ahUKEwjqiOjqooDmA-hUblIAKHBYBCYQFjAJegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fopus4.kobv.de%2Fopus4-btu%2Ffiles%2F3226%2FPohle\\_Ina\\_Dissertation\\_pdfa.pdf&usg=AOvVaw3bHnf5l\\_NoURI5iGKD4suN](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&ved=2ahUKEwjqiOjqooDmA-hUblIAKHBYBCYQFjAJegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fopus4.kobv.de%2Fopus4-btu%2Ffiles%2F3226%2FPohle_Ina_Dissertation_pdfa.pdf&usg=AOvVaw3bHnf5l_NoURI5iGKD4suN) [Letzter Zugriff 23.11.2019].

RBB (2019): Tagebau Jänschwalde startet später, <https://www.rbb24.de/studiocottbus/wirtschaft/2019/11/tagebau-jaenschwalde-startet-spaeter-umweltpruefung-braunkohle.html> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Regionale Planungsgemeinschaft Halle (1996): Regionales Teilgebietsentwicklungsprogramm für den Planungsraum Profen im Regierungsbezirk Halle vom 09.01.1996 (veröffentlicht im MBl. LSA Nr. 31 vom 05.06.1996 S. 1293), <https://www.planungsregion-halle.de/seite/169984/teilgebietsentwicklungsprogramme.html> [Letzter Zugriff: 12.11.2019].

Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2000): Braunkohlenplan Tagebau Profen, Leipzig, <https://www.rpv-west Sachsen.de/portfolio/tagebau-profен/> [Letzter Zugriff: 12.11.2019]

Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2010a): Schleenhain Karte 3, [https://www.rpv-west Sachsen.de/wp-content/uploads/2015/05/Schleenhain\\_Karte\\_3.pdf](https://www.rpv-west Sachsen.de/wp-content/uploads/2015/05/Schleenhain_Karte_3.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2010b): Schleenhain Karte 5, [https://www.rpv-west Sachsen.de/wp-content/uploads/2015/05/Schleenhain\\_Karte\\_5.pdf](https://www.rpv-west Sachsen.de/wp-content/uploads/2015/05/Schleenhain_Karte_5.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): Braunkohlenplan Tagebau Vereinigtes Schleenhain, <https://www.rpv-west Sachsen.de/portfolio/tagebau-vereinigtes-schleenhain/> [Letzter Zugriff: 12.11.2019]

Richtlinie für die Untersuchung der Standsicherheit von Böschungen der im Tagebau betriebenen Braunkohlenbergwerke (Richtlinie für Standsicherheitsuntersuchungen - RfS), Neufassung mit 1. Ergänzung vom 08.08.2013 – 61.19.2-2-1

RWE (2012): Kurzfassung 3. Rahmenbetriebsplan Hambach, <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1232522/data/60012/2/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-hambach/Wesentliche-Inhalte.pdf> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

RWE (2013): Wie wir für Standsicherheit sorgen – Sieben Fragen zu den Böschungen der rheinischen Tagebaue.

RWE (2017): Protokoll 29. Sitzung der AG Abraumkippe im Monitoring Garzweiler am 16.03.2017.

RWE (2/2018): Änderung des Braunkohlenplans Garzweiler II 1995 betreffend die „Verkleinerung des Abbaubereichs und damit einhergehende Änderung der Grundzüge der Oberflächengestaltung und Wiedernutzbarmachung“ aus Anlass der Leitentscheidung „Eine nachhaltige Perspektive für das Rheinische Revier“ der Landesregierung NRW vom 05. Juli 2016. Beschreibung des Änderungsvorhabens. Stand: 20.02.2018.

RWE (2019a): Verlängerung der wasserrechtlichen Erlaubnis zur Fortsetzung der Entnahme und Ableitung von Grundwasser für die Entwässerung des Tagebaus Hambach. In Vorbereitung.

RWE (2019b), Vortrag Herr Eyll-Vetter: [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/gremien/braunkohlen-ausschuss/sitzungen/sitzung\\_klausurtagung\\_20171013/vortrag\\_03.pdf](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/braunkohlen-ausschuss/sitzungen/sitzung_klausurtagung_20171013/vortrag_03.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

RWTH Aachen (2017): Gutachterliche Stellungnahme zur Bewertung von langfristigen wasserwirtschaftlichen Maßnahmen im Rheinischen Revier. Zusammenstellung der technischen Maßnahmen Prüfung der rechnerischen Plausibilität der Kosten. Gutachten im Auftrag der RWE Power AG, [https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen\\_pm/17\\_09\\_gutachten\\_rwth\\_aachen\\_zu\\_rwe\\_rueckstellungen.pdf](https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen_pm/17_09_gutachten_rwth_aachen_zu_rwe_rueckstellungen.pdf) [Letzter Zugriff: 26.11.2019].

Sächsisches Oberbergamt (2019): Vorsorgevereinbarung zwischen der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH und dem Sächsischen Oberbergamt, Freiberg, 05.12.2018, <https://www.oba.sachsen.de/1693.htm> [Letzter Zugriff: 12.11.2019].

Schreyer A., Uhlig CA. & Kardel J GMB GmbH Senftenberg (2017): Rütteldruckverdichtung (RDV) - ein Verfahren zur Sanierung lockergelagerter Kippen der Lausitz. Vortrag 5. Fachtagung Geotechnik an der HTW Dresden. [http://www.zaft.htw-dresden.de/c3j/2017fgtdd/IV\\_2.pdf](http://www.zaft.htw-dresden.de/c3j/2017fgtdd/IV_2.pdf) [Letzter Zugriff 19.11.2019].

Schwarz, Gunther & Roth Dieter (2010): Automatische Probenahme und Online-Analyse der Braunkohle mit Röntgenfluoreszenz. RWE Power AG.

Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN). Datenlizenz Deutschland – Namensnennung – Version 2.0, <https://geoportal.sachsen.de/cps/geodokument.html?docid=d3aa62da-140f-4c5b-ad31-ae09b2db8ceb&type=export>, Luftbildausschnitt zu Tagebau Nochten, [Letzter Zugriff 17.11.2019].

Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN). Datenlizenz Deutschland – Namensnennung – Version 2.0, <https://geoportal.sachsen.de/cps/geodokument.html?docid=58d7043c-7964-4f98-90d2-01a427888eda&type=export>, Luftbildausschnitt zu Tagebau Reichwalde, [Letzter Zugriff 18.11.2019].

Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2019): <https://kohlenstatistik.de/downloads/braunkohle/> [Letzter Zugriff 17.11.2019].

Stolle, Matthias et al. (2009): Der Braunkohlentagebau. 1. Auflage. Springer Verlag Berlin Heidelberg New York.

Tudeshki (2017): Validierung und Prüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohlentagebau, Altstandorte und Kraftwerksrestdeponien der RWE Power AG. Gutachten im Auftrag der RWE Power AG, [https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen\\_pm/17\\_09\\_gutachten\\_mtc\\_tudeshki\\_zu\\_rwe\\_rueckstellungen.pdf](https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen_pm/17_09_gutachten_mtc_tudeshki_zu_rwe_rueckstellungen.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Tudeshki (2018): Vorsorge für die Wiedernutzbarmachung der Oberfläche im Lausitzer Braunkohlebergbau: Vorsorge für die Wiedernutzbarmachung der Oberfläche im Lausitzer Braunkohlebergbau. Teil A: Bergtechnik und Bergwirtschaft. 123 S., TU Clausthal, 29.10.2018. <https://www.oba.sachsen.de/1693.htm> [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Vattenfall: Digitale Dokumente im Archiv der EMCP. Online nicht mehr verfügbar.

Vorsorgevereinbarung LEAG-Land Brandenburg (2019): Vorsorgevereinbarung zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen für die Tagebaue Welzow-Süd und Jänschwalde („Vorsorgevereinbarung Welzow-Süd und Jänschwalde“). [https://lbgr.brandenburg.de/media\\_fast/4055/Vorsorgevereinbarung.pdf](https://lbgr.brandenburg.de/media_fast/4055/Vorsorgevereinbarung.pdf) [Letzter Zugriff 20.11.2019].

Vorsorgevereinbarung LEAG-Freistaat Sachsen (2018): Vorsorgevereinbarung zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen für die Tagebaue Nochten und Reichwalde („Vorsorgevereinbarung Nochten/Reichwalde“). [https://www.oba.sachsen.de/download/Vorsorgevereinbarung\\_LEAG.pdf](https://www.oba.sachsen.de/download/Vorsorgevereinbarung_LEAG.pdf) [Letzter Zugriff 20.11.2019].

Vorsorgevereinbarung MIBRAG-Freistaat Sachsen (2018): Vorsorgevereinbarung zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain. <https://www.oba.sachsen.de/download/VorsorgevereinbarungMIBRAG.pdf> [Letzter Zugriff 20.11.2019].

Wüstrich D., Fischer H. & Hüttel R.H. (2002): Regional-genetische und mineralogisch-geochemische Betrachtungen zum miozänen Lausitzer Flaschenton im Bereich des Braunkohletagebaus Nochten (Sachsen). Brandenburger Geowiss. Beitr., Bd. 9, Heft 1-2, S. 97-103. [https://www.geobasis-bb.de/geodaten/lbgr/pdf/1-2\\_02\\_Wuestrich\\_97-103.pdf](https://www.geobasis-bb.de/geodaten/lbgr/pdf/1-2_02_Wuestrich_97-103.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Ziegler, M.: Vorlesungsunterlagen Geotechnik II, Geotechnik im Bauwesen, RWTH Aachen University.

Ziegler, Scotti (2017): Erstellung und Bewertung eines Trassenkorridors für die A61n, [https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/gremien/braunkohlenausschuss/sitzungen/sitzung\\_klausurtagung\\_20171013/vortrag\\_05.pdf](https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/braunkohlenausschuss/sitzungen/sitzung_klausurtagung_20171013/vortrag_05.pdf) [Letzter Zugriff: 29.11.2019].

Zimmer, Bastian (2018): Wiedernutzbarmachung im Zuge des aktiven Bergbaus am Beispiel des Mitteldeutschen Reviers, Folie 34, Braunkohlentag 2018 in Halle.



## **9 ANLAGENÜBERSICHT**

---

Anlage 1: Kraftwerkssteckbriefe der deutschen Braunkohlereviere

Anlage 2: Bergbautechnische und -planerische Szenarien für die Braunkohlentagebaue Hambach und Garzweiler auf Grundlage der digitalen Lagerstättenmodelle