

**Wesentliche Änderung des
Kraftwerks Staudinger
durch den Neubau Block 6**

- Raumordnungsverfahren -

Band E - Alternativenbetrachtung zum Vorhaben im Rahmen des Raumordnungsverfahrens Rev. 1



1	Veranlassung und rechtliche Würdigung	1
2	Methodenbeschreibung	2
2.1.	Arbeitsschritte der Alternativenprüfung	2
2.2.	Definition von Kriteriengruppen und Einzelkriterien (Arbeitsschritt 2)	4
2.2.1.	Vorgehensweise bei der technischen Prüfung der Alternativen (Arbeitsschritt 3)	5
2.2.2.	Allgemeines	5
2.2.3.	Prüfung der technischen Alternativen	6
2.3.	Untersuchung zu Standorteignung bzw. räumlichen Alternativen (Arbeitsschritt 4)	7
3	Beschreibung der Alternativen	8
3.1.	Vorhaben: 1.100 MW Steinkohle am Standort Staudinger (Alternative 1)	8
3.1.1.	Anlagengröße/Auslegung	8
3.1.2.	Brennstoff	9
3.1.3.	Betriebsweise	9
3.1.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 1 (1.100 MW Steinkohleblock)	10
3.2.	1.100 MW GuD-Anlage (Alternative 2)	10
3.2.1.	Anlagengröße/Auslegung	10
3.2.2.	Brennstoff	11
3.2.3.	Betriebsweise	11
3.2.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 2 (GuD-Kraftwerk)	12
3.3.	Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 bzw. 1 und 3 (Alternativen 3.1 und 3.2: Nullvarianten)	12
3.3.1.	Weiterbetrieb der Blöcke 1bis3 (Alternative 3.1)	12
3.3.1.1	Anlagengröße / Auslegung	12
3.3.1.2	Brennstoff	13
3.3.1.3	Betriebsweise	13
3.3.1.4	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Nullvariante 3.1 (Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 und der bestehenden Blöcke 4 und 5)	13
3.3.2.	Weiterbetrieb der Blöcke 1 und 3 (Alternative 3.2)	14
3.3.2.1	Anlagengröße / Auslegung	14
3.3.2.2	Brennstoff	15

3.3.2.3	Betriebsweise	15
3.3.2.4	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Nullvariante 3.2 (Weiterbetrieb der Blöcke 1 und 3 sowie der bestehenden Blöcke 4 und 5)	16
3.4.	Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse mit gesichertem Absatzmarkt für die anfallende Wärme (Alternative 4)	16
3.4.1.	Anlagengröße/ Auslegung	16
3.4.2.	Brennstoff	19
3.4.3.	Betriebsweise	19
3.4.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 4	20
3.5.	Einsatz erneuerbare Energien (Biomasse, Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie) unter Einbeziehung von Möglichkeiten zur Speicherung von Energie (Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherwerke)	20
3.5.1.	Anlagengröße/ Auslegung (gewählte Alternative)	24
3.5.2.	Brennstoff	24
3.5.3.	Betriebsweise	25
3.5.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 5	25
3.6.	Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden (Alternative 6)	26
3.6.1.	Anlagengröße/ Auslegung	26
3.6.2.	Brennstoff	26
3.6.3.	Betriebsweise	26
3.6.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 6	27
3.7.	Kombination der vorgenannten Alternativen (d.h. Umstellung Block 4 auf Grundlast 620 MW Gas, Rest durch erneuerbare Energien und dezentrale KWK) (Alternative 7)	27
3.7.1.	Anlagengröße/ Auslegung	27
3.7.2.	Brennstoff	28
3.7.3.	Betriebsweise	28
3.7.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 7	29
3.8.	Neubau eines Kraftwerkes mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle (Alternative 8)	29
3.8.1.	Anlagengröße/ Auslegung	29

3.8.2.	Brennstoff	30
3.8.3.	Betriebsweise	31
3.8.4.	Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternativen 8.1-8.4	31
4	Kriteriendefinition	34
4.1.	Kriteriengruppe „Energiewirtschaft“	34
4.2.	Kriteriengruppe „Umwelt“	37
4.3.	Kriteriengruppe „Zeitliche Realisierbarkeit“	39
4.4.	„Standorteignung und räumliche Alternativen“	40
5	Prüfung der technischen Alternativen	41
5.1.	Kriteriengruppe „Energiewirtschaft“	41
5.1.1.	Methodischer Ansatz	41
5.1.2.	Sachverhaltsdarstellung	41
5.1.2.1	Alternative 1: 1.100 MW Steinkohle-Block	41
5.1.2.2	Alternative 2: 1.100 MW GuD-Block	42
5.1.2.3	Alternative 3: Nullvarianten	43
5.1.2.4	Alternative 4: Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse	44
5.1.2.5	Alternative 5: Einsatz erneuerbarer Energien	44
5.1.2.6	Alternative 6: Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden	45
5.1.2.7	Alternative 7: Kombination der vorgenannten Alternativen	46
5.1.2.8	Alternative 8: Neubau Kraftwerk mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle	46
5.2.	Kriteriengruppe „Umwelt“	48
5.2.1.	Methodischer Ansatz	48
5.2.1.1	Angewandtes Modell	48
5.2.1.2	Herstellung einer Vergleichsgrundlage	49
5.2.1.3	Angleichung der Nettostromerzeugung	49
5.2.1.4	Angleichung der Wärmeproduktion	52
5.2.1.5	Übersicht über die Alternativen nach Angleichung der Nettostromerzeugung und der Wärmeproduktion	52
5.2.1.6	Sonstige Alternativenübergreifende Festlegungen	53
5.2.1.7	Alternativenspezifische Annahmen	54
5.2.2.	Sachverhaltsdarstellung	58

5.2.2.1	Einordnung der Ergebnisse / Vergleichbarkeit mit anderen im Rahmen des ROV durchgeführten Emissionsbetrachtungen	58
5.2.2.2	Ergebnisse der Emissionsberechnungen der Alternativen	60
5.2.2.3	Ergebnisse der Berechnungen zur Flächeninanspruchnahme der Alternativen	62
5.2.3.	Plausibilität der Ergebnisse	62
5.2.4.	Detaillierte Darstellung der Berechnungen zu den CO ₂ - und SO ₂ -Äquivalenten	63
5.3.	Kriteriengruppe „Zeitliche Realisierbarkeit“	63
5.3.1.	Methodischer Ansatz	63
5.3.2.	Sachverhaltsdarstellung	63
5.3.2.1	Alternative 1: 1.100 MW Steinkohle	63
5.3.2.2	Alternative 2: 1.100MW GuD-Block	63
5.3.2.3	Alternative 3: Nullvarianten	64
5.3.2.4	Alternative 4: Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse	64
5.3.2.5	Alternative 5: Einsatz erneuerbarer Energien	65
5.3.2.6	Alternative 6: Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden	65
5.3.2.7	Alternative 7: Kombination der vorgenannten Alternativen	65
5.3.2.8	Alternative 8: Neubau Kraftwerk mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle	66
5.4.	Bewertung der technischen Alternativen	66
5.4.1.	Ausschluss ungeeigneter Alternativen	66
5.4.2.	Vergleich der verbleibenden Alternativen	67
6	Standorteignung, räumliche Alternativen	73
6.1.	Anforderungsprofil an einen Standort für ein Kohlekraftwerk	73
6.2.	Prüfung der Standorteignung des Standortes Staudinger	74
6.3.	Prüfung räumlicher Alternativen	75
6.3.1.	Vorgehen zur Eingrenzung von Teilräumen mit potenziell geeigneten Standortbereichen in Hessen	75
6.3.2.	Identifizierte Teilräume ohne Binnenwasserstraßenzugang	76
6.3.3.	Identifizierte Teilräume mit Binnenwasserstraßenzugang	76
6.4.	Zusammenfassende Bewertung „Standorteignung und räumliche Alternativen“	77
7	Fazit	78

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Arbeitsschritte der Alternativenprüfung	3
Abbildung 2:	Vorgehensweise bei der Alternativenprüfung	6
Abbildung 3:	Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien als Funktion der installierten Speicherkapazität (Energie), der installierten Lade- /Entladeleistung und der typischen Entladedauer (Quelle: Prof. Sauer, ISEA RWTH Aachen)	21
Abbildung 4:	Beispielhafte Prozesskette in GEMIS (aus)	38
Abbildung 5:	Erläuterung der Vorgehensweise bei der Angleichung der Nettostromerzeugung	50
Abbildung 6:	Nettostromerzeugung der Alternativen 1 bis 8.4 nach Angleichung	53
Abbildung 7:	Wärmeauskopplung der Alternativen 1 bis 8.4 nach Angleichung	53
Abbildung 8:	Beiträge der Vorketten zu den CO ₂ -Äquivalenten ausgewählter Alternativen	59
Abbildung 9:	Beiträge der Vorketten zu den SO ₂ -Äquivalenten ausgewählter Alternativen	60
Abbildung 10:	Vergleich der Emissionen an SO ₂ -Äquivalenten (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	61
Abbildung 11:	Vergleich der Emissionen an CO ₂ -Äquivalenten (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	61
Abbildung 12:	Vergleich der Flächeninanspruchnahme (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	62
Abbildung 1:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	2
Abbildung 2:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	3
Abbildung 3:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	4

Abbildung 4:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	5
Abbildung 5:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 3 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	6
Abbildung 6:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 3	7
Abbildung 7:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	8
Abbildung 8:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	9
Abbildung 9:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 5 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	10
Abbildung 10:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 5 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	11
Abbildung 11:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 6 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	12
Abbildung 12:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 6 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	13
Abbildung 13:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 7 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	14
Abbildung 14:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 7 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	15
Abbildung 15:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	16
Abbildung 16:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	17
Abbildung 17:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	18
Abbildung 18:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	19

Abbildung 19:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.3 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	20
Abbildung 20:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.3 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	21
Abbildung 21:	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	22
Abbildung 22:	Emissionen in SO ₂ -Äquivalenten der Alternative 8.4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1:	Bruttostromproduktion und Energieträger-Mix in Hessen (ohne Staudinger) und Deutschland, jeweils 2013	51
Tabelle 5-2:	Hessischer Strom-Mix ohne die in den Alternativen beschriebenen Erzeugungseinheiten 2013	52
Tabelle 5-3:	Bewertung der Kriterien nach Gruppen	72

1 VERANLASSUNG UND RECHTLICHE WÜRDIGUNG

Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens zur „Wesentlichen Änderung des Kraftwerks Staudinger durch den Neubau Block 6“ besteht seitens des Regierungspräsidiums Darmstadt (RP) als der verfahrensführenden Raumordnungsbehörde die Anforderung, neben dem eigentlichen Vorhaben zusätzliche technisch/konzeptionelle sowie räumliche Alternativen zu prüfen.

Hierzu ist entsprechend einer Abstimmung mit der Raumordnungsbehörde zunächst eine vorgelagerte Alternativenbetrachtung durchzuführen. Anhand geeigneter Kriterien sollen dabei sämtliche nach Vorgabe des RP zu betrachtenden Alternativen geprüft und so diejenigen Alternativen identifiziert werden, die anschließend mit Blick auf den Vorhabenszweck vernünftigerweise im Rahmen des Raumordnungsverfahrens (ROV) vertieft und vergleichend betrachtet werden.

Aus Sicht der E.ON Kraftwerke GmbH als Vorhabenträger (EKW) ist grundlegend das Folgende anzumerken:

Gemäß § 18 Abs. 3 HLPG wird durch das Raumordnungsverfahren festgestellt,

1. ob raumbedeutsame Planungen oder Maßnahmen mit den Erfordernissen der Raumordnung übereinstimmen und
2. die raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen unter den Gesichtspunkten der Raumordnung aufeinander abgestimmt oder durchgeführt werden können.

Im ROV sind die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planung oder Maßnahme auf die in den Grundsätzen des § 2 Abs. 2 ROG und nach § 2 Abs. 3 HLPG genannten Belange unter überörtlichen Gesichtspunkten zu prüfen (§ 18 Abs. 3 Satz 2 HLPG). Gem. § 18 Abs. 3 Satz 4 HLPG hat der Träger der Maßnahme insbesondere auch eine Beschreibung der erheblichen überörtlichen Auswirkungen der Maßnahme auf die Umwelt und Vorschläge zur Vermeidung, Verminderung und zum Ausgleich von Eingriffen in Natur und Landschaft vorzulegen. Gem. § 18 Abs. 5 HLPG sind die raumbedeutsamen Auswirkungen des Vorhabens auf die Schutzgüter unter überörtlichen Gesichtspunkten zu ermitteln und zu bewerten. Es soll auch geprüft werden, ob der Zweck des Vorhabens mit geringeren Nachteilen für den Naturhaushalt erreicht werden kann. Die Prüfung schließt die vom Träger der Maßnahme eingeführten Standort- oder Trassenalternativen ein. Gem. § 15 Abs. 3 Satz 2 ROG sollen sich die Verfahrensunterlagen auf die Angaben beschränken, die notwendig sind, um eine Bewertung der raumbedeutsamen Auswirkungen des Vorhabens zu ermöglichen.

Gemäß § 18 Abs. 5 HLPG findet eine Alternativenprüfung nur in sehr eingeschränktem Umfang und immer auf einen bestimmten Vorhabenszweck bezogen statt. Die Notwendigkeit für die Untersuchung von Standortalternativen sowie von konzeptionellen und technischen Alternativen ist in dem hier nachfolgenden Zulassungsverfahren nach BImSchG (gebundene Entscheidung) gar nicht vorgesehen. Selbst bei UVP-pflichtigen Vorhaben muss der Vorhabenträger lediglich die wich-

tigsten von ihm gegebenenfalls geprüften Alternativen in einer Übersicht darstellen (§ 4a Abs. 1 Nr. 7 9. BImSchV). Im Hinblick auf ihre Umweltauswirkungen sind bei UVP-pflichtigen Vorhaben die wichtigsten von ihm geprüften technischen Verfahrens- (nicht Standort-) Alternativen in einer Übersicht darzustellen und die wesentlichen Auswahlgründe mitzuteilen (§ 4e Abs. 3 9. BImSchV).

Die seitens der verfahrensführenden Behörde im Rahmen des ROV geforderte Herleitung des Vorhabens geht aus Sicht des Vorhabenträgers weit über die oben dargestellte Notwendigkeit hinaus und entspricht eher dem Vorgehen im Rahmen einer fachgesetzlichen Planfeststellung (Abwägungsentscheidung).

Im Folgenden wird zunächst die Methode zur Prüfung und Abschichtung der Alternativen dargestellt. Im Kapitel 3 schließt sich dann die Definition und Beschreibung der Alternativen an, während in Kapitel 4 die Definition der anzuwendenden Kriterien vorgenommen wird. Die eigentliche Prüfung und Bewertung der Alternativen erfolgt in den Kapiteln 5 und 6. Ein abschließendes Fazit findet sich in Kapitel 7.

2 *METHODENBESCHREIBUNG*

2.1. *Arbeitsschritte der Alternativenprüfung*

Die Alternativenprüfung umfasst im Wesentlichen vier Arbeitsschritte (s.u.). Zunächst sind die zu betrachtenden Alternativen zu ermitteln und zu definieren. Im zweiten Arbeitsschritt wird dann das Zielsystem in Form von Kriterien erarbeitet, die zur Bewertung der einzelnen Alternativen herangezogen werden. Im dritten Arbeitsschritt werden zunächst die technisch / konzeptionellen Alternativen bzgl. ihrer Kriterienerfüllung abgeprüft.

Den letzten Schritt bildet die zusätzliche Betrachtung von räumlichen Alternativen. Die einzelnen Arbeitsschritte werden im Folgenden nochmals vertieft erläutert.

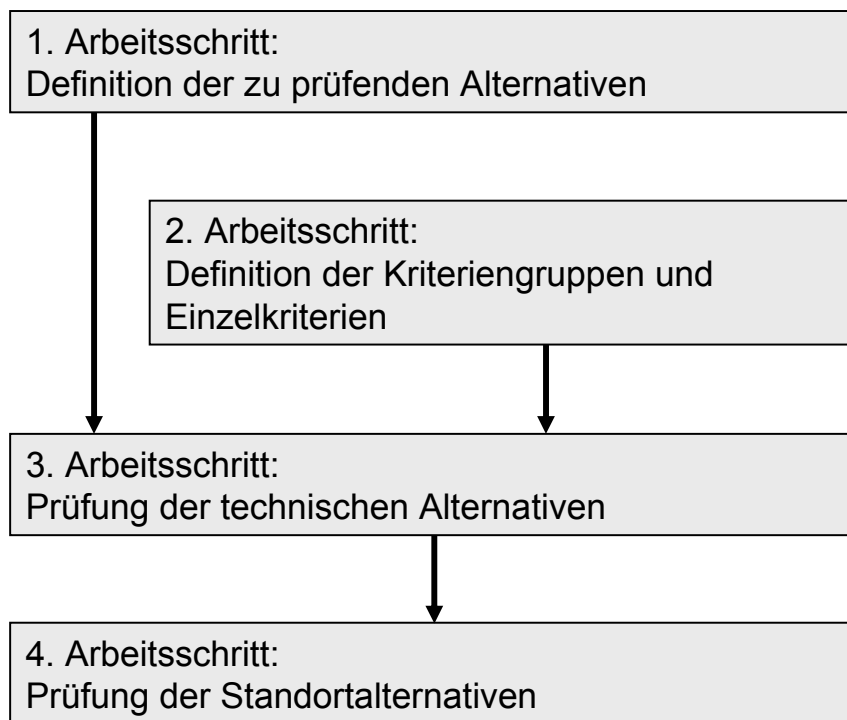


Abbildung 1: Arbeitsschritte der Alternativenprüfung

Ausgangspunkt für die Prüfung und Abschichtung sind die zu untersuchenden technisch / konzeptionellen und räumlichen Alternativen, die vom Regierungspräsidium Darmstadt im Unterrichtungsschreiben vom 20.04.2008 im Kapitel A 4.1 vorgegeben wurden. Inklusive der bereits im Scoping-Papier benannten Alternativen sind demnach folgende technisch / konzeptionelle Alternativen (im Folgenden als technische Alternativen bezeichnet) zu betrachten:

1. Vorhaben: 1.100 MW Steinkohle (bereits im Scoping-Papier vorgesehen)
2. 1.100 MW GuD-Block (bereits im Scoping-Papier vorgesehen)
3. „Nullvariante“ (bereits im Scoping-Papier vorgesehen); unterschieden in Unteralternativen Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 sowie Weiterbetrieb der Blöcke 1 und 3
4. Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse mit gesichertem Absatzmarkt für die anfallende Wärme
5. Einsatz erneuerbarer Energien (z.B. Biomasse, Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie) unter Einbeziehung von Möglichkeiten zur Speicherung von Energie (Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherwerke)
6. Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden
7. Kombination der vorgenannten Alternativen

8. Neubau eines Kraftwerkes mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle

Weiterhin sind laut Unterrichtungsschreiben räumliche Alternativen unter folgenden Prämissen zu prüfen:

- 9a. Standortalternativen außerhalb von Verdichtungsräumen
- 9b. Standortalternativen mit einer besseren Fernwärmenutzbarkeit.

Die diesbezüglichen Vorgaben des Unterrichtungsschreibens sind eher generell formuliert. Somit ergibt sich die Notwendigkeit in einem 1. Arbeitsschritt die zu betrachtenden Alternativen zu konkretisieren. Hierzu sind für jede der technischen Alternativen

- die technische Konzeption,
- die zugehörige Entwicklung des Kraftwerksbestandes am Standort Staudinger,
- die wesentlichen Kenndaten

näher zu beschreiben bzw. aufzulisten.

2.2. Definition von Kriteriengruppen und Einzelkriterien (Arbeitsschritt 2)

Für die zu betrachtenden Alternativen ist abzu prüfen, ob und inwieweit sie geeignet sind, den Vorhabenszweck zu erfüllen, der sich letztlich aus den energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten und den unternehmerischen Zielsetzungen ableitet.

Neben den energiewirtschaftlichen Sachverhalten sind dabei aber auch die Aspekte „Umweltrelevanz“ und „zeitliche Realisierbarkeit“ zu berücksichtigen, um eine gesamthafte Bewertung der technischen Alternativen zu ermöglichen.

Bezüglich der räumlichen Alternativen sind zusätzlich Fragestellungen wie die bauplanungsrechtliche Ausweisung sowie die bestehende Infrastrukturerschließung möglicher Alternativstandorte zu berücksichtigen. Dementsprechend kommen im Rahmen der Alternativenprüfung folgende Kriteriengruppen zur Anwendung:

1. Energiewirtschaft
2. Umwelt
3. Zeitliche Realisierbarkeit
4. Standorteignung (bzgl. der räumlichen Alternativen)

Jede dieser vier Gruppen beinhaltet einzelne Kriterien, die sich aus den Anforderungen des Vorhabenszwecks, aber auch aus bundes- und landesplanerischen Zielformulierungen ableiten.

Bzgl. ihrer Bedeutung im Rahmen der Alternativenprüfung lassen sich die Kriterien der Gruppen 1 bis 3 methodisch in Ausschlusskriterien und Vergleichskriterien unterteilen. Sofern eine zu betrachtende Alternative die Anforderungen eines Ausschlusskriteriums nicht erfüllt, wäre sie von der weiteren Prüfung auszuschließen.

Im Gegensatz dazu wird im Fall von Vergleichskriterien ermittelt, in welchem Umfang eine zu betrachtende Alternative die Anforderungen dieser Kriterien erfüllt. Basierend auf diesen Einschätzungen kann für die betrachteten Alternativen, die nicht aufgrund eines Ausschlusskriteriums auszuschließen wären, eine Reihung bzgl. ihrer Eignung erarbeitet werden.

Bei den Kriterien der Gruppe 4 (Standort) handelt es sich um Eingrenzungs- bzw. Eignungskriterien, anhand derer sowohl der Standort Staudinger, als auch mögliche räumliche Alternativen in Hessen betrachtet werden.

Die Kriterien sind inhaltlich möglichst klar und konkret definiert. Soweit möglich, ist die Kriteriendefinition so gestaltet, dass eine Abarbeitung auf Basis quantifizierbarer Sachinformationen für die einzelnen Alternativen möglich ist.

2.2.1. *Vorgehensweise bei der technischen Prüfung der Alternativen (Arbeitsschritt 3)*

2.2.2. *Allgemeines*

Die Alternativenprüfung erfolgt zweistufig (s. Abbildung 2). Zunächst werden die technischen Alternativen im Hinblick auf die Kriteriengruppen „Energiewirtschaft“, „Umwelt“ und „Zeitliche Realisierbarkeit“ abgeprüft. Als Ergebnis dieses Prüfungsschritts lassen sich diejenigen technischen Alternativen feststellen, die unter Beachtung der technisch / wirtschaftlichen Notwendigkeiten und der Anforderungen an die künftige Energieerzeugung den Vorhabenszweck weitgehend erfüllen können.

Für die geeigneten technischen Alternativen wird dann in Arbeitsschritt 4 eine Betrachtung alternativer Standorte vorgenommen.

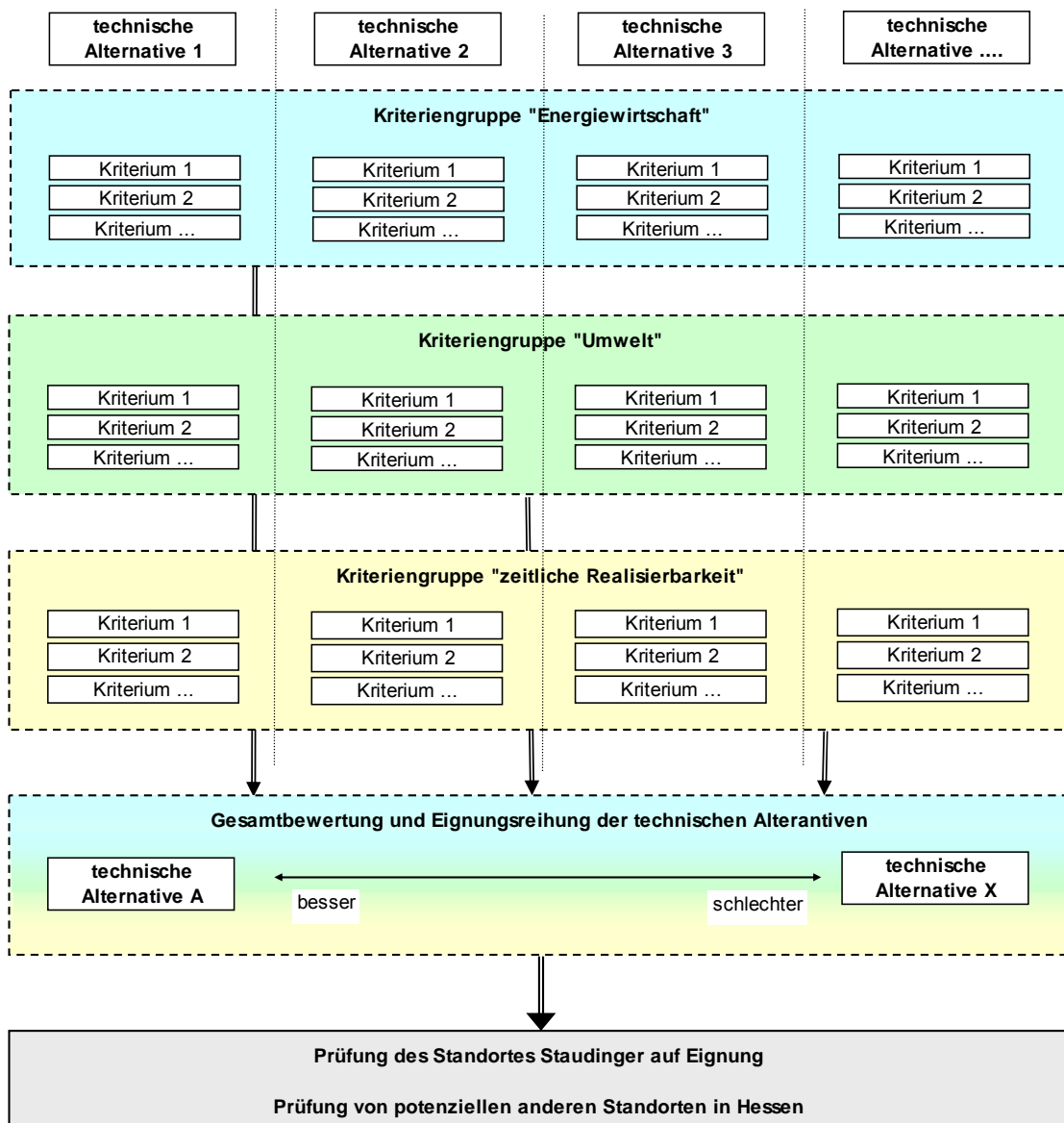


Abbildung 2: Vorgehensweise bei der Alternativenprüfung

2.2.3. Prüfung der technischen Alternativen

Die Prüfung der technischen Alternativen kann in die Teilschritte

- Sachverhaltsermittlung
 - Bewertung
- untergliedert werden.

Im Rahmen der Sachverhaltsermittlung werden die technischen Alternativen zunächst bezogen auf die einzelnen Kriteriengruppen

1. Energiewirtschaft,
2. Umwelt,
3. Zeitliche Realisierbarkeit.

betrachtet. D.h. eine technische Alternative wird hinsichtlich aller Kriterien dieser Gruppen durchgeprüft. Die jeweilige Kriterienerfüllung wird ermittelt und für jedes Kriterium einzeln dargestellt. Dies erfolgt ohne bewertenden Zwischenschritt.

Im Anschluss an die Sachverhaltsermittlung wird dann eine Bewertung der Alternativen basierend auf den jeweiligen kriterienbezogenen Eigenschaften der Alternativen vorgenommen. Dabei werden zunächst diejenigen Alternativen identifiziert, die aufgrund von Ausschlusskriterien nicht weiter zu betrachten sind. Anschließend wird für die verbleibenden Alternativen im Hinblick auf die Vergleichskriterien eine Standortreihung erarbeitet (s. Abbildung 2).

Die Herleitung dieser Eignungsbewertung für die einzelnen Alternativen wird jeweils verbal-argumentativ begründet und, sofern möglich, mit quantifizierenden Abschätzungen untermauert.

2.3. *Untersuchung zu Standorteignung bzw. räumlichen Alternativen (Arbeitsschritt 4)*

Für die nach der Gesamtbewertung verbleibenden, technisch geeigneten Alternativen schließt sich eine Betrachtung des Standortes Staudinger sowie möglicher räumlicher Alternativen an. Hierzu wird zunächst auf Basis von technischen und energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten ein Anforderungsprofil in Form von Kriterien für einen potenziell geeigneten Standort ermittelt, wobei zwischen

- „Eingrenzungskriterien“, die notwendigerweise zu erfüllen sind und
- „Eignungskriterien“, die eine besondere Standortgunst widerspiegeln, unterschieden wird.

Anschließend wird für den Standort Staudinger aufgezeigt, ob und in wie weit er diesem Anforderungsprofil aus Eingrenzungs- und Eignungskriterien entspricht.

In einem weiteren Schritt werden danach, bezogen auf das Land Hessen, durch Anwendung der „Eingrenzungskriterien“ Teilräume identifiziert, in denen potenziell geeignete Standortbereiche vorhanden sein könnten. Die Festlegung eines „Suchraums Hessen“ resultiert aus der Tatsache, dass in Hessen zusätzliche Erzeugungskapazität benötigt wird. Ein alternativer Import von Strom würde Erzeugungskapazitäten in anderen Bundesländern erforderlich machen und somit würden die entsprechenden Umweltbelastungen exportiert.

Für diese Teilräume wird dann vor dem Hintergrund der „Eignungskriterien“ diskutiert, ob dort potenziell Standorte vorhanden sein könnten, die eine vergleichbare oder bessere Eignung als der Standort Staudinger aufweisen.

3 BESCHREIBUNG DER ALTERNATIVEN

Im Jahr 2007 lag der Nettostromverbrauch in Hessen bei über 35.000 GWh/a bei einer Bruttostromproduktion von weniger als 15.000 GWh/a. D.h., dass in dem Jahr mehr als 60 % des Landesbedarfs aus den umliegenden Regionen importiert werden musste. Selbst unter der Annahme einer vollständigen Umsetzung aller Energieeinsparpotenziale wird auch zukünftig eine große Stromlücke in Hessen bestehen bleiben¹.

Die im Folgenden beschriebenen Alternativen sollen demnach in erster Linie dazu dienen, zur Deckung des Strombedarfs in der Region beizutragen. Eine Stromproduktion von 7.350 GWh/a entsprechend einem 1.050 MW_{el Netto} Kraftwerk im Grundlastbetrieb mit 7.000 Vbh/a soll zunächst die Vorgabe sein. Bei einer Fernwärmeproduktion von 1.300 GWh/a verringert sich zwar die Stromproduktion, bleibt aber weiterhin größer 7.000 GWh/a, weshalb zur Vereinfachung auch andere technische Alternativen zunächst an den 7.350 GWh/a gemessen werden.

Im Falle der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wurde die Potenzialabschätzung der Prognos AG herangezogen².

3.1. Vorhaben: 1.100 MW Steinkohle am Standort Staudinger (Alternative 1)

3.1.1. Anlagengröße/Auslegung

Das vorhandene Kraftwerk Staudinger besteht aus 5 Blöcken – den Steinkohleblöcken 1-3 und 5 sowie einem mit Erdgas betriebenen Block 4 – und verfügt über eine elektrische Gesamtleistung von ca. 2.000 MW. Die Blöcke 1-3 mit einer elektrischen Leistung von ca. 850 MW wurden in den Jahren 1965 (Block 1 und 2) und 1970 (Block 3) in Betrieb genommen.

Sofern Block 6 als 1.100 MW Steinkohleblock ("Alternative 1") realisiert wird, beabsichtigt EKW den Rückbau der Blöcke 1-3. Diese Anlagen sollen dann Ende 2012 außer Betrieb genommen werden.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- Integration der Anlagen in den bestehenden Kraftwerksstandort, d.h. teilweise Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen
- Kreislaufwasserkühlung
- Netto-Wirkungsgrad (Auslegungsfall & Kühlturbetrieb) von ca. 45,5 %
- bis zu 300 MW Fernwärmeauskopplung

¹ vgl. Band D; Fachgutachten „Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030“

² vgl. Band D; Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien“

3.1.2. Brennstoff

Zur Berechnung wird von folgenden KohleDaten ausgegangen:

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für das Erdgas (Block 4) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen.

3.1.3. Betriebsweise

EKW plant, den Block 5 sowie den neuen Block 6 ganzjährig im Grundlastbereich und Block 4 im Spitzenlastbereich zu betreiben.

Mit seiner großen Lastvariation von 300 - 1.100 MW und entsprechend hoher Laständerungsgeschwindigkeit eignet sich ein neuer Steinkohleblock 6 gut für die Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen (z.B. Fernwärmeerzeugung, Regelleistung etc.). In besonders lastarmen Zeiten (Sommerwochenende, nachts etc.) ist sowohl ein Betrieb mit Minimallast als auch eine Abstellung denkbar.

3.1.4. **Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 1 (1.100 MW Steinkohleblock)**

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Alternative 1:

Indikator	Einheit	Vorhaben		
		Block 4	Block 5	Block 6 Steinkohle
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Steinkohle
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	2.308
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	1.050
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	2.182		
techn. auskoppelbare Fern- wärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	45,5%
elektr. Vollastbenutzungs- stunden	Vbh	1.000	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	7.133 ³
Summe Nettostromerzeu- gung	GWh	10.841		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

3.2. **1.100 MW GuD-Anlage (Alternative 2)**

3.2.1. **Anlagengröße/Auslegung**

Als Alternative 2 wird im Rahmen der Alternativenprüfung (§ 18 Abs. 5 Satz 2 und 3 HLPg) Errichtung und Betrieb eines Kombikraftwerks (GuD-Kraftwerk), bestehend aus zwei Blöcken mit einer elektrischen Bruttoleistung von jeweils 550 MWel in Einwellenausführung (d.h. Gas- und Dampfturbine auf einer Welle) und einer elektrischen Nettogesamtleistung von 1.050 MWel betrachtet.

Mit seiner großen Lastvariation von 300 - 1.100 MWel und entsprechend hoher Laständerungsgeschwindigkeit eignet sich ein neuer Erdgasblock 6 - bei der hier getroffenen Annahme eines Grundlastbetriebs - gut für die Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen (z.B. Fernwärmeerzeugung, Regelleistung etc.). In besonders lastarmen Zeiten (Sommerwochenende, nachts etc.) ist sowohl ein Betrieb mit Minimallast als auch eine Abstellung denkbar.

³ Stromverlust durch Wärmeproduktion berücksichtigt. Voraussetzung ist die Abnahme von 1.300 GWh/a Fernwärme. Bei reiner Stromproduktion wäre die Jahresnettostromerzeugung 7.350 GWh/a (Maximalprognose, durchschnittlicher Erwartungswert über die Jahre ca. 80%).

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- Die Blöcke 1 bis 3 werden nicht über 2012 hinaus betrieben
- Integration der Anlagen in den bestehenden Kraftwerksstandort, d.h. teilweise Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen
- Kreislaufwasserkühlung
- Netto-Wirkungsgrad (Auslegungsfall & Kühlturbetrieb; keine Fernwärmeabgabe) von ca. 58,3 %
- bis zu 300 MW Fernwärmeauskopplung

3.2.2. Brennstoff

Für das Erdgas (Block 4 und Alternative 2) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

Für Berechnungen wird von folgenden Kohleedaten (Block 5) ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

3.2.3. Betriebsweise

Für eine Alternativenbetrachtung muss aus Gründen der theoretischen Vergleichbarkeit – wie bei der Alternative 1 – auch bei der Alternative 2 davon ausgegangen werden, dass Block 5 und ein neuer Block 6 ganzjährig im Grundlastbereich und Block 4 im Spitzenlastbereich betrieben werden. Dies erfolgt ungeachtet gegensätzlich wirkender energiewirtschaftlicher Marktmechanismen (s.o.).

3.2.4. **Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 2 (GuD-Kraftwerk)**

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten der Alternative 2 (Block 6 GuD-Kraftwerk):

Indikator	Einheit	Alternative 2		
		Block 4	Block 5	Block 6 GuD
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Erdgas
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Auslegungs-Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	1.801
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	1.050
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	2.182		
techn. auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	58,3%
elektr. Vollastbenutzungsstunden	Vbh	1.000	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	7.068 ⁴
Summe Nettostromerzeugung	GWh	10.776		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

3.3. **Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 bzw. 1 und 3 (Alternativen 3.1 und 3.2: Nullvarianten)**

3.3.1. **Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 (Alternative 3.1)**

3.3.1.1 **Anlagengröße / Auslegung**

Im Rahmen der Alternativenprüfung soll betrachtet werden, dass die 5 vorhandenen Blöcke bis weit über das Jahr 2012 hinaus weiter betrieben werden (sogenannte „Nullvariante 3.1“).

Folgende Randbedingungen sind dabei zugrunde zu legen:

- Ein Block 6 wird nicht errichtet.
- Die Blöcke 1 bis 3 werden durch Instandhaltungsmaßnahmen und Nachrüstungen bis Ende 2010 für die längerfristige Fortsetzung und Steigerung des Leistungsbetriebs vorbereitet. Die Maßnahmen zielen darauf ab, die ursprünglichen

⁴ Stromverlust durch Wärmeproduktion berücksichtigt. Voraussetzung ist die Abnahme von 1.300 GWh/a Fernwärme. Bei reiner Stromproduktion wäre die Jahresnettostromerzeugung 7.350 GWh/a (Maximalprognose, durchschnittlicher Erwartungswert über die Jahre ca. 80%).

Auslegungswerte (Frischdampfmassenstrom, Wirkungsgrad) wieder zu erreichen und die dann geltenden Anforderungen an die Begrenzung der Schadstoffemissionen nach 13. BImSchV zu erfüllen.

- Ausschöpfen der möglichen Auslastung der Blöcke 1, 2, 3 und 5 auf je 7.000 Vbh, Block 4 wird mit 1.000 Vbh angenommen.
- Aufgrund der höheren Vollastbenutzungsstunden der Blöcke 1, 2, 3 und 5 werden vor Ende 2012 Instandhaltungsarbeiten durchgeführt, um die Anlagen (z.B. hinsichtlich des Wirkungsgrads) zu optimieren. Die Anforderungen an die Begrenzung der Schadstoffemissionen nach 13. BImSchV (Blöcke 1-3) werden rechtzeitig erfüllt.
- bis zu 150 MW Fernwärmeauskopplung durch Block 5⁵,

3.3.1.2 Brennstoff

Für Berechnungen wird von folgenden KohleDaten ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für das Erdgas (Block 4) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

3.3.1.3 Betriebsweise

Für eine Alternativenbetrachtung muss aus Gründen der Vergleichbarkeit – wie bei der Alternative 1 – auch bei der Nullvariante (Alternative 3.1) davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerksblöcke 1 bis 3 und 5 ganzjährig im Grundlastbereich und Block 4 im Spitzenlastbereich betrieben werden.

3.3.1.4 Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Nullvariante 3.1 (Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 und der bestehenden Blöcke 4 und 5)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Nullvariante 3.1:

⁵ Mit der Umsetzung der Vorhabensvariante investiert EKW in die langfristige Entwicklung und Zukunftssicherung des Standortes Staudinger. Dagegen erfolgt bei einem Weiterbetrieb der Altanlagen (Nullvariante) keine Zukunftssicherung des Standortes. Somit macht bei Weiterbetrieb der Altanlagen eine langfristig angelegte Investition in den Ausbau der Fernwärmeerzeugung und -transport am Standort Staudinger unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unternehmerisch keinen Sinn. Die unbestrittenen ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile der effizienten Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung können mit der Nullvariante nicht gehoben werden.

Indikator	Einheit	Alternative Nullvariante - Weiterbetrieb der Böcke 1-5				
		Block 1	Block 2	Block 3	Block 4	Block 5
Primärbrennstoff	-	Steinkohle	Steinkohle	Steinkohle	Erdgas/ Heizöl	Steinkohle
Lastbereich	-	Grundlast	Grundlast	Grundlast	Spitzenlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	639	639	763	1.575	1.189
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	249	249	293	622	510
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.923				
techn. auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	50	-	-	-	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,0%	39,0%	38,4%	39,5%	42,9%
elektr. Vollastbenutzungsstunden	Vbh	7.000	7.000	7.000	1.000	7.000
Nettostromerzeugung		1.743	1.743	2.051	622	3.559
Summe Nettostromerzeugung	GWh	9.718				
Fernwärmeerzeugung	GWh			-	-	150

3.3.2. Weiterbetrieb der Blöcke 1 und 3 (Alternative 3.2)

3.3.2.1 Anlagengröße / Auslegung

Hier soll betrachtet werden, dass 4 vorhandene Blöcke bis weit über das Jahr 2012 hinaus weiter betrieben werden (sogenannte Nullvariante 3.2).

Folgende Randbedingungen sind dabei zugrunde zu legen:

- Ein Block 6 wird nicht errichtet.
- Die Blöcke 1 und 3 werden durch Instandhaltungsmaßnahmen und Nachrüstungen bis Ende 2010 für die längerfristige Fortsetzung und Steigerung des Leistungsbetriebs vorbereitet. Die Maßnahmen zielen darauf ab, die ursprünglichen Auslegungswerte (Frischdampfmassenstrom, Wirkungsgrad) wieder zu erreichen und die dann geltenden Anforderungen an die Begrenzung der Schadstoffemissionen nach 13. BImSchV zu erfüllen.
- Block 2 wird nicht weiter betrieben.
- Ausschöpfen der möglichen Auslastung der Blöcke 1, 3 und 5 auf je 7.000 Vbh, Block 4 wird mit 1.000 Vbh angenommen.
- Aufgrund der höheren Vollastbenutzungsstunden der Blöcke 1, 3 und 5 werden vor Ende 2012 Instandhaltungsarbeiten durchgeführt, um die Anlagen (z.B. hinsichtlich des Wirkungsgrads) zu optimieren. Die Anforderungen an die Begrenzung der Schadstoffemissionen nach 13. BImSchV (Blöcke 1 und 3) werden rechtzeitig erfüllt.

- bis zu 150 MW Fernwärmeauskopplung durch Block 5⁶,

3.3.2.2 Brennstoff

Für Berechnungen wird von folgenden Kohledaten ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für das Erdgas (Block 4) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

3.3.2.3 Betriebsweise

Für eine Alternativenbetrachtung muss aus Gründen der Vergleichbarkeit – wie bei der Alternative 1 – auch bei der Nullvariante (Alternative 3.2) davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerksblöcke 1, 3 und 5 ganzjährig im Grundlastbereich und Block 4 im Spitzenlastbereich betrieben werden.

⁶ Mit der Umsetzung der Vorhabensvariante investiert EKW in die langfristige Entwicklung und Zukunftssicherung des Standortes Staudinger. Dagegen erfolgt bei einem Weiterbetrieb der Altanlagen (Nullvariante) keine Zukunftssicherung des Standortes. Somit macht bei Weiterbetrieb der Altanlagen eine langfristig angelegte Investition in den Ausbau der Fernwärmeerzeugung und -transport am Standort Staudinger unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unternehmerisch keinen Sinn. Die unbestrittenen ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile der effizienten Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung können mit der Nullvariante nicht gehoben werden.

3.3.2.4 **Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Nullvariante 3.2 (Weiterbetrieb der Blöcke 1 und 3 sowie der bestehenden Blöcke 4 und 5)**

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Nullvariante 3.2:

Indikator	Einheit	Alternative Nullvariante ohne Block 2 - Weiterbetrieb der Blöcke 1, 3, 4 und 5				
		Block 1	Block 2	Block 3	Block 4	Block 5
Primärbrennstoff	-	Steinkohle	Steinkohle	Steinkohle	Erdgas/ Heizöl	Steinkohle
Lastbereich	-	Grundlast	Grundlast	Grundlast	Spitzenlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	639	0	763	1.575	1.189
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	249	0	293	622	510
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.674				
techn. auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	50	-	-	-	300
elektr. Nettowirkungs- grad		39,0%		38,4%	39,5%	42,9%
elektr. Vollastbenut- zungsstunden	Vbh	7.000	0	7.000	1.000	7.000
Nettostromerzeugung		1.743	0	2.051	622	3.559
Summe Nettostromer- zeugung	GWh	7.975				
Fernwärmeerzeugung	GWh			-	-	150

3.4. **Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse mit gesichertem Absatzmarkt für die anfallende Wärme (Alternative 4)**

3.4.1. **Anlagengröße/ Auslegung**

Als Alternative 4 wird im Rahmen des Alternativenvergleichs die Stromproduktion durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen betrachtet. Dazu werden insgesamt 63 Erdgas BHKW Module mit jeweils 5,1 MW_{el} und einer elektrischen Nettogesamtleistung von 321 MW_{el} betrachtet. Die Anzahl der Anlagen ergibt sich aus dem zusätzlichen Gesamtpotential von 1.600 GWh_{el}/a Jahresproduktion für dezentrale KWK-Anlagen in Hessen⁷.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

⁷ vgl. Band D; Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien“

- Die Blöcke 1 bis 3 werden nicht über 2012 hinaus betrieben. Es erfolgt keine Anpassung an die Maßgaben der aktualisierten 13. BImSchV.
- Ein Block 6 wird nicht errichtet.
- Die BHKW Anlagen werden objektspezifisch dimensioniert und wärmegeführt betrieben (Vorgabe: Gesicherter Absatzmarkt für die Wärme). Das bedeutet, dass die Anlagen in Zeiten mit geringem Wärmebedarf getaktet betrieben oder sogar abgeschaltet werden.
- Da die Systeme innerhalb des Siedlungsgebietes aufgestellt werden, kann teilweise eine Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen erfolgen.
- Netto-Wirkungsgrad ca. 46 % (Herstellerangabe).
- Durch die Stromkennzahl des gewählten BHKW von $\sim 1,1$ fällt eine auskoppelbare bzw. auszukoppelnde Wärme von 293 MWth. an.

Eine Grundvoraussetzung für den sinnvollen Einsatz eines KWK-Systems ist ein möglichst gleichzeitig anfallender und über die Betriebsperiode gleichmäßig verlaufender Strom- und Wärmebedarf. Da die Produktion von Strom und Nutzwärme in einer KWK-Anlage immer gleichzeitig erfolgt, können nur so hohe Volllastnutzungsstunden erzielt werden. In gewissen Grenzen kann eine Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion vom Wärmeverbrauch durch eine thermische Speicherlösung erfolgen. Aber auch hier gilt, dass die gespeicherte Wärme verbraucht werden muss.

Da in den meisten Versorgungsobjekten die Jahresbedarfsganglinien – soweit überhaupt bekannt – einen im Winter (z.T. erheblich) höheren Wärmebedarf als im Sommer aufweisen, wird ein BHKW normalerweise zur Deckung des Grundbedarfs ausgelegt. Der Strombedarf bleibt über das Jahr gesehen in den meisten Anwendungsfällen nahezu konstant. Lastspitzen werden auf Strom- und Wärmeseite durch Netzbezug bzw. einen zusätzlichen Heizkessel gedeckt. Sehr gut ausgelegte Blockheizkraftwerke erreichen jährliche Volllastnutzungsstunden zwischen 5.000 und 6.000. Dabei gilt, dass kleiner dimensionierte Blockheizkraftwerke höhere Volllaststundenzahlen erreichen, allerdings bei geringerer Bedarfsdeckung.

Da Lastprofile für Strom und Wärme sowohl hinsichtlich ihres Verlaufes als auch der erforderlichen Leistung höchst unterschiedlich sind, erfolgt eine Auslegung hinsichtlich Anzahl und Größe der KWK-Anlagen i.d.R. für jedes Versorgungsobjekt individuell.

Die sinnvollste Anwendung von BHKW Anlagen erfolgt in Industrieunternehmen oder Gewerbebetrieben, die einen gleichmäßig hohen Wärmebedarf über den Tag bzw. das Jahr haben. Im Bereich privater Haushalte besteht im Sommer der Wärmebedarf ausschließlich aus Warmwasserproduktion und ist erheblich geringer als der Heizwärmebedarf im Winter.

Weist ein zu versorgender Betrieb bzw. Gebäude einen für den BHKW-Betrieb günstigen Verlauf von Strom- und Wärmebedarf auf, wird man dort versucht sein, den Bezug von externen Lieferanten durch Eigenproduktion zu reduzieren. So können die zu beziehenden Energiemengen und Leistungspreise verringert wer-

den. Insbesondere für große Industriebetriebe mit einem hohen Prozesswärmebedarf ist ein solches Vorgehen betriebswirtschaftlich sinnvoll. Falls solche Maßnahmen bereits realisiert worden sind, entfallen derartige Industriebetriebe als mögliches Versorgungsobjekt für einen externen Energieversorger. Versorgungsobjekte bzw. –aufgaben zu finden, die den gerade formulierten Randbedingungen genügen, dürfte dementsprechend schwierig sein.

Die vorgenannten Aspekte lassen den Schluss zu, dass es nur durch eine extrem hohe Anzahl unterschiedlich großer bzw. deutlich kleinerer BHKW-Module überhaupt gelingen könnte, den verschiedenen hohen Bedarf insbesondere aber unterschiedlich verlaufenden Lastgang von Strom und Wärme in jedem Versorgungsobjekt abzudecken. Kleinere BHKW-Anlagen haben allerdings kleinere Stromkennzahlen und somit eine höhere Wärmeproduktion. Dies erschwert wiederum die Auslegung bzw. verringert die Betriebsstundenzahl, da eine entsprechende Wärmesenke fehlt.

Eine Errichtung der BHKW-Anlagen kommt nur innerhalb bereits existierender Gebäude in Betracht, da freie Flächen innerhalb des Stadtgebiets in dieser Größenordnung nicht vorhanden, nicht für diesen Zweck verfügbar sind. Darüber hinaus sind derartige Flächen nicht im Besitz von E.ON sind. Zudem ist in Wohngebäuden der Wärmebedarf bei Neubauten zu gering oder aber bei Industriebetrieben eine Eigenversorgung anzunehmen, so dass auch solche Versorgungsobjekte ausscheiden.

Der wärmegeführte Betrieb von BHKW-Anlagen bedeutet für den Fall, dass der Strom nicht komplett im Versorgungsobjekt verbraucht wird, eine unkontrollierte Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung. Um die damit zusammenhängenden Probleme zu lösen, werden seit längerem Ansätze zur Etablierung sogenannter "Virtueller Kraftwerke" untersucht, ohne dass bislang in „industriellem Maßstab“ d.h. für eine große Anzahl regelfähiger Anlagen tatsächlich einsetzbare Systeme entwickelt wurden. E.ON war auf diesem Gebiet u.a. am zwischen 2000-2004 durchgeführten EU-Projekt "Virtual Fuel Cell Power Plant" beteiligt, in dem die Zusammenhänge intensiv untersucht worden sind.

Abgesehen von der Problematik der Regelungsstrategie (Vorrang Netz oder Versorgungsobjekt bzw. Abstimmung der lokalen und übergeordneten Steuerung) wäre ein erheblicher (nicht nur finanzieller) Aufwand für die Vernetzung mit entsprechender Telekommunikationstechnik zu treiben um einen solchen Verbund zu handhaben.

Würden die BHKraftwerke strom- bzw. netzgeführt betrieben, um eine dem Block 6 vergleichbare Volllaststundenzahl zu erreichen, fielen beim vorgestellten System mit dann 206 Anlagen (entsprechend 1050 MW_{el}) bei 7.000 Vbh eine Wärmemenge von 6.720 GWh/a an. Für eine so große Wärmemenge besteht keine äquivalente Nachfrage, so dass hier analog dem Großkraftwerk die nicht benötigte Abwärme an die Umgebung abgegeben werden müsste.

Somit würde ein prinzipiell möglicher Vorteil bei der Brennstoffausnutzung durch eine Vielzahl kleiner dezentraler Systeme gegenüber einem Großkraftwerk – dass

im Falle des Block 6 ebenfalls als KWK-Anlage betrieben wird – und der lokalen Wärmebereitstellung durch Brennwertgeräte, sofern überhaupt noch vorhanden, schwer nachzuweisen sein.

Der extrem hohe Aufwand für die Standortsuche für einige hundert bzw. tausend Installationen, die Investition in die Vielzahl kleiner Anlagen, die zentrale Steuerung mit entsprechender Kommunikationsinfrastruktur sowie der enorme Wartungsaufwand beim Betrieb eines virtuellen Kraftwerks soll an dieser Stelle nicht unerwähnt bleiben.

3.4.2. Brennstoff

Für Berechnungen wird von folgenden Kohleedaten ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für das Erdgas (Block 4 und BHKW) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

3.4.3. Betriebsweise

Die BHKW-Anlagen werden wärmegeführt betrieben.

3.4.4. **Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 4**

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Alternative 4:

Indikator	Einheit	Alternative 4		
		Block 4	Block 5	BHKW
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Erdgas
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	696
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	320
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.452		
techn. auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	292
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	46,0%
Nutzungsgrad			68,1%	
elektr. Vollastbenutzungsstunden	Vbh	1.000	6.100	5.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	1.600 ⁸
Summe Nettostromerzeugung	GWh	5.308		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.460

3.5. **Einsatz erneuerbare Energien (Biomasse, Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie) unter Einbeziehung von Möglichkeiten zur Speicherung von Energie (Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherwerke)**

Die Alternative 5 soll im Rahmen des Alternativenvergleichs den Ersatz der Blöcke 1–3 durch eine Kombination einer entsprechenden Anzahl Energiewandlungssysteme auf Basis regenerativer Energiequellen betrachten.

Dazu soll zunächst eine Betrachtung der einzelnen Technologien erfolgen.

Windenergie:

Bei einem reinen Einsatz von Windenergieanlagen wäre bei angenommenen 1.600 Vollastnutzungsstunden für Binnenstandorte eine Anzahl von rd. 1.838 Anlagen der 2,5 MW_{el} Klasse zur Bereitstellung von 7.350 GWh/a (entsprechend 1.050 MW_{el} x 7.000 Vbh) erforderlich. Die installierte Leistung wäre somit

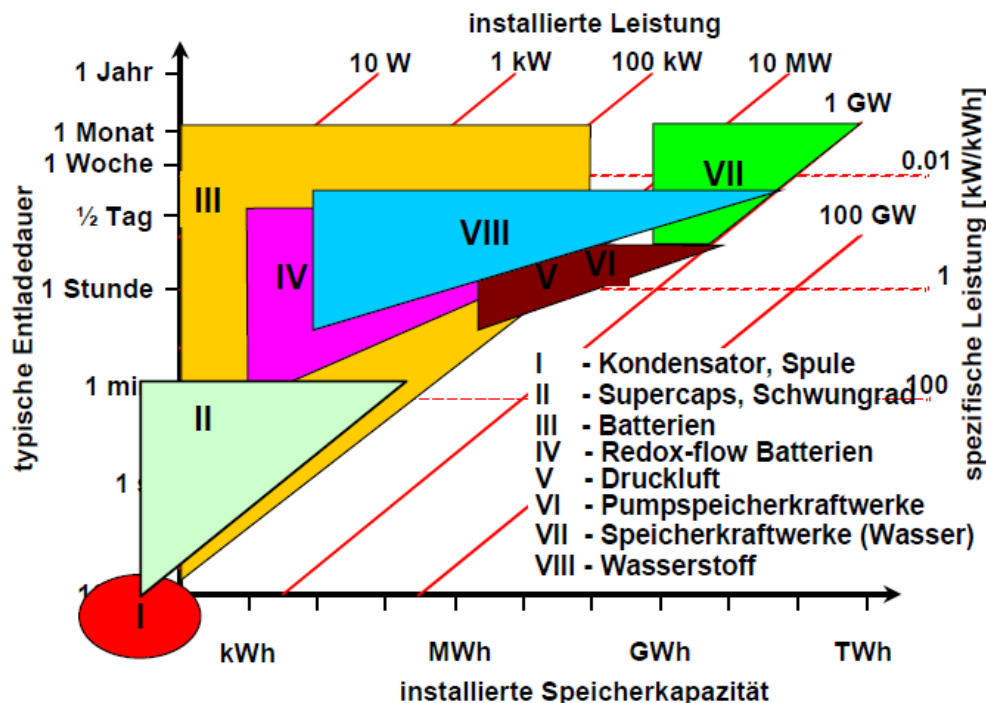
⁸ It. Prognos gibt es ein zusätzliches Potenzial von 1.600 GWh/a_{el} für dezentrale KWK in Hessen.

4.595 MW_{el.} und es ergäbe sich bei einem Flächenverbrauch pro Anlage von 15 ha ein Flächenbedarf von 27.570 ha.

In einer Präsentation der Hessen Energie werden mögliche Potentiale für das Bundesland abgeschätzt. Laut Entwürfen der Regionalpläne sind in Hessen 9.335 ha für die Windenergienutzung ausgewiesen. Bei einem Flächenbedarf von 15 ha pro Anlage wäre bei voller Ausschöpfung der Flächen eine Installation von 622 Anlagen mit einer Leistung von 1.556 MW_{el.} denkbar. Bei einer Volllaststundenzahl von 1.600 ergäbe sich eine Jahresstromproduktion von knapp 2.490 GWh/a.

Dabei handelt es sich um eine kumulierte Energiemenge, d.h. die Leistung der WE-Anlagen steht nicht rund um die Uhr zur Verfügung. Um die Stromproduktion der Anlagen und den Bedarf im elektrischen Versorgungsnetz zumindest teilweise anzugleichen, ist normalerweise eine Speicherlösung erforderlich.

Abbildung 3: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien als Funktion der installierten Speicherkapazität (Energie), der installierten Lade- /Entladeleistung und der typischen Entladedauer (Quelle: Prof. Sauer, ISEA RWTH Aachen)



Fotovoltaik:

Im Falle des Einsatzes von Fotovoltaik würde bei einem Ertrag von 100 kWh/m²a eine installierte Leistung von 7.350 MW_p mit einem Flächenbedarf von 73,5 km²

installierter Solarmodule (ohne Peripherie) zur Bereitstellung von 7.350 GWh/a benötigt. Flächen solcher Größe stehen E.ON nicht zur Verfügung.

Hohe Investitionen bei gleichzeitig relativ geringem Ertrag sowie der hohe Flächenbedarf machen den Einsatz von Fotovoltaik in unseren Breitengraden für E.ON uninteressant und soll deshalb hier nicht weiter verfolgt werden. Dies gilt nicht für andere Regionen in Europa und der Welt in denen ein höherer Ertrag zu erwarten ist.

Zudem handelt es sich auch hier um kumulierte Energiemengen, die ebenfalls eine Speicherlösung erfordern um die zeitlich voneinander abweichende Stromproduktion und den Strombedarf anzugleichen. Die derzeit noch in der Entwicklung befindlichen Speicherlösungen würden die Stromerzeugung aus Fotovoltaik weiter verteuern.

Biomasse:

Biomasseanlagen können – solange ihnen Brennstoff zugeführt wird – dauerhaft Strom liefern und sind somit prinzipiell technisch grundlastfähig. Zur Bereitstellung einer elektrischen Energie von 7.350 GWh/a wären bei einer Anlagengröße von 20 MW_{el.} etwa 53 Anlagen nötig.

Die Anlagen würden im ländlichen Raum betrieben, da der Transport von Biomasse über längere Strecken und insbesondere ins Stadtgebiet im Widerspruch zur CO₂-Neutralität des eingesetzten Energieträgers steht. Somit ist ein KWK-Betrieb nicht oder nur eingeschränkt möglich, da es im ländlichen Raum i.d.R. kein Wärmenetz mit einer entsprechenden Abnehmerzahl gibt. Ein Wärmetransport über längere Strecken kommt aufgrund der hohen Investitionen für das Wärmenetz und die hohen Verluste beim Transport ebenfalls nicht in Betracht.

Da ein Biogastransport über längere Strecken mit nur geringen Verlusten zu bewerkstelligen ist kommt neben Biomasse auch Biogas als Brennstoff in Frage, mit dem großen Vorteil, dass Biogasanlagen auch in Siedlungsgebieten aufgestellt werden könnten, die aufgrund des Wärmebedarfs einen sinnvollen KWK-Betrieb ermöglichen.

Laufwasserkraftwerke:

Laufwasserkraftwerke werden in Flussläufen oder an Seen mit Talsperre und Wasserzufluss installiert, um mit Hilfe von Turbinen kontinuierlich Strom zu erzeugen. Sie liefern also durchgängig Strom, sind aber nicht regelbar. Die Stromproduktion hängt dabei vom jahreszeitlich schwankenden Wasserangebot ab. Der Bau eines Laufwasserkraftwerks setzt einen geeigneten Flusslauf voraus, erfordert sehr hohe Investitionen und bedeutet im Fall des Talsperrenbaus einen erheblichen Eingriff in die Natur. In Deutschland ist das Potenzial dieser Technik kaum weiter ausbaubar. Es bietet sich höchstens an bestehende Kraftwerke zu modernisieren und somit deren Stromproduktion geringfügig zu erhöhen.

Pumpspeicherkraftwerke:

Pumpspeicherkraftwerke werden dazu genutzt, in Zeiten niedriger Stromnachfrage Überkapazitäten bei der Erzeugung zwischenspeichern. Dies geschieht durch Erhöhung der potenziellen Energie von Wasser mittels Hochpumpen von einem niedrigen Reservoir in ein höher gelegenes Speicherbecken. Dazu ist Pumparbeit erforderlich. Pumpspeicherkraftwerke sind an geologisch geeignete Standorte mit einer entsprechenden Topografie gebunden. Die Speicherdichte ist relativ gering, so dass die abrufbare Leistung nur für eine kurze Zeit zur Verfügung steht und z.B. eine längere Windflaute nicht ausgeglichen werden kann.

Druckluft:

Ein Druckluftspeicherkraftwerk dient ebenfalls dazu, überschüssigen Strom mit Hilfe von Kompressoren Luft zu komprimieren und in untertägigen Speichern einzulagern, um im Bedarfsfall durch Expansion eine Turbine anzutreiben, die elektrische Energie erzeugt.

Prinzipiell kann ein Druckluftspeicherkraftwerk helfen, die fluktuierende Erzeugung der Windenergie und den davon abweichenden Bedarf auszugleichen. Auch hier gilt, dass dies aber nur für den Spitzenlastbereich gilt, da die Leistung eines Druckluftspeicherkraftwerks nur für einen sehr kurzen Zeitraum zur Verfügung steht. Im Kraftwerk Huntorf sind dies nach 8 Stunden Ladezeit 290 MW_{el} für 2 Stunden. Für den Ladevorgang werden 60 MW_{el} benötigt.

In Deutschland ist derzeit ein Druckluftspeicherkraftwerk in Betrieb und kein weiteres in Planung. Wie in diesem Bereich die zukünftige Entwicklung sein wird, ist nicht abzusehen. Geeignete Kavernen befinden sich in Schleswig-Holstein und Niedersachsen (Norddeutsches Becken). Dort würden sie von den dortigen Windparks sowie den möglichen zukünftigen Offshore-Windparks genutzt werden. Ein Transport der elektrischen Energie von küstenfernen Regionen und zurück ist physikalisch zwar denkbar, aufgrund des Transports über einige hundert Kilometer würden sich die Verluste aber stark vergrößern.

Da generell die Stromproduktion in der Nähe des Verbrauchs erfolgen sollte und, solange das elektrische Versorgungsnetz nicht erheblich ausgebaut ist, auch erfolgen muss, bleibt nach der gerade erfolgten Darstellung als sinnvolles regeneratives Versorgungssystem nur eine Kombination aus Windkraft- sowie Biomasseanlagen zur Stromerzeugung übrig.

Geothermie:

Erdwärme eignet sich sehr gut zur Bereitstellung von Nutzwärme. Dies erfolgt in Deutschland vorwiegend im kleinen Leistungsbereich mittels Wärmepumpe.

Die Stromproduktion mittels Geothermie erfordert Temperaturen, die über 120 °C liegen. Dafür müssen i.d.R. tiefere Bohrungen vorgenommen werden, da ein solches Temperaturniveau nur selten oberflächennah zu finden ist.

Die Prognos AG hat das Potential in Hessen mit einer installierten Leistung von maximal 30 MW_{el} bis zum Jahr 2020 und einer Jahresproduktion von 24 GWh/a⁹. Dies entspricht einer Deckung des hessischen Strombedarfs (von über 35.000 GWh_{el}/a) kleiner 0,07 % oder weniger als 0,35 % der Stromproduktion eines Blocks 6 (7.133 GWh_{el}/a) und soll aus diesem Grund hier nicht weiter betrachtet werden.

3.5.1. Anlagengröße/ Auslegung (gewählte Alternative)

Unter der Annahme, dass die für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen vollständig mit den genannten 622 Anlagen und einer Jahresstromproduktion von knapp 2.500 GWh_{el}/a ausgebaut würden, bliebe bei einem Vergleich mit der Stromproduktion eines Block 6 noch eine Differenz von 4.633 GWh_{el}/a, die durch Biomasseanlagen bereitgestellt werden könnten bzw. müssten.

Bislang ausgeführte Biomasse Kraftwerke haben eine Anlagengröße von 20 MW_{el} im Kondensationsbetrieb und erreichen etwa 6.500 Vbh. Unter der Annahme, dass von den Biomasse-Anlagen 1.300 GWh/a Wärme bereitgestellt würden, ergäbe sich bei einer KWK-Wärmeproduktion pro Anlage von 10 MW_{th} (Stromverlustkennziffer 0,1) und 5.000 Vbh im KWK-Betrieb eine dafür erforderliche Anlagenzahl von 26. Diese Anlagenanzahl würden in den 1.500 Vbh mit reiner Stromerzeugung 780 GWh_{el}/a und in der Zeit mit Wärmeauskopplung 2.340 GWh_{el}/a produzieren. Um eine Jahresstromproduktion von 4.633 GWh/a (um in Summe auf eine dem Vorhaben vergleichbare Jahresenergiemenge zu kommen) zu erreichen, wären weitere 12 Anlagen mit jeweils 20 MW elektrischer Leistung erforderlich, die ausschließlich Strom produzieren. Insgesamt kämen also 38 Anlagen zum Einsatz.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- Die Blöcke 1 bis 3 werden nicht über 2012 hinaus weiterbetrieben. Es erfolgt keine Anpassung an die Maßgaben der aktualisierten 13. BImSchV.
- Ein Block 6 wird nicht errichtet
- Die 622 Windkraftanlagen werden ohne eine Speicherlösung betrieben (Annahme 1.600 Vbh).
- 26 Biomasseanlagen werden wärmegeführt betrieben mit insgesamt 1.300 GWh/a Wärme.
- 12 Biomasseanlagen werden stromgeführt betrieben.

3.5.2. Brennstoff

Zur Berechnung wird von folgenden Kohleladedaten ausgegangen:

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %

⁹ vgl. Band D; Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien“

Schwefelgehalt 0,5 %

Für das Erdgas wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

Sonstige Brennstoffe:

Die Biogas/-masse Anlagen werden mit einem Brennstoffmix aus

- 52 % Biogas (Hu: 34,8 MJ/m³),
- 35 % Waldholz (Hu: 13,37 MJ/kg)
- und 13 % Strohballen (Hu: 13,94 MJ/kg; alle Werte nach GEMIS) befeuert.

3.5.3. Betriebsweise

Die Windenergieanlagen werden dem Windangebot entsprechend fluktuierend betrieben, während die Biomasse-KWK-Anlagen stromgeführt betrieben werden.

3.5.4. Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 5

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Alternative 5:

Indikator	Einheit	Alternative 5			
		Block 4	Block 5	Biomasse KWK	WKA
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Biogas	
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast	
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	2.171	
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	760	1.555
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	3.447			
techn. auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	380	
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	35,0%	
elektr. Vollastbenutzungsstunden	Vbh	1.000	6.100	6.500	1.600
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	4.680 ¹⁰	2.488
Summe Nettostromerzeugung	GWh	10.876			
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300	

¹⁰ Kombination aus 26 Anlagen 5.000 Vbh mit 18 MW_{el} und 1.500 Vbh mit 20 MW_{el} sowie 12 Anlagen a 20 MW_{el} mit 6.500 Vbh (38 Anlagen insgesamt)

3.6. Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden (Alternative 6)

3.6.1. Anlagengröße/ Auslegung

Als Alternative 6 wird im Rahmen der "Alternativenprüfung" (§ 18 Abs. 5 Satz 2 und 3 HLPG) davon ausgegangen, dass die Blöcke 1 bis 3 nicht weiterbetrieben werden. Der vorhandene Block 4 soll durch Erhöhung der Betriebsstunden als Grundlastkraftwerk betrieben werden.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- Ein Block 6 wird nicht errichtet.
- Die Blöcke 1 bis 3 werden nicht über 2012 hinaus weiterbetrieben. Es erfolgt keine Anpassung an die Maßgaben der aktualisierten 13. BImSchV.
- Erhöhung der Auslastung des Blockes 5 auf 7.000 Vbh, Block 4 wird mit 6.100 Vbh angenommen.
- Aufgrund der höheren Vollastbenutzungsstunden werden an den Blöcken 4 und 5 bis Ende 2012 Instandhaltungsarbeiten durchgeführt, um die Anlagen (z.B. hinsichtlich des Wirkungsgrads) zu optimieren.
- bis zu 300 MW Fernwärmeauskopplung durch Block 5; keine Aktivitäten zur Erhöhung der ausgekoppelten Fernwärme (Jahresarbeit) im Vergleich zum Status Quo.

3.6.2. Brennstoff

Für die Berechnungen wird von folgenden Kohleedaten (Block 5) ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für das Erdgas (Block 4) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

3.6.3. Betriebsweise

Für eine Alternativenbetrachtung muss aus Gründen der Vergleichbarkeit auch bei der Alternative 6 davon ausgegangen werden, dass sowohl der Block 5 (Steinkohle) als auch der Block 4 (Erdgas) ganzjährig im Grundlastbereich betrieben werden. Dies erfolgt hier ungeachtet entgegen stehender energiewirtschaftlicher Marktmechanismen.

3.6.4. **Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 6**

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Alternative 6:

Indikator	Einheit	Alternative 6	
		Block 4	Block 5
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle
Lastbereich	-	Grundlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.132	
techn. auskoppelbare Fern- wärmeleistung	MW _{th}	-	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%
elektr. Vollastbenutzungs- stunden	Vbh	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	3.794	3.413
Summe Nettostromerzeu- gung	GWh	7.207	
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150

3.7. **Kombination der vorgenannten Alternativen (d.h. Umstellung Block 4 auf Grundlast 620 MW Gas, Rest durch erneuerbare Energien und dezentrale KWK) (Alternative 7)**

3.7.1. **Anlagengröße/ Auslegung**

Als Alternative 7 wird im Rahmen der Alternativenprüfung (§ 18 Abs. 5 Satz 2 und 3 HLP) davon ausgegangen, dass die Blöcke 1-3 stillgelegt und der Block 4 auf Grundlastbetrieb umgestellt wird.

Die Differenz zur Bereitstellung von 1.050 MW_{el} Grundlaststrom durch eine Kombination aus den bereits in Alternative 5 aufgeführten 622 Windkraftanlagen à 2,5 MW_{el} sowie wird durch 8 dezentrale Biomasse- bzw. Biogas-KWK-Anlagen mit jeweils 20 MW_{el} realisiert.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- Ein Block 6 wird nicht errichtet.
- Die Blöcke 1 bis 3 werden nicht über 2012 hinaus betrieben. Es erfolgt keine Anpassung an die Maßgaben der aktualisierten 13. BImSchV.
- Aufgrund der höheren Vollastbenutzungsstunden werden an den Blöcken 4 und 5 bis Ende 2012 Instandhaltungsarbeiten durchgeführt, um die Anlagen (z.B. hinsichtlich des Wirkungsgrads) zu optimieren.

- Erhöhung der Auslastung des Blocks 5 auf 7.000 Vbh sowie des Blocks 4 auf 6.100 Vbh.
- bis zu 300 MW Fernwärmeauskopplung durch Block 5 sowie 80 MWth durch die dezentralen Anlagen.

3.7.2. Brennstoff

Für Berechnungen wird von folgenden Kohleedaten (Block 5) ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/Kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für das Erdgas (Block 4 und BHKW) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

3.7.3. Betriebsweise

Für diesen Alternativenvergleich wird aus Gründen der Vergleichbarkeit davon ausgegangen, dass die dezentralen Biomasse Anlagen netzgeführt betrieben werden, d.h. nicht nutzbare Wärme wird über Notkühler an die Umgebung abgegeben.

Für eine Alternativenbetrachtung muss aus Gründen der Vergleichbarkeit auch bei der Alternative 7 davon ausgegangen werden, dass sowohl der Block 5 (Steinkohle) als auch der Block 4 (Erdgas) ganzjährig im Grundlastbereich betrieben werden. Die hier angegebenen Vollastbenutzungsstunden sind Vorgaben ungeachtet dagegen stehender energiewirtschaftlicher Marktmechanismen.

3.7.4. Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternative 7

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Hauptdaten bei Realisierung der Alternative 7:

Indikator	Einheit	Alternative 7			
		Block 4	Block 5	Biomasse KWK	WKA
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Biogas	
Lastbereich	-	Grundlast	Grundlast	Grundlast	
Auslegungs-Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	457	
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	160	1.555
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	2.847			
techn. auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	80	
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	35,0%	
elektr. Vollastbenutzungsstunden	Vbh	6.100	7.000	6.500	1.600
Nettostromerzeugung	GWh	3.794	3.413	960 ¹¹	2.488
Summe Nettostromerzeugung	GWh	10.655			
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	400 ¹²	

3.8. Neubau eines Kraftwerkes mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle (Alternative 8)

3.8.1. Anlagengröße/ Auslegung

Im Rahmen der Alternativenprüfung soll weiterhin betrachtet werden, dass als Alternative 8 wahlweise

- ein 550 MW Steinkohleblock (Alternative 8.1)
- ein 800 MW Steinkohleblock (Alternative 8.2)
- ein 550 MW GuD-Kraftwerk (Alternative 8.3)
- ein 800 MW GuD-Kraftwerk (Alternative 8.4)

errichtet werden. Angenommen werden hier elektrische Bruttoleistungen.

Die 800 MW GuD-Anlage besteht aus zwei Blöcken mit einer elektrischen Bruttoleistung von jeweils 400 MW_{el} in Einwellenausführung (d.h. Gas- und Dampfturbine

¹¹ Annahme: 8 Anlagen, die 5000 Vbh mit 18 MW_{el} und 1500 Vbh mit 20 MW_{el} laufen.

¹² Annahme: 8 Anlagen, die 5000 Vbh mit 10 MW_{th} laufen

auf einer Welle) und einer elektrischen Nettogesamtleistung von 760 MW_{el} betrachtet.

Da die aufgeführten Blockgrößen ein kleineres Leistungsspektrum als die Alternativen 1 und 2 aufweisen, gelten die dortigen Angaben zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen nur eingeschränkt.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- Die Blöcke 1 bis 3 werden nicht über 2012 hinaus weiterbetrieben. Es erfolgt keine Anpassung an die Maßgaben der aktualisierten 13. BImSchV.
- Integration der Anlagen in den bestehenden Kraftwerksstandort, d.h. teilweise Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen
- Kreislaufwasserkühlung
- Netto-Wirkungsgrad (Auslegungsfall & Kühlturbetrieb) von ca. 45,5 % (Steinkohle) bzw. von ca. 58,3 % für GuD-Kraftwerk (Auslegungsfall & Kühlturbetrieb; keine Fernwärmeabgabe)
- bis zu 300 MW Fernwärmeauskopplung

Die Kombination eines Kraftwerksneubaus mit weniger als 1.100 MW Leistung und der Weiterbetrieb der Altanlagen ist für EKW keine zu betrachtende Option. Der geplante Neubau wird die altersabgängigen Steinkohleblöcke 1-3 am Standort ablösen und entspricht dem energie- und klimapolitischen Erneuerungs- und Modernisierungsbedarf von Erzeugungsanlagen. Die mit einem Weiterbetrieb der Altanlagen verbundenen Investitionen in umfangreiche und teure Instandhaltungsmaßnahmen der Altanlagen erlauben keine parallele Investition in eine Modernisierung des Standortes. Grund der Erneuerung ist es ja gerade, eine unwirtschaftliche Investition in die Altanlagen zu vermeiden und den Standort für die Zukunft fit zu machen. Somit ist deutlich, dass sich mit einem langfristigen Weiterbetrieb der Altanlagen eine Neuinvestition nicht mehr darstellen lässt. Damit wäre dann die Alternative „Nullvariante“ umgesetzt, deren Auswirkungen tiefer untersucht wurden/werden.

3.8.2. Brennstoff

Für Berechnungen wird von folgenden Kohledaten für den Block 5 und den neu zu errichtenden Block 6 (Alternative 8.1 und 8.2) ausgegangen (s.o.):

Heizwert (Hu)	24,9 MJ/kg
Wassergehalt	8,2 %
Aschegehalt	14,3 %
Schwefelgehalt	0,5 %

Für Erdgas (Block 4 und Block 6 bei den Alternativen 8.3 und 8.4) wird von einem Heizwert (Hu) von 37,17 MJ/m³ ausgegangen (s.o.).

3.8.3. Betriebsweise

Im Rahmen dieses Alternativenvergleichs muss aus Gründen der Vergleichbarkeit davon ausgegangen werden, dass die Blöcke 5 und 6 – unabhängig vom gewählten Brennstoff und ungeachtet (beim GuD-Kraftwerk dagegen stehender) energie-wirtschaftlicher Marktmechanismen – sowohl in der Kohleausführung als auch in den Gasausführungen ganzjährig im Grundlastbereich betrieben werden. Block 4 würde im Spitzenlastbereich betrieben werden.

3.8.4. Hauptdaten der Kraftwerksblöcke bei Realisierung der Alternativen 8.1-8.4

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die Hauptdaten der vier Alternativen:

Indikator	Einheit	Alternative 8-1		
		Block 4	Block 5	Block 6 Steinkohle
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Steinkohle
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	1.154
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	525
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.657		
techn. auskoppelbare Fern- wärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	45,5%
Nutzungsgrad			68,1%	71,5%
elektr. Vollastbenutzungs- stunden	Vbh	1.000	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	3.567 ¹³
Summe Nettostromerzeu- gung	GWh	7.275		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

¹³ Stromverlust durch Wärmeproduktion analog Alternative 1 berücksichtigt

Indikator	Einheit	Alternative 8-2		
		Block 4	Block 5	Block 6 Steinkohle
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Steinkohle
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	1.671
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	760
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.892		
techn. auskoppelbare Fern- wärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	45,5%
elektr. Vollastbenutzungs- stunden	Vbh	1.000	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	5.190 ¹⁴
Summe Nettostromerzeu- gung	GWh	8.898		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

Indikator	Einheit	Alternative 8-3		
		Block 4	Block 5	Block 6 Erdgas
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Erdgas
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	901
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	525
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.657		
techn. auskoppelbare Fern- wärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	58,3%
elektr. Vollastbenutzungs- stunden	Vbh	1.000	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	3.567 ¹⁵
Summe Nettostromerzeu- gung	GWh	7.275		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

¹⁴ Stromverlust durch Wärmeproduktion analog Alternative 1 berücksichtigt

¹⁵ Stromverlust durch Wärmeproduktion analog Alternative 2 berücksichtigt

Indikator	Einheit	Alternative 8-4		
		Block 4	Block 5	Block 6 Erdgas
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Erdgas
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Auslegungs- Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	1.304
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	760
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.892		
techn. auskoppelbare Fern- wärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
elektr. Nettowirkungsgrad		39,5%	42,9%	58,3%
elektr. Vollastbenutzungs- stunden	Vbh	1.000	6.100	7.000
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	5.190 ¹⁶
Summe Nettostromerzeu- gung	GWh	8.898		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

¹⁶ Stromverlust durch Wärmeproduktion analog Alternative 2 berücksichtigt

4 KRIITERIENDEFINITION

4.1. Kriteriengruppe „Energiewirtschaft“

In dieser Gruppe sind Kriterien zusammengefasst, die sowohl die technischen als auch die ökonomischen Anforderungen der Energiewirtschaft abbilden. Die gewählten Einzelkriterien ergeben sich dabei unmittelbar aus dem Vorhabenszweck, der sich seinerseits aus der derzeitigen übergeordneten energiewirtschaftlichen Situation herleitete.

Als zu Grunde zu legende Rahmenbedingungen lässt sich aus den energiewirtschaftlichen Studien herleiten,

- dass in Hessen die nachgefragte elektrische Jahresarbeit die bestehende zur Steigerung der Energieeffizienz/-einsparung und zur Nutzung verbrauchsnahe Erzeugungskapazität erheblich übersteigt,
- dass sich diese Situation auch bei Ausschöpfung sehr ambitionierter Zielsetzungen erneuerbarer Energien sowie unter Berücksichtigung anderer Kraftwerksplanungen angesichts der zu erwartenden Abgänge im Bestand hessischer Kraftwerke nicht wesentlich verändert,
- dass die zu erwartenden Abgänge vorwiegend Kraftwerke betreffen, die betrieblich überwiegend zur Deckung des Sockelbedarfs (Grundlast) eingesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund wird in Band A, Kapitel I.3 folgender Vorhabenszweck formuliert:

Das Vorhaben soll

- einen wichtigen Beitrag zur wirtschaftlichen, sicheren und umweltfreundlichen Deckung des absehbaren erheblichen Strombedarfs in Hessen leisten
- dazu beitragen, die benötigte Regelleistung zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung durch die erneuerbaren Energien sowie die sonstige benötigte Netzdienstleistungen zur Verfügung zu stellen
- dem Ziel dienen, den Anteil der in KWK erzeugten Strommenge in Hessen auf 25 % zu erhöhen.

Daraus lassen sich folgende, energiewirtschaftliche Einzelkriterien ableiten, die bei der weiteren Betrachtung zur Anwendung kommen:

- Maßgeblicher Beitrag zur Bedarfsdeckung („**Nettostromerzeugung**“)

Die betrachtete technische Alternative muss grundsätzlich in der Lage sein, im Grundlastbereich betrieben zu werden und maßgeblich zur Deckung des regionalen Bedarfes beitragen zu können.

Unter Berücksichtigung der Umsetzung sämtlicher realisierbarer Potenziale Erneuerbarer Energien sowie zur Energieeinsparung gibt es im Jahr 2013 einen Stromimport/ -bedarf von über 14 TWh_{el}/a in Hessen. Dabei sind die Stilllegung der Blöcke 1-3 sowie die Neubauvorhaben anderer Energieversorger in Hessen ebenfalls berücksichtigt. Unter der Annahme, dass der im dann realisierten Vorhaben der Kraftwerke Mainz- Wiesbaden (Rheinland-Pfalz) produzierte Strom ebenfalls vollständig in Hessen verbraucht würde, bestünde immer noch ein Defizit von etwa 8,5 TWh_{el}/a.

Die aus der unternehmerischen Sicht des Vorhabenträgers sinnvoll technisch und wirtschaftlich machbare Erzeugung in Grundlast liegt bei über 7 TWh_{el}/a, so dass der Standort Staudinger nach Stilllegung der Blöcke 1 bis 3 mit insgesamt rund 10,8 TWh/a zur Deckung des Defizits beitragen würde.

Somit wird eine zusätzliche jährliche Nettostromerzeugungskapazität (Jahresarbeit) von 7,1 TWh (= 7.100 GWh_{el}/a) angestrebt.

Dieses Kriterium wird im Sinne eines Ausschlusskriteriums angewendet. D.h. Alternativen, die aufgrund ihrer technischen Konzeption weniger als 80% der oben angestrebten Jahresarbeit - d.h. weniger als 5.680 GWh_{el}/a - bereitstellen können, werden als ungeeignet eingestuft. Alternativen, die 80 bis 100% der Zieljahresarbeit erreichen, werden bzgl. dieses Kriteriums entsprechend ihrer Zielerreichung gereiht.

- „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung

Die Leistungsbereitstellung durch die betrachtete Alternative muss zur Erfüllung der Aufgabe einer gesicherten Bedarfsdeckung planbar betrieben werden können. D. h. der Betrieb soll unabhängig von externen Einflussgrößen möglich sein. Zusätzlich ist es unter diesem Gesichtspunkt förderlich, wenn die Anlage über ein breites Leistungsband (elektrische Nettoleistung abzüglich Mindestlast) verfügt.

Dieses Kriterium wird als Vergleichskriterium angewendet. Die Eignung der Alternativen bezogen auf dieses Kriterium wird dreistufig klassiert („+“ = planbar, „0“ = eingeschränkt planbar, „-“ = nicht planbar).

- Regelbarkeit der Leistungsbereitstellung/ Möglichkeit der Bereitstellung von „**Systemdienstleistungen**“

Die Alternative muss Funktionen zur Stabilisierung des Stromübertragungsnetzes wahrnehmen (Systemdienstleistungen) können. D.h. sie muss ausreichend

flexibel betrieben werden können um Schwankungen bei der Einspeisung ins Übertragungsnetz (z.B. kurzfristiger Anfall bzw. Wegfall von Energie aus Windkraftanlagen) abfangen zu können.

Insbesondere betrifft dies die Bereitstellung von „Primär- und Sekundärregelleistung“. Im Falle eines Ungleichgewichts zwischen Verbrauch und Erzeugung durch kurzfristige Störeinwirkung muss diese dann fehlende Leistung zur Gewährleistung der Wiederherstellung des Gleichgewichts im Netz kurzfristig, d.h. binnen weniger Sekunden (Primärregelung) bzw. weniger Minuten (Sekundärregelung und Minutenreserve), anderweitig zur Verfügung gestellt werden. Weiterhin gehört zu den Systemdienstleistungen die Bereitstellung von sogenannter Blindleistung, die zur Spannungsregelung im Netz erforderlich ist.

Je größer das Leistungsband in der Leistungsbereitstellung eines Kraftwerks ist, desto größer und flexibler ist auch die Möglichkeit zu reagieren, d.h. Systemdienstleistungen bereitstellen zu können. Die Auskopplung von Fernwärme reduziert das Leistungsband und damit die Möglichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Dies gilt insbesondere für Anlagen mit vergleichsweise geringer installierter Leistung.

Dieses Kriterium wird als Vergleichskriterium angewendet. Die Eignung der Alternativen bezogen auf dieses Kriterium wird fünfstufig klassiert („++“ = besonders geeignet, „+“ = geeignet, „0“ = eingeschränkt geeignet, „-“, = deutlich eingeschränkt geeignet, „--“ = ungeeignet).

- Gewährleistung der „**Ressourcenverfügbarkeit**“:

Dieses Kriterium berücksichtigt die Sicherstellung der Stromversorgung in Situationen, in denen eine temporäre Verknappung eines bestimmten Primärenergieträgers auftritt. Dieses Kriterium wird als Vergleichskriterium angewendet. Die Eignung der Alternativen bezogen auf dieses Kriterium wird dreistufig klassiert („+“ = gegeben, „0“ = eingeschränkt gegeben, „-“ = nachteilig).

- Technische Möglichkeit zur „**zusätzlichen Fernwärmeauskoppelung**“

Die Alternative muss in technischer Hinsicht dazu in der Lage sein, Fernwärme in wirtschaftlich sinnvollem Umfang bereit zu stellen. Gemäß dem in den energiewirtschaftlichen Studien ermittelten realisierbaren Zielszenario soll die Bereitstellung einer zusätzlichen Jahresarbeit „Fernwärme“ von 1.300 GWh_{th}/a in der Region Rhein-Main technisch möglich sein. Dieses Kriterium wird als Vergleichskriterium angewendet. Die Klassifizierung wird dreistufig vorgenommen („+“ \geq 1.300 GWh_{th}/a, „0“ = < 1.300 GWh_{th}/a, „-“ = kein zusätzlicher Beitrag).

- **„Stromgestehungsaufwand“** (spezifisches Investment und Betriebsaufwand)

Das Kriterium Stromgestehungsaufwand bildet den für die zu betrachtenden Alternativen den wirtschaftlichen Aspekt der Stromerzeugung bei langfristiger Betrachtungsweise (Anlagenlebensdauer) ab. Hierzu wurden für jede der betrachteten Alternativen der Gestehungsaufwand für die zusätzlich erzeugte Strommenge in Relation zum Vorhaben (= 100 %) unter Berücksichtigung der Investitionen, der sonstigen fixen Aufwendungen und der variablen Betriebsaufwendungen (Brennstoff, CO₂-Zertifikate) ermittelt. Für die Gas- und Kohlealternativen basiert dies auf aktuellen Werten (Stand September 2008), wobei die unterschiedlichen Preisrisiken für Kohle und Gas dabei unberücksichtigt blieben.

Das Kriterium wird als Vergleichskriterium angewendet.

4.2. *Kriteriengruppe „Umwelt“*

Die Umweltrelevanz der betrachteten Alternativen wird mit Hilfe von Kriterien abgeprüft und verglichen, die dem Detaillierungsniveau eines vorgelagerten Verfahrensschrittes entsprechen.

Dabei wird auf das „Globale Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (GEMIS), ein Instrument zur vergleichenden Analyse von Umwelteffekten der Energiebereitstellung und Nutzung, zurückgegriffen. GEMIS wurde vom Öko-Institut und Gesamthochschule Kassel (GhK) entwickelt und kontinuierlich fortentwickelt sowie aktualisiert. GEMIS kombiniert über 8.000 Prozesse aus den Bereichen Energiewirtschaft (Strom, Wärme), Stoffbereitstellung (z.B. Baustoffe, Metalle, Nahrungsmittel etc.) und Verkehr (Personen- und Gütertransporte) zu Prozessketten und ist damit ein geeignetes Modell zum Vergleich von Alternativen mit sehr unterschiedlichem konzeptionellem und räumlichem Ansatz.

GEMIS hat im Prinzip folgende Analysestruktur:

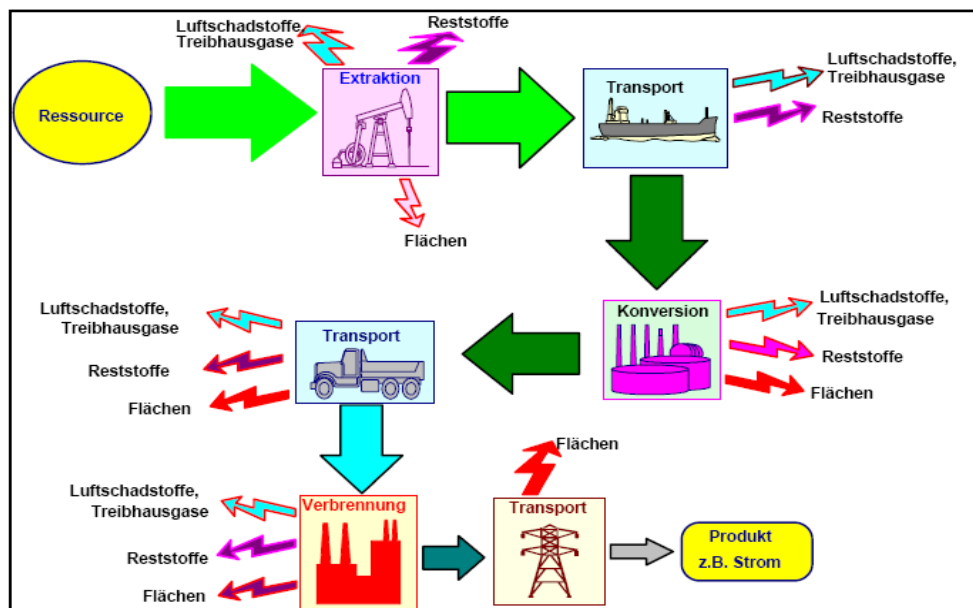


Abbildung 4: Beispielhafte Prozesskette in GEMIS (aus ¹⁷)

GEMIS bietet eine Vielzahl von Parametern zur Bewertung der Alternativen an. Für die vorliegende Untersuchung werden folgende Einzelkriterien betrachtet:

- „Emission versauernder Substanzen“

Das Versauerungspotenzial jeder Alternative wird in SO_2 – Äquivalenten angegeben. In diesem Wert werden die Auswirkungen von Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxiden (NO_x), Salzsäure (HCl) und anderen wesentlich seltener auftretenden Stoffen zusammengefasst. Die Werte werden in Tonnen pro Jahr angegeben.

- „Emission klimawirksamer Gase“

Messgröße für die Emissionen klimawirksamer Gase sind CO_2 – Äquivalente. Darunter werden die treibhauswirksamen Emissionen von Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickoxid (N_2O) und anderen wesentlich seltener auftretenden Gasen entsprechend ihres Schädigungspotenzials gewichtet zusammengefasst. Die emittierten CO_2 – Äquivalente werden für jede Alternative in Tonnen pro Jahr angegeben.

¹⁷ Öko-Institut e.V., Handbuch GEMIS 04, 2001

- **„Flächeninanspruchnahme“**

Mit diesem Kriterium wird die Flächeninanspruchnahme der Alternativen incl. der gesamten Prozessketten (also incl. Brennstoff-/Rohstoffherzeugung, Erschließungsinfrastruktur etc.) (siehe Kap. 5.2.1.1) abgebildet und vergleichend betrachtet.

Diese drei Parameter betrachten exemplarisch die unterschiedlichen Reichweiten der potenziellen Umweltwirkungen:

- die globale Dimension: Emission klimawirksamer Gase
- die regionale Dimension: Emission versauernder Substanzen
- die lokale Dimension: Flächeninanspruchnahme

In dieser Kriteriengruppe werden alle Kriterien als Vergleichskriterien angewendet.

4.3. Kriteriengruppe „Zeitliche Realisierbarkeit“

Vor dem Hintergrund der bestehenden und künftig verstärkt zu erwartenden Unterdeckung des regionalen Strombedarfs ergibt sich die Notwendigkeit, entsprechende Erzeugungskapazitäten zeitnah bereit zu stellen. Dieser Aspekt wird im Rahmen der Alternativenprüfung durch die im Folgenden aufgeführten Kriterien abgedeckt:

- **„Umsetzbarkeit durch die EKW“**

Die Alternative kann in all ihren Komponenten inklusive der ggf. notwendigen vor- und nachgeschalteten Infrastrukturmaßnahmen in der Projektträgerschaft der EKW realisiert werden. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Alternative ins unternehmerische Profil der EKW passt, so dass die dort vorhandenen technischen und wirtschaftlichen Erfahrungen genutzt werden können. Andernfalls müsste das entsprechende Know-how zunächst extern eingekauft werden, was zu zeitlichen Verzögerungen führen würde.

- **„Standortverfügbarkeit“**

Standorte, die sich im Eigentum der EKW befinden, sind bevorzugt zu beplanen. Sofern dies nicht der Fall ist, müssten zunächst die Nutzungsrechte an anderen möglichen Kraftwerksflächen gesichert werden (z.B. durch Pacht, Erbpacht, Erwerb, etc.). Dies führt insoweit zu zeitlichen Verzögerungen und folglich zu einer eingeschränkten Eignung der Alternative.

- **„Bauplanungsrechtlicher Status“**

Wesentliche Voraussetzung für die Nutzung eines Grundstücks ist sein bauplanungsrechtlicher Status. Eine Alternative wird hinsichtlich des Planungsrechts als "geeignet" eingestuft, sobald die planungsrechtlichen Voraussetzungen für eine solche Nutzung als Energieerzeugungsstandort vorliegen. Ist dies nicht der

Fall, führt dies zu einer eingeschränkten Eignung, da durch die notwendigen Planaufstellungs- oder -änderungsverfahren (Landesentwicklungsplan, Regionalplan, Flächennutzungsplan, ggf. Bebauungsplan) - wenn sie letztlich überhaupt zu der erforderlichen Nutzbarkeit des jeweiligen Gebiets führen - mit mehrjährigen Zeitverzögerungen zu rechnen ist.

In dieser Kriteriengruppe werden alle Kriterien als Vergleichskriterien angewendet. Die Alternativen werden entsprechend ihrer Kriterienausprägung durchgängig zweistufig als "geeignet" oder "eingeschränkt geeignet" bewertet. D.h. ein möglicherweise erhöhter Zeitaufwand bei der Realisierung einer Alternative führt nicht dazu, dass diese mit "ungeeignet" bewertet wird.

4.4. „Standorteignung und räumliche Alternativen“

Für die nach der Gesamtbewertung verbleibenden, technisch geeigneten Alternativen schließt sich eine Betrachtung möglicher Standortalternativen an. Hierzu wird zunächst auf Basis von technischen und energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten anhand von Eingrenzungs- bzw. Eignungskriterien ein Anforderungsprofil für den potenziell geeigneten Standort ermittelt.

Vor dem Hintergrund der technischen und energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten muss ein potenzieller Standort folgende Eingrenzungskriterien erfüllen:

1. „Gewährleistung der Versorgung mit Kühlwasser“
2. „Räumliche Nähe zu einer Höchstspannungsleitung“
3. „Möglichkeiten der Brennstoffversorgung“

Weiterhin sollt ein Standort folgende Eignungskriterien aufweisen:

4. „Redundanz der Brennstoffversorgung“
5. „Entsprechende bauplanungsrechtliche Ausweisung“
6. „Standortverfügbarkeit“
7. „Rahmenbedingungen für Fernwärmeversorgung“

Zunächst wird aufgezeigt, ob und in wieweit der Standort Staudinger diesem Anforderungsprofil entspricht.

Im Anschluss daran wird der hessenweite Suchraum für die verbleibenden, technisch geeigneten Alternativen anhand der Eingrenzungskriterien 1 bis 3 auf passende Teilräume reduziert. Diese Teilräume werden entsprechend der Eignungskriterien 4 bis 7 dahingehend überprüft, ob sie im Vergleich mit dem Standort Staudinger Bereiche mit einer ähnlichen Standorteignung aufweisen oder sich gar aufdrängen.

5 **PRÜFUNG DER TECHNISCHEN ALTERNATIVEN**

Alle in den vorherigen Kapiteln detailliert vorgestellten Alternativen werden im Folgenden anhand der bereits beschriebenen Kriterien der Gruppen

- „Energiewirtschaft“,
- „Umwelt“ und
- „Zeitliche Realisierbarkeit“

in Ihrer Eignung im Hinblick auf den Vorhabenszweck geprüft und beurteilt. Eine tabellarische Übersicht der Ergebnisse ist in der Tabelle 5.3 zusammengestellt.

5.1. **Kriteriengruppe „Energiewirtschaft“**

5.1.1. **Methodischer Ansatz**

Die Kriteriengruppe „Energiewirtschaft“ gliedert sich in folgende technische und ökonomische Einzelkriterien an denen die Alternativen 1 – 8 geprüft und vergleichend beurteilt werden:

- „Nettostromerzeugung“
Maßgeblicher Beitrag zur Bedarfsdeckung;
mindestens 80% von ca. 7.100 GWh_{el/a}Ausschlusskriterium
- „Planbarkeit“ der Stromerzeugung.....Vergleichskriterium
- Regelbarkeit und Bereitstellung von „Systemdienstleistungen“Vergleichskriterium
- „Ressourcenverfügbarkeit“Vergleichskriterium
- „Technische Möglichkeit zur Fernwärmeauskoppelung“Vergleichskriterium
- „Stromgestehungsaufwand“
(spezifisches Investment und Betriebsaufwand).....Vergleichskriterium

5.1.2. **Sachverhaltsdarstellung**

5.1.2.1 **Alternative 1: 1.100 MW Steinkohle-Block**

Die Alternative 1 (1.100 MW Steinkohle) erfüllt das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ umfassend, da die geplante Anlage eine Bedarfsdeckung von 7.133 GWh/a gewährleistet.

Auch die „**Planbarkeit**“ im Sinne einer gesicherten Stromerzeugung ist durch die Alternative 1 gewährleistet, da sie ausschließlich in Abhängigkeit vom Bedarf an elektrischer Energie betrieben werden kann und nicht von anderen Einflussgrößen, wie z. B. der meteorologischen Situation oder der Nachfrage von Wärmeleistung bestimmt ist.

Aufgrund der technischen Auslegung der Alternative 1 ist sie im Hinblick auf die Bereitstellung von „**Systemdienstleistungen**“ besonders geeignet. Da die Alterna-

tive ein ausreichend großes Leistungsband aufweist (s.a. Kapitel 5.1.2.8) und mit 7.000 Vbh betrieben werden soll, wird sie vollumfänglich Aufgaben der Primär- und Sekundärregelung sowie die Funktion der Blindleistungsbereitstellung übernehmen können.

Die Alternative 1 erfüllt die Anforderungen des Kriteriums „**Ressourcenverfügbarkeit**“ eingeschränkt. Der Primärbrennstoff Kohle ist derzeit weltweit aus unterschiedlichen Quellen und mit ausreichender Reichweite verfügbar¹⁸ und ist wesentlicher Teil des von E.ON angestrebten Energie-Mixes. Er weist somit im Hinblick auf die Ressourcenverfügbarkeit Vorteile gegenüber dem Primärenergieträger Gas auf. Andererseits besteht auch bei Kohle die Abhängigkeit von Lieferbeziehungen, die bei der Nutzung von regenerativen Energien weitgehend entfällt.

Die technische Möglichkeit der "**Fernwärmeauskoppelung**" ist bei der Alternative 1 im angestrebten Umfang (1.300 GWh_{th}/a) gegeben.

Definitionsgemäß wird der Alternative 1.100 MW Steinkohlekraftwerk bzgl. der „**Stromgestehungsaufwand**“ der Wert 100 % zugeordnet (s.a. Kapitel 4.1).

5.1.2.2 Alternative 2: 1.100 MW GuD-Block

Die Alternative 2 (1.100 MW GuD-Block) erfüllt das Vergleichskriterium „**Nettostromerzeugung**“ theoretisch umfassend, da auch diese Anlage rein technisch eine Bedarfsdeckung von 7.133 GWh/a gewährleistet. Die Einschränkung ergibt sich aus der Tatsache, dass unter den gegebenen Marktmechanismen, die GuD-Alternative aufgrund der hohen Brennstoffkosten wirtschaftlich nicht im Grundlastbetrieb gefahren werden kann sondern nur im Mittel- bis Spitzenlastbereich. Vor diesem Hintergrund ist die unterstellte Betriebstundenzahl von 7000 Vbh und die daraus resultierende Jahresarbeit von 7068 GWh/a unrealistisch, da sie wirtschaftlich unter heutigen und erwarteten Voraussetzungen zur Energieerzeugung nicht umgesetzt werden kann.

Die „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung ist durch die Alternative 2 gegeben, da auch diese Anlage unabhängig von externen Einflussgrößen variabel betrieben werden kann.

Aufgrund der technischen Auslegung der Alternative 2 ist sie im Hinblick auf die Bereitstellung von „**Systemdienstleistungen**“ besonders geeignet. Da die Alternative ein ausreichend großes Leistungsband aufweist (s.a. Kapitel 5.1.2.8) und mit 7.000 Vbh betrieben werden soll, wird sie vollumfänglich Aufgaben der Primär und Sekundärregelung sowie die Funktion der Blindleistungsbereitstellung übernehmen können.

Für den Primärenergieträger Gas ist eine sehr stark monostrukturierte Liefersituation gegeben¹⁹. Darüber hinaus würde die GuD-Alternative eine zusätzliche Gas-

¹⁸ siehe Band D, "Fachgutachten der Primärenergieträger zur Stromerzeugung"

¹⁹ s. "Fachgutachten der Primärenergieträger zur Stromerzeugung"; siehe Band D

Lastigkeit bei der Stromerzeugung der E.ON bedingen. Es wird daher zur Portfolio-Optimierung keine GuD-Anlage angestrebt. Demzufolge ist diese Alternative bzgl. der **Ressourcenverfügbarkeit** als „nachteilig“ einzustufen.

Die technische Möglichkeit der „**Fernwärmeauskoppelung**“ ist auch bei der Alternative 2 im angestrebten Umfang (1.300 GWh/a) gegeben.

Bei Realisierung des 1100 MW GuD-Blocks wird der „**Stromgestehungsaufwand**“ etwa 9 % über dem der Alternative 1.100 MW Steinkohle-Block liegen.

5.1.2.3 **Alternative 3: Nullvarianten**

Die Alternative 3 gliedert sich in 2 verschiedene Unterfälle mit bzw. ohne Weiterbetrieb des vorhandenen Blocks 2.

- 5 vorhandene Blöcke bis weit über das Jahr 2012 hinaus (Alternative 3.1)
- Blöcke 1 und 3 sowie 4 und 5 bis weit über das Jahr 2012 hinaus (Alternative 3.2)

Die Alternative 3.1 kann gemäß der vorliegenden Planungen (s. Kap. 3.3) eine jährliche Nettostromerzeugung von ca. 6.000 GWh/a erreichen. Sie bleibt somit für das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ hinter dem geplanten Beitrag zur Bedarfsdeckung in Höhe von 7.133 GWh/a zurück. Sie erfüllt aber das Kriterium, da sie einen Anteil an der geplanten Bedarfsdeckung von etwa 84 % erreicht.

Die Alternative 3.2 hingegen erfüllt das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ nicht, da die hier gewählte Konstellation mit 4.267 GWh/a nur eine Bedarfsdeckung von 60 % erreicht.

Die „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung ist beim Weiterbetrieb der Blöcke 1-5 ohne Einschränkung gegeben, damit erfüllen die Alternativen 3.1 und 3.2 dieses Kriterium umfassend.

Die Möglichkeit der Bereitstellung von „**Systemdienstleistungen**“ ist deutlich eingeschränkt. Da die Alternativen 3.1 und 3.2 ein nur ein eingeschränktes Leistungsband aufweisen – nur Block 5 mit einer Nettoleistung 510 MW_{el} kann hierfür genutzt werden – werden sie nur eingeschränkt Aufgaben der Primär- und Sekundärregelung sowie die Funktion der Blindleistungsbereitstellung übernehmen können. Die Blöcke 1 bis 3 bzw. 1 und 3 können keine Systemdienstleistungen bereitstellen, da sie aufgrund ihrer technischen Auslegung nur in begrenztem Umfang regelbar sind.

Die Alternativen 3.1 und 3.2 erfüllen die Anforderungen des Kriteriums „**Ressourcenverfügbarkeit**“ nur eingeschränkt (s. Alternative 1), da die zusätzliche Erzeugungskapazität überwiegend von den kohlegefeuerten Blöcken bereitgestellt wird.

Die Möglichkeit der zusätzlichen „**Fernwärmeauskoppelung**“ ist bei den Alternativen 3.1 und 3.2 nicht gegeben. Es wird kein zusätzlicher Beitrag bereitgestellt, da dies technisch/wirtschaftlich nicht möglich ist.

Im Fall der Beibehaltung der Versorgung durch die Blöcke 1-5 würde der geschätzte „**Stromgestehungsaufwand**“ aus heutiger Sicht für die Alternativen 3.1 und 3.2 etwa 3 % über dem der Alternative 1 liegen.

5.1.2.4 Alternative 4: Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse

Wie in Kapitel 3.4.4 dargestellt, werden bei der Alternative 4 eine Jahresbetriebszeit von 5.000 Vbh und eine zusätzliche Jahresarbeit von 1.600 GWh_{el/a} angenommen, die mit einer Fernwärmeleistung von ca. 1.450 GWh_{th/a} verbunden wäre. Das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ wird somit bei weitem nicht erfüllt.

Das Kriterium „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung wird von dieser Alternative nicht erfüllt, da die Anlagen wärmegeführt betrieben werden und somit nicht dem Strombedarf folgend eingesetzt werden können.

Eine „**Systemdienstleistung**“ kann durch die Alternative nicht erbracht werden, da zum einen der Netzknoten Staudinger in seiner Funktion als Systemdienstleister durch den Wegfall der Blöcke 1-3 geschwächt wird und andererseits die dezentralen Anlagen üblicherweise nicht an das Höchstspannungsnetz angebunden werden. Das Kriterium ist als nicht erfüllt einzustufen.

Für das Kriterium „**Ressourcenverfügbarkeit**“ ist die Alternative als nachteilig einzustufen, da die einzelnen Blockheizkraftwerke vorwiegend mit Erdgas betrieben werden dürften und für den Primärenergieträger Gas eine sehr stark monostrukturierte Liefersituation gegeben ist. Bzgl. des Energie-Mixes der E.ON treffen die Aussagen bzgl. der Alternative 2 auch hier zu.

Da bei der Alternative 4 die BHKraftwerk Staudinger eine zusätzliche Wärmemenge von 1.460 GWh/a bereitgestellt werden kann, ist das Kriterium der technischen Möglichkeit der zusätzlichen „**Fernwärmeauskoppelung**“ als erfüllt anzusehen.

Für den Fall eines dezentralen Konzeptes auf Basis von Erdgas und Biomasse liegt der geschätzte „**Stromgestehungsaufwand**“ etwa 23 % über dem der Alternative 1.

5.1.2.5 Alternative 5: Einsatz erneuerbarer Energien

Der in Alternative 5 dargestellte Mix von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien ermöglicht eine jährliche Nettostromerzeugung von 4.680 GWh/a aus 38 Biomassekraftwerken und ca. 2.500 GWh/a aus 622 Windkraftanlagen. Das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ wird mit einer zusätzlichen jährlichen Nettostromerzeugung von über 7.100 GWh somit von der Alternative 5 erfüllt.

In Bezug auf das Kriterium „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass diese zumindest für den Erzeugungsanteil der Biomassekraftwerke planbar ist. Dies gilt dagegen nicht für den Windkraftanteil. Demnach ist insgesamt das Kriterium „**Planbarkeit**“ als eingeschränkt erfüllt anzusehen.

Die Erfüllung des Kriteriums „**Systemdienstleistungen**“ ist für die Alternative 5 nicht gegeben, da zum einen der Netzknoten Staudinger in seiner Funktion als

Systemdienstleister durch den Wegfall der Blöcke 1-3 geschwächt wird und andererseits die dezentralen Anlagen üblicherweise nicht an das Höchstspannungsnetz angebunden werden. Darüber hinaus fehlen auf absehbare Zeit Steuerungsmechanismen, die notwendig wären, damit z.B. ein System aus einer Vielzahl räumlich getrennten Einzelanlagen solche Aufgaben übernehmen könnte („Virtuelles Kraftwerk“).

In Bezug auf die „**Ressourcenverfügbarkeit**“ bietet die Alternative 5 eine eingeschränkte Verfügbarkeit. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Produktion von Biomasse in direkter Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht. Die eingeschränkte Verfügbarkeit des Windes ist bereits beim Kriterium „Planbarkeit“ bewertet und wird hier nicht mehr einbezogen.

Bei den regenerativen Energieträgern der Alternative 5 kommt nur der Anteil der mit Biomasse befeuerten Kleinkraftwerke zur Fernwärmeversorgung in Betracht. Diese Kleinkraftwerke sind technisch dazu in der Lage, Fernwärme bereit zu stellen. Damit ist das Kriterium der „**Fernwärmeauskoppelung**“ als erfüllt anzusehen.

Im Fall eines Konzepts auf Basis von regenerativen Energien würden der geschätzte „**Stromgestehungsaufwand**“ im Vergleich zur Alternative 1 bei etwa 154 % liegen.

5.1.2.6 Alternative 6: Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden

Wie bereits in Kapitel 3.6 dargestellt, wird hier durch die Erhöhung der Betriebsstundenzahl des Blocks 4 von 1.000 auf 6.100 Vbh sowie des Blocks 5 von 6.100 auf 7.000 Vbh eine zusätzliche jährliche Nettostromerzeugung von ca. 3.500 GWh/a bereitgestellt. Diese Alternative bleibt somit für das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ deutlich hinter dem Beitrag zur Bedarfsdeckung in Höhe von 7.133 GWh/a zurück. Sie erfüllt damit die Kriterienanforderung nicht.

Das Kriterium „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung wird dagegen von der Alternative 6 vollumfänglich erfüllt, da sie unabhängig von externen Einflussfaktoren betrieben werden kann.

Bzgl. der „**Systemdienstleistung**“ ist der Alternative eine eingeschränkte Eignung zuzuordnen, da das für Systemdienstleistungen nutzbare Leistungsband hinter dem der Alternative 1 oder 2 zurückbleibt.

Da der überwiegende Teil der zusätzlich bereitgestellten Jahresarbeit mit dem gasbefeuerten Block 4 erzeugt wird, ist die Alternative im Hinblick auf das Kriterium „**Ressourcenverfügbarkeit**“ als nachteilig einzustufen.

Die technische Möglichkeit der zusätzlichen „**Fernwärmeauskoppelung**“ ist bei der Alternative 6 nicht gegeben.

Im Fall der Umstellung von Block 4 auf Grundlast (Erhöhung der Betriebsstunden) wird der „**Stromgestehungsaufwand**“ rund 40 % höher sein als bei der Alternative 1.

5.1.2.7 Alternative 7: Kombination der vorgenannten Alternativen

Die in Alternative 7 dargestellte Kombination aus regenerativen Energien in Kombination mit der Umstellung von Block 4 auf Grundlast sowie der Erhöhung der Betriebsstunden ermöglicht die angestrebte „**Nettostromerzeugung**“ von rund 6.950 GWh/a im Jahr.

Die „**Planbarkeit**“ der Stromerzeugung ist angesichts des Windkraftanteils von ca. 35 % bei der Alternative 7 eingeschränkt gegeben. Nur ein Teil der Stromerzeugung kann unabhängig von externen Faktoren geplant werden kann.

Bzgl. der „**Systemdienstleistung**“ ist der Alternative 7 eine eingeschränkte Eignung zuzuordnen, da das für Systemdienstleistungen nutzbare Leistungsband hinter dem der Alternative 1 oder 2 zurückbleibt.

In Bezug auf die „**Ressourcenverfügbarkeit**“ bietet die Alternative 7 aufgrund der Kombination von Gas und regenerativen Energien im Vergleich eine eingeschränkte Kriterienerfüllung.

Das Kriterium „**Fernwärmeversorgung**“ ist für die Alternative 7 als nur eingeschränkt erfüllt anzusehen, da die zusätzliche Fernwärmemenge von 400 GWh/a aus dem Betrieb der biomassebetriebenen BHKW-Module deutlich unter dem Zielwert von 1300 GWh/a liegt.

Der „**Stromgestehungsaufwand**“ für zusätzlich bereitgestellte Strommenge der Alternative 7 übersteigt den der Alternative 1 um rund 47 %.

5.1.2.8 Alternative 8: Neubau Kraftwerk mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle

Die Alternative 8 gliedert sich in 4 verschiedene Unterfälle mit jeweils 550 bzw. 800 MW Steinkohle- bzw. Gasblöcken und liefert im Vergleich unterschiedliche Ergebnisse

- ein 550 MW Steinkohleblock (Alternative 8.1)
- ein 800 MW Steinkohleblock (Alternative 8.2)
- ein 550 MW GuD-Block (Alternative 8.3)
- ein 800 MW GuD-Block (Alternative 8.4)

Keine dieser Alternativen deckt den geforderten Bedarf in der definierten Höhe ab, wobei die Alternativen 8.2 und 8.4 mit einer „**Nettostromerzeugung**“ von ca. 5.200 GWh/a noch über den Werten der Alternativen 8.1 und 8.3 liegen (ca. 3.570 GWh/a). Das Kriterium „**Nettostromerzeugung**“ wird somit von keiner der Alternativen 8.1 bis 8.4 erfüllt.

Die „**Planbarkeit**“ im Sinne einer gesicherten Stromerzeugung ist durch die Alternativen 8.1 bis 8.4 ausnahmslos gewährleistet, da sie ausschließlich in Abhängigkeit vom Bedarf an elektrischer Energie betrieben werden können.

Bzgl. der Möglichkeiten der Bereitstellung von „**Systemdienstleistungen**“ sind die Alternativen 8.1 bis 8.4 als grundsätzlich geeignet einzustufen.

An dieser Stelle muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass im Falle der Bereitstellung von Fernwärme eine erheblich geringere Flexibilität auf der Stromseite der Anlagen besteht.

Im Falle der GuD-Anlagen müsste bei einer maximalen Wärmeauskopplung von 300 MW_{th} ein großer Teil der Abwärme des Gasturbinenprozesses zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Sie stünde für eine weitere Nutzung in der Dampfturbine nicht mehr zur Verfügung. Die Verluste bei der Stromproduktion durch die Fernwärmeauskopplung würden dazu führen, dass sich zum einen die dann noch zur Verfügung stehende maximale elektrische Leistung sowie das verfügbare Leistungsband erheblich verringern würden. Bei voller Leistungsbereitstellung für die Fernwärme gäbe es quasi keinen Spielraum mehr auf der elektrischen Seite.

Wenn man die Fernwärmeproduktion außer Acht lässt hätten die 550 MW-Anlagen ein (wirtschaftlich) nutzbares Netto-Leistungsband von etwa 320 MW_{el} (zwischen 215 MW_{el} und 535 MW_{el}) und die 880 MW_{el}-Anlagen eines von etwa 520 MW_{el} (zwischen 345 MW_{el} und 865 MW_{el}).

Beim 1.100 MW_{el} Vorhaben stünde ein Leistungsband von etwa 630 MW zur Verfügung (zwischen 420 MW_{el} und 1050 MW_{el}) und es gäbe kaum Einschränkungen bei der (elektrischen) Systemdienstleistung auch bei Bereitstellung der maximalen Fernwärmeleistung. Die Anzapfung kann nämlich an Stellen des Prozesses erfolgen, der sich weniger auf die elektrische Produktion auswirkt als bei den Anlagen mit geringerer Leistung. Zudem müsste nur ein geringerer Anteil des jeweiligen Massenstromes für die Anzapfung entnommen werden, so dass sich auch aus diesem Grund ein geringerer Stromverlust ergeben würde.

Insgesamt kann somit festgehalten werden, dass die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen bei allen leistungsmäßig kleineren Alternativen, und hier insbesondere bei den GuD-Anlagen, gegenüber einem großen mit Steinkohle befeuerten Block eingeschränkt sind.

Eine Unterscheidung in Bezug auf die definierten Kriterien ergibt sich in der Ressourcenverfügbarkeit, da der Primärenergieträger Gas im Vergleich zur Kohle aufgrund möglicher temporärer Rohstoffverknappung als nachteilig anzusehen. Damit ergibt sich für das Kriterium „**Ressourcenverfügbarkeit**“ ist für die Alternativen 8.1 und 8.2 eine bedingte Kriterienerfüllung und für die Alternativen 8.3 sowie 8.4 eine nachteilige Eignung.

Die technische Möglichkeit der zusätzlichen „**Fernwärmeauskoppelung**“ ist bei Alternative 8.1 bis 8.4 vorhanden.

Im Fall der Kraftwerksneubauten mit 550 bzw. 800 MW auf Basis von Kohle oder Gas ergäbe sich im Vergleich zur Alternative 1 jeweils folgender geschätzter „**Stromgestehungsaufwand**“:

- 114 % (Alternative 8.1),

- 107 % (Alternative 8.2),
- 115 % (Alternative 8.3),
- 114 % (Alternative 8.4).

5.2. Kriteriengruppe „Umwelt“

5.2.1. Methodischer Ansatz

5.2.1.1 Angewandtes Modell

Die Ermittlung der Messgrößen wird mit dem „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (GEMIS) durchgeführt.

Die Basisversion 1.0 des Computerprogramms GEMIS wurde als Instrument zur vergleichenden Analyse von Umwelteffekten der Energiebereitstellung und Nutzung vom Öko-Institut und Gesamthochschule Kassel (GhK) in den Jahren 1987-1989 entwickelt und seitdem kontinuierlich fortentwickelt und aktualisiert. Das Projekt wird in Kooperation mit Partnern durchgeführt und teilweise finanziell unterstützt, vor allem auch durch die Hessische Landesregierung. Seit der Version 3.0 (1996) ist GEMIS als public domain Software kostenlos erhältlich.

Entsprechend den Standardvorgaben von GEMIS wurden alle relevanten Prozesse zur Bereitstellung der elektrischen Arbeit jeder untersuchten Alternative in den Vergleich aufgenommen. Dazu zählen neben der eigentlichen Erzeugung im Kraftwerk

- die Extraktion, Erzeugung oder Gewinnung des Primärenergieträgers,
- alle über die gesamte Prozesskette anfallenden Transporte (z.B. Eisenbahntransport von Kohle),
- die Produktion aller notwendigen Transportkapazitäten (z.B. Herstellung des benötigten Eisenbahnwaggon) sowie
- Neubau / Rückbau aller notwendigen Konversionsanlagen.

Je nach beteiligten Prozessen ergeben sich dabei für die einzelnen Elemente der Prozesskette sehr unterschiedliche Anteile. Während bei der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerke ca. 15 % der Emissionsbeiträge zu den CO₂-Äquivalenten aus den Bereichen Bau, Transport, Kohlegewinnung etc. herrühren, liegt dieser Wert bei Windkraftanlagen bei 100%. Insofern weichen die Ergebnisse von GEMIS teilweise sehr deutlich von der isolierten Emissionsbetrachtung der eigentlichen Energieerzeugungsanlage ab.

In der vorliegenden Untersuchung wurde das Modell GEMIS in der Version 4.4 genutzt. Grundsätzlich wurden die Standarddatensätze verwendet und lediglich um spezifische Anlagen- und Transport- oder Bezugsdaten je nach Vorgabe der Alternative ergänzt.

Alle notwendigen Angaben zur Ergänzung der Standarddatensätze sind in den folgenden Kapiteln und den technischen Beschreibungen der Alternativen zu finden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind dadurch reproduzierbar.

5.2.1.2 Herstellung einer Vergleichsgrundlage

Wie in Kap. 3 dargestellt, unterscheiden sich die Alternativen nicht nur in der Art und Weise der Energieerzeugung sondern auch bezüglich der jeweiligen theoretisch erzielbaren Nettostromerzeugung und der Wärmeauskopplung. Um eine Vergleichbarkeit der Alternativen hinsichtlich ihrer Umweltrelevanz zu erzeugen, ist es erforderlich, die Alternativen durch Angleichung der theoretisch erzielbaren Nettostromerzeugung und Wärmeauskopplung quasi zu normen.

Das Vorgehen für die unterschiedlichen Output-Arten ist im Folgenden beschrieben.

5.2.1.3 Angleichung der Nettostromerzeugung

Unterschiede in der Nettostromerzeugung werden durch eine Ersatzbeschaffung aus dem restlichen hessischen Strom-Mix ausgeglichen. Die dabei anfallenden Emissionen werden anteilig berücksichtigt.

Maßgeblich ist damit die Alternative mit der größten „eigenen“ Nettostromproduktion. Dies ist Alternative 5 mit 10.876 GWh/a Nettostromerzeugung. Es wird davon ausgegangen, dass die Differenz zwischen diesem Maximalwert und Nettostromerzeugung einer jeden anderen Alternative also jeweils aus dem hessischen Netz beschafft werden muss.

Zur Bestimmung des hessischen Strom-Mixes im Jahr 2013 werden die in der Fußnote²⁰ genannten Quellen zu Grunde gelegt. Da hierbei elektrische Energie betrachtet wird, die gerade nicht von den in den Alternativen beschriebenen Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden kann, ist von hessischen Stromerzeugungskapazitäten ohne den Beitrag des Erzeugungsstandorts Staudinger auszugehen.

Hessen bleibt angesichts eines für 2013 prognostizierten Nettostromverbrauchs von 36,5 TWh Nettostromimporteur²¹. Zu einem gewissen Anteil, der von Alternative zu Alternative variiert, und von der alternativenspezifischen Nettostromproduktion abhängt, muss auch auf Stromimporte aus dem Bundesnetz zurückgegriffen werden, um die Differenz zwischen der in Hessen erzeugten und der dort verbrauchten elektrischen Energie zu bedienen.

²⁰ Lindenberger, Bartels, Seeliger, Wissen (alle EWI), Hofer, Schlesinger (beide Prognos): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage – Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030, Köln, Basel, August 2006

vgl. Band D; Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und Erneuerbare Energien“

²¹ vgl. Band D; Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und Erneuerbare Energien“

Die folgende Abbildung erläutert das Vorgehen bei der Angleichung („Normierung“) der Nettostromerzeugung.

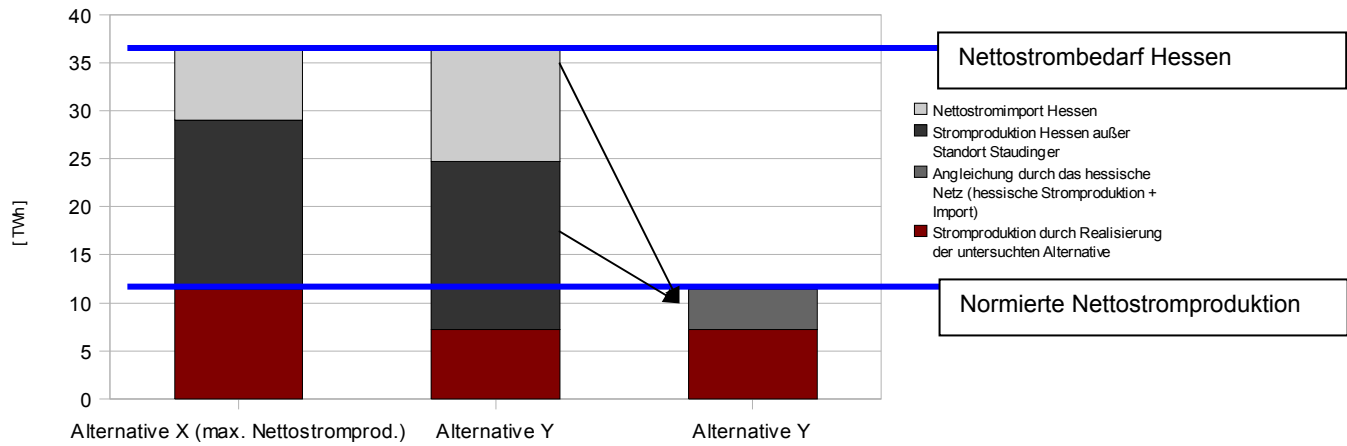


Abbildung 5: Erläuterung der Vorgehensweise bei der Angleichung der Nettostromerzeugung

Die folgende Tabelle stellt die in den Berechnungen zugrunde gelegten Zusammensetzungen der hessischen und bundesdeutschen Bruttostromproduktion dar.

Tabelle 5-1: Bruttostromproduktion und Energieträger-Mix in Hessen (ohne Staudinger) und Deutschland, jeweils 2013²²

Energieträger	Hessen 2013 (ohne Staudinger)		Deutschland 2013	
	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
Laufwasser, Speicherwasser	0,62	3,53	23,20	3,83
Pumpspeicherwasser	0,30	1,71	4,80	0,79
Kernkraft	0,00	0,00	105,40	17,41
Steinkohle	1,76	10,01	177,70	29,36
Braunkohle	0,00	0,00	164,10	27,11
Erdgas	4,89	27,82	37,80	6,24
Heizöl (HEL)	0,66	3,76	4,20	0,69
Mineralölabfälle [~HS]	0,16	0,91	14,44	2,39
Biomasse	5,20	29,60	14,44	2,39
Windenergie	1,32	7,51	49,80	8,23
Photovoltaik, Geothermie	0,06	0,34	2,10	0,35
Müll	0,40	2,28	7,32	1,21
dezentrale KWK	2,20	12,52	0,00	0,00
Summe	17,6	100	605,3	100

Aufgrund der, je nach Alternative unterschiedlich hohen Nettostromerzeugung wird auch ein von Alternative zu Alternative verschiedener Anteil an Energie aus dem bundesdeutschen Stromnetz importiert. Der sich in Summe ergebende hessische Strom-Mix nach Primärenergieträgern (jeweils ohne die in der betrachteten Alternative zu realisierenden Erzeugungsstrukturen) für 2013 ist daher für jede Alternative in der nachfolgenden Tabelle gesondert angegeben.

²² mündliche Mitteilung der Prognos AG, Juli 2008

Tabelle 5-2: Hessischer Strom-Mix ohne die in den Alternativen beschriebenen Erzeugungseinheiten 2013²³

Energieträger	A 1 [%]	A 2 [%]	A 3.1 [%]	A 3.2 [%]	A 4 [%]	A 5 [%]	A 6 [%]	A 7 [%]	A 8.1 [%]	A 8.2 [%]	A 8.3 [%]	A 8.4 [%]
Lauf-und Speicherwasser	3,63	3,63	3,63	3,65	3,66	4,40	3,65	3,77	3,65	3,64	3,65	3,64
Pumpspeicherwasser	1,42	1,42	1,39	1,36	1,31	1,58	1,34	1,44	1,34	1,38	1,34	1,38
Kernkraft	5,49	5,52	5,99	6,69	7,61	9,01	6,97	6,22	6,95	6,33	6,95	6,33
Steinkohle	16,11	16,15	16,67	17,44	18,46	22,05	17,76	17,30	17,73	17,05	17,73	17,05
Braunkohle	8,55	8,60	9,33	10,41	11,84	14,03	10,85	9,69	10,81	9,86	10,81	9,86
Erdgas	21,02	20,98	20,40	19,53	18,40	22,31	19,19	21,14	19,22	19,98	19,22	19,98
Heizöl (HEL)	2,79	2,79	2,70	2,58	2,42	2,93	2,53	2,80	2,54	2,64	2,54	2,64
Mineralölabfälle [~HS]	1,38	1,38	1,42	1,48	1,56	1,86	1,50	1,47	1,50	1,45	1,50	1,45
Biomasse	21,02	20,97	20,24	19,15	17,71	1,23	18,71	17,26	18,74	19,71	18,74	19,71
Windenergie	7,74	7,74	7,76	7,79	7,83	9,41	7,80	8,05	7,80	7,77	7,80	7,77
Photovoltaik, Geothermie	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,41	0,34	0,36	0,34	0,34	0,34	0,34
Müll	1,94	1,94	1,91	1,87	1,81	2,19	1,85	1,98	1,85	1,89	1,85	1,89
dezentrale KWK	8,57	8,55	8,21	7,71	7,05	8,59	7,51	8,51	7,53	7,97	7,53	7,97
Summe	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

5.2.1.4 Angleichung der Wärmeproduktion

Analog zum Vorgehen bei der Angleichung der Nettostromproduktion wird auch mit der unterschiedlichen Wärmeproduktion in den Alternativen 1 bis 8.4 verfahren. Der Output an Wärme aller Alternativen wird bis auf das Niveau der Alternative mit der höchsten Wärmeproduktion angeglichen.

Maßgeblich ist hier Alternative 4 mit einer Wärmeproduktion von 1.610 GWh/a. Die Differenz aus diesem Wert und der Wärmeauskopplung der anderen Alternativen wird durch in dezentralen Erdgasheizungen erzeugte Wärme aufgefüllt. Entsprechend den Empfehlungen des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) sowie des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung (B-KWK) werden diese Anlagen mit einem Brennstoffausnutzungsgrad von 0,9 angenommen.

5.2.1.5 Übersicht über die Alternativen nach Angleichung der Nettostromerzeugung und der Wärmeproduktion

Nach diesen Angleichungsmaßnahmen ist sichergestellt, dass in jeder Alternative die gleiche Menge an Wärme und elektrischer Energie zur Verfügung gestellt wird. Die Alternativen können auf dieser Basis hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen miteinander verglichen werden.

²³ eigene Berechnungen basierend auf mündlicher Mitteilung der Prognos AG und Angaben im Band D; Fachgutachten „Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030“

Die insgesamt 12 Alternativen 1 bis 8.4 liefern damit die in den folgenden Abbildungen dargestellte Nettostromerzeugung und Wärmeauskopplung:

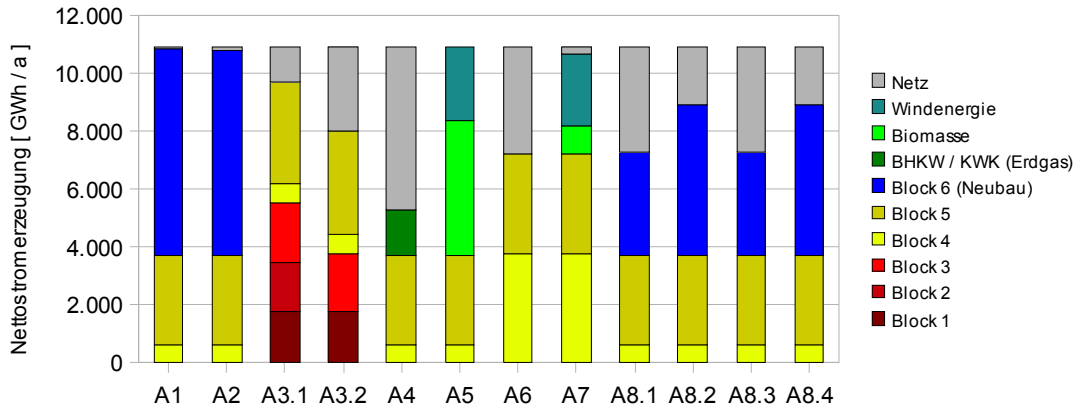


Abbildung 6: Nettostromerzeugung der Alternativen 1 bis 8.4 nach Angleichung

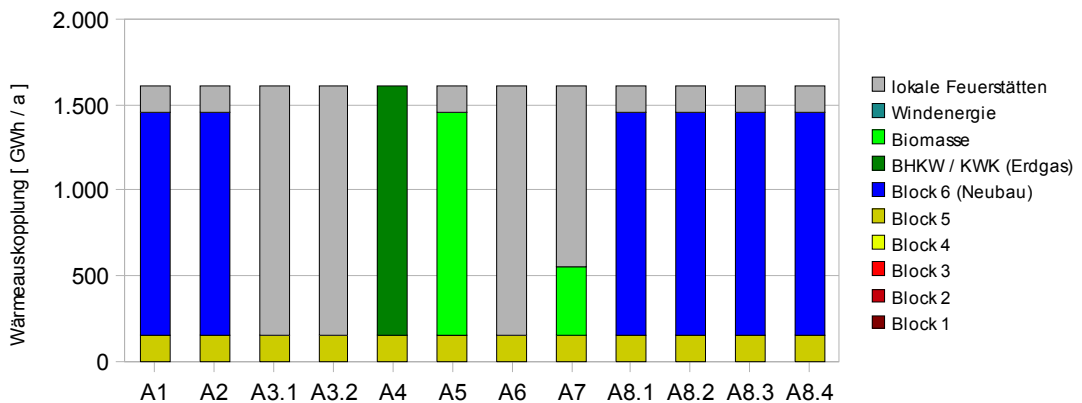


Abbildung 7: Wärmeauskopplung der Alternativen 1 bis 8.4 nach Angleichung

5.2.1.6 Sonstige Alternativenübergreifende Festlegungen

Zeitlicher Horizont / Bezugsjahr

Das Bezugsjahr der Betrachtung ist das Kalenderjahr 2013, das Jahr der geplanten Inbetriebnahme des Blocks 6.

Berücksichtigung von Transporten

Es wird davon ausgegangen, dass für alle Alternativen die vorhandenen Gasbeförderungskapazitäten ausreichend sind. Weiterhin werden beim Bezug von Strom aus dem bundesdeutschen Netz Leitungsverluste mit dem in GEMIS üblichen Satz von 5 % angesetzt.

Berücksichtigung von Bauleistungen

Als ganzheitliche Betrachtung umfasst diese Untersuchung neben allen Transportprozessen auch im Rahmen von Neu- und Rückbauten entstehenden Emissionen. Dabei werden jedoch nur zukünftig auszuführende Anlageneinheiten berücksichtigt. Konkret bedeutet dies, dass bereits geleistete Investitionen und damit verbundene Emissionen (z.B. Bau der Blöcke 1 bis 3) ebenso wenig in die Bilanz einfließen, wie ein Rückbau der Blöcke 1 bis 3.

Sicher ist, dass diese Emissionen in allen Alternativen entweder bereits entstanden sind (Bau Blöcke 1 bis 3) oder unausweichlich erfolgen werden (Rückbau Blöcke 1 bis 3). Dies gilt nicht für Investitionen, die nur Bestandteil einiger, nicht aber aller Alternativen sind. Die mit diesen Investitionen verbundenen Emissionen müssen daher berücksichtigt werden. Genauere Informationen finden sich hierzu in den Beschreibungen der einzelnen Alternativen.

Die so für jede Erzeugungseinheit bestimmten Emissionen durch Bau- und Rückbauleistungen werden anteilig der in GEMIS für die jeweilige Anlage angegebenen Standardeinsatzdauer in Jahren berücksichtigt.

Biomasse-Mix auf Bundesebene

In den Berechnungen der Emissionen durch Strombezug aus dem Bundesstrom-Mix wird der Biomasse-Mix wie folgt angenommen²⁴:

- 35 % der durch Biomasse erzeugten Energie geht auf die Verbrennung von holzartiger Biomasse,
- 13 % auf das Verbrennen von Stroh zurück.
- Die restlichen 52 % werden durch Umwandlung von Energiepflanzen, Grünland und anderen Reststoffe erreicht.

Obwohl sich die in der Fußnote genannte Quelle auf den Einsatz von Biomasse in Hessen bezieht, kann diese Verteilung mit hinreichender Genauigkeit auf Bundesebene übertragen werden, da das Land Hessen eine sehr repräsentative Landnutzung aufweist.

Für alle drei genannten Biomasse-Arten wurden Standardprozesse aus dem GEMIS-Grundstock verwendet.

5.2.1.7 Alternativenspezifische Annahmen

5.2.1.7.1 Alternative 1: 1100 MW Steinkohle am Standort Staudinger (Vorhaben)

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas.

²⁴ vgl. Band D; Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und Erneuerbare Energien“

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) ist die Kenntnis der zu bewältigenden Flusstransportkilometer ab Rotterdam ausreichend. Diese summieren sich auf etwas 595 km, wovon etwa 525 km auf dem Rhein und etwa 70 Kilometer auf dem Main zurückzulegen sind.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird der Neubau des 1.100 MW Steinkohleblocks berücksichtigt.

5.2.1.7.2 Alternative 2: 1100 MW GuD

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird der Neubau einer 1.100 MW GuD-Anlage berücksichtigt.

5.2.1.7.3 Alternativen 3.1 und 3.2: Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis 3 bzw. 1 und 3 (Nullvariante)

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternativen sind Steinkohle und Erdgas.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird die Ertüchtigung der Blöcke 1 bis 3 bzw. 1 und 3 berücksichtigt.

5.2.1.7.4 Alternative 4: Dezentrale KWK-Anlagen

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt. Dies gilt auch für das in dem BHKraftwerk Staudinger zu verfeuernde Erdgas.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird der Neubau der BH-Kraftwerk Staudinger berücksichtigt.

5.2.1.7.5 Alternative 5: Einsatz Erneuerbarer Energien

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas. Hinzu kommt jedoch auch ein beträchtlicher Anteil Biomasse.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt. Dies gilt auch für das in den BHKraftwerk Staudinger zu verfeuernde Erdgas.

Für alle in der Alternativenbeschreibung angegebenen Biomassearten gibt GEMIS als Standardtransportentfernung einen Wert von 50 km vor. Diese Angabe wurde nicht verändert und ist ebenso wie der Aufwand des Anbaus von Energiepflanzen in die Berechnung eingegangen.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird der Neubau der BHKraftwerk Staudinger sowie der Windkraftanlagen berücksichtigt.

5.2.1.7.6 Alternative 6: Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstundenzahl

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt.

Emissionen durch Bauvorhaben

Bei Alternative 6 sind keine Baumaßnahmen zu berücksichtigen.

5.2.1.7.7 Alternative 7: Kombination der Alternativen 4 und 6

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt. Dies gilt auch für das in den BHKraftwerk Staudinger zu verfeuernde Erdgas.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird der Neubau der BHKraftwerk Staudinger berücksichtigt.

5.2.1.7.8 Alternativen 8.1 bis 8.4: Neubau 550 / 800 MW Steinkohle GuD

Emissionsrelevante Transporte

Die zu transportierenden Primärenergieträger dieser Alternative sind Steinkohle und Erdgas.

Ausgehend vom Import-Kohle-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) sind analog zur Alternative 1.595 Flusstransportkilometer für den Transport der Steinkohle anzusetzen.

Dem Gastransport werden die Kenndaten des Pipelinetransports für den deutschen Erdgas-Mix des Jahres 2010 (Standarddatensatz) zugrunde gelegt.

Emissionen durch Bauvorhaben

Als Bauvorhaben wird je nach Alternative der Neubau eines 550 bzw. 800 MW Steinkohleblocks bzw. einer entsprechenden GuD-Anlage berücksichtigt.

5.2.2. Sachverhaltsdarstellung

5.2.2.1 Einordnung der Ergebnisse / Vergleichbarkeit mit anderen im Rahmen des ROV durchgeführten Emissionsbetrachtungen

Grundlage des Alternativenvergleichs sind die Vorgaben des Regierungspräsidiums Darmstadt aus dem Unterrichtungsschreiben vom 20.04.2008. Die in Kap. 3 beschriebenen Alternativen wurden - soweit keine anderen Forderungen entgegenstanden - auf die Nettostromerzeugung der Alternative 1 ausgerichtet. Dabei wurde - ungeachtet dagegen stehender Marktmechanismen im Rahmen dieser Alternativenprüfung davon ausgegangen, dass bei den Alternativen 2, 6, 7, 8.3 und 8.4 die Gas-Blöcke als Grundlastkraftwerke betrieben werden können und über hohe Vollastbenutzungsstunden einen entsprechenden Beitrag zur Nettostromerzeugung leisten können. Dass dies nicht realistisch ist, wird im Gutachten „Auswirkung eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland“ aufgezeigt.

Insofern muss an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen werden, dass die hier ermittelten Emissionen nicht mit der im Rahmen der „Energiewirtschaftlichen Gutachten“ durchgeführten Betrachtung vergleichbar sind.

Während dem Gutachten zu den „Auswirkung eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland“ ein Marktmodell für die Bundesrepublik Deutschland zugrunde liegt, werden in der hier vorliegenden Alternativenbetrachtung energiewirtschaftliche Marktmechanismen zunächst ausgeblendet und es wird eine rein auf die jeweilige Alternative bezogene Betrachtung angestellt. Insofern leidet die hier vorgenommene Betrachtung der Umweltwirkungen unter dem Manko, einerseits zwar eine – bezogen auf den gesamten Erzeugungsprozess – umfassende Analyse anzustellen, dabei aber andererseits wesentliche Randbedingungen auszublenden und insofern Ergebnisse zu liefern, die nur begrenzt aussagefähig sind. Bei Beachtung der existierenden energiewirtschaftlichen Mechanismen würden sich insbesondere bezogen auf die Ergebnisse der Emissionen von SO₂- und CO₂-Äquivalenten der GuD-Anlagen gänzlich andere Ergebnisse einstellen als sie sich hier mit dem gewählten Ansatz ergeben. Insofern sind die im Folgenden dargestellten Ergebnisse bezogen auf einige Alternativen von rein theoretischer Natur.

Weiterhin sind die im Folgenden dargestellten Ergebnisse auch nicht direkt mit den vorliegenden Emissions-/ Immissionsgutachten vergleichbar. Wie oben dargestellt, berücksichtigt GEMIS neben der eigentlichen Energieerzeugung im Kraftwerk die Emissionen aus Vorketten. Diese tragen in nicht unerheblichem Umfang zu den Emissionen (und zur Flächeninanspruchnahme) bei. Insofern liegen die mit GEMIS

ermittelten Werte für die gesamte Prozesskette in jedem Fall deutlich höher als die im Rahmen der Emissions-/ Immissionsgutachten ermittelten anlagen- bzw. standortbezogenen Werte. Bezogen auf das Vorhaben (Alternative 1) bedeutet dies für die CO₂-Äquivalente, dass diese bei Betrachtung der gesamten Prozesskette ca. 15% der Gesamtemissionen ausmachen. Für die SO₂-Äquivalente stammen sogar über 50% der Beiträge aus Vorketten. Gerade bei SO₂ ist dies insofern wichtig als die Emissions-/ Immissionsbeziehung deutlich kleinräumiger als bei den Klimagasen sind. Die folgenden Abbildungen zeigen die Zusammensetzungen der Emissionsbeiträge exemplarisch für die Alternativen 1, 2, 3.1 und 4 auf.

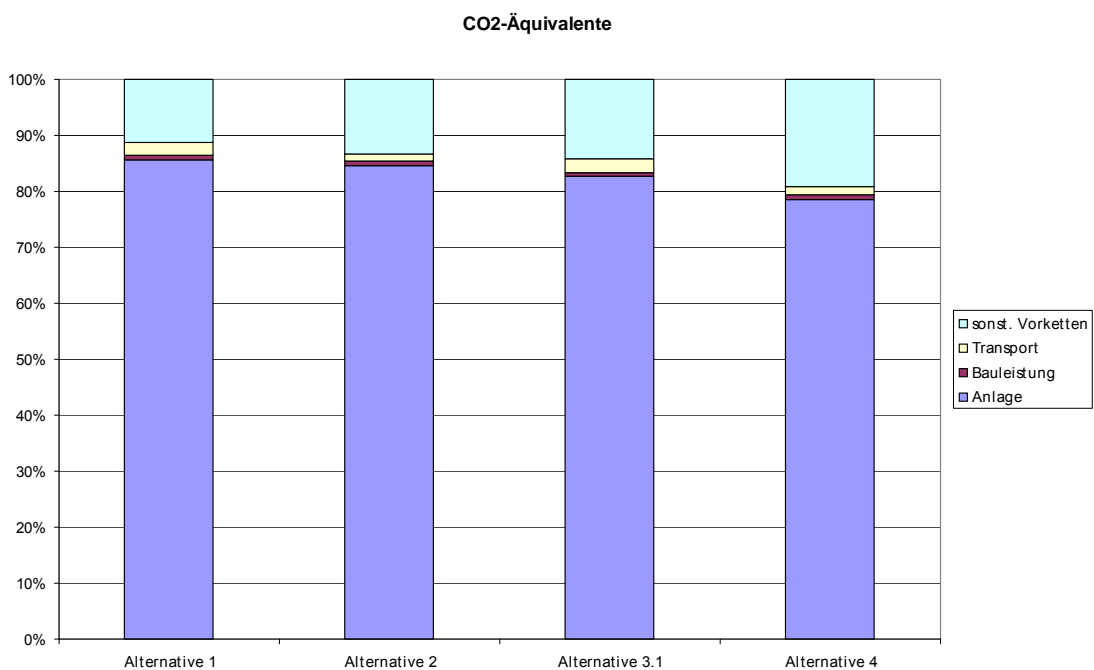


Abbildung 8: Beiträge der Vorketten zu den CO₂-Äquivalenten ausgewählter Alternativen

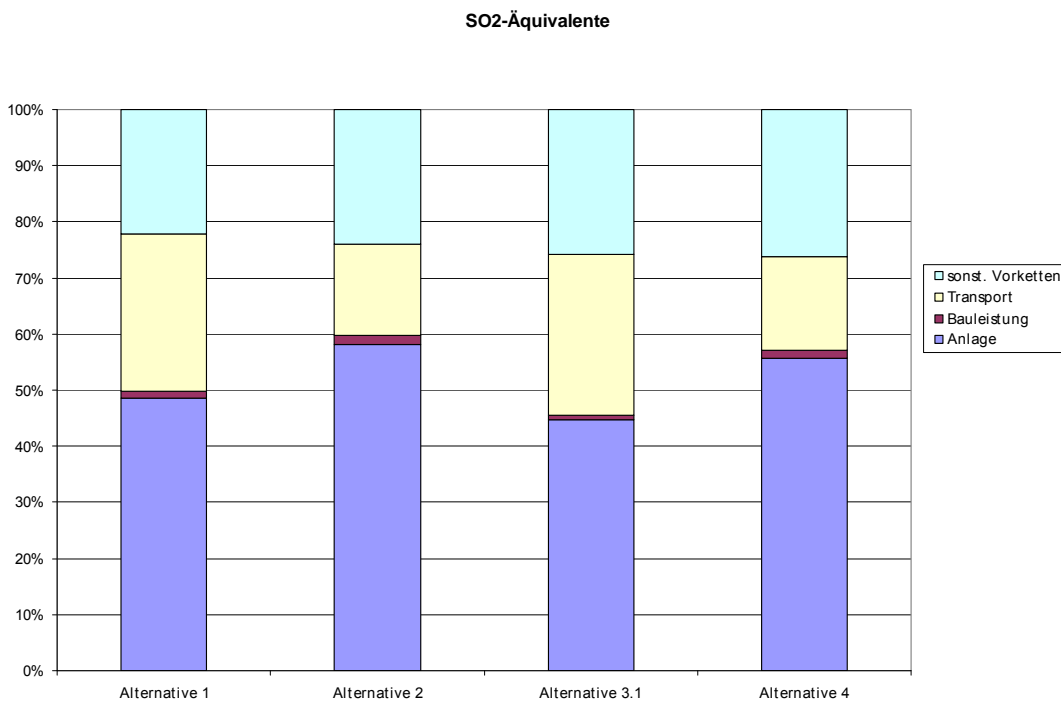


Abbildung 9: Beiträge der Vorketten zu den SO₂-Äquivalenten ausgewählter Alternativen

Bei der Betrachtung von Alternativen mit einem erheblichem Anteil an regenerativen Energien wird der Beitrag der Vorketten noch größer. Das wird am Beispiel von Windkraftanlagen oder Solaranlagen deutlich. Während die eigentliche Stromerzeugung in diesen Anlagen praktisch emissionsfrei ist, sind für den Bau der Anlagenteile und die sonstigen Vorketten entsprechende Emissionen im Modell veranschlagt. Bei der Nutzung nachwachsender Rohstoffe ist dies bezogen auf die Flächeninanspruchnahme noch drastischer. Während eine Biogasanlage nur eine vergleichsweise geringe Fläche in Anspruch nimmt, werden für die Erzeugung der Energiepflanzen (i.d.R. Mais) immense Flächen benötigt.

5.2.2.2 **Ergebnisse der Emissionsberechnungen der Alternativen**

In den folgenden Diagrammen werden die Ergebnisse der Berechnungen mit GEMIS dargestellt.

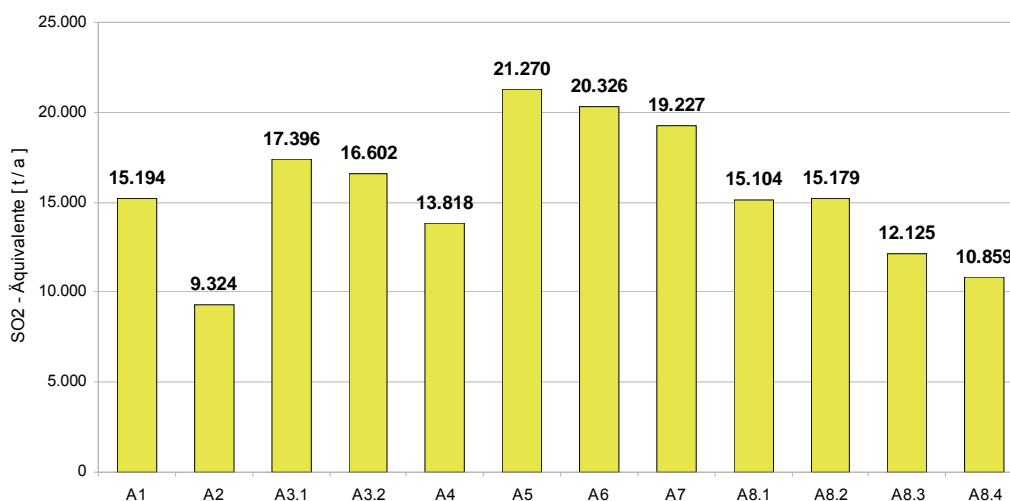


Abbildung 10: Vergleich der Emissionen an SO₂-Äquivalenten (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

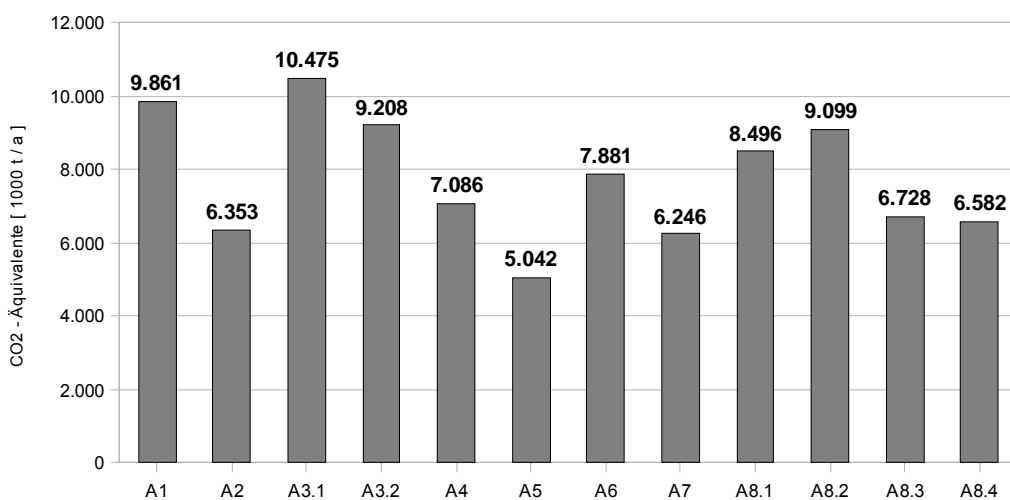


Abbildung 11: Vergleich der Emissionen an CO₂-Äquivalenten (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

5.2.2.3 Ergebnisse der Berechnungen zur Flächeninanspruchnahme der Alternativen

Die folgenden Diagramme vergleichen die oben beschriebenen Alternativen hinsichtlich ihrer Flächeninanspruchnahme.

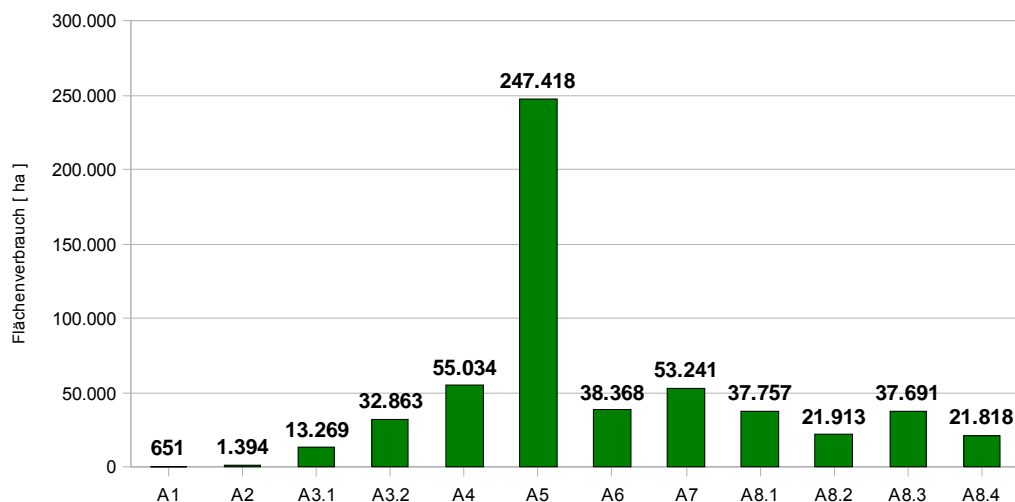


Abbildung 12: Vergleich der Flächeninanspruchnahme (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

5.2.3. Plausibilität der Ergebnisse

Emissionen von CO₂-Äquivalenten

Fast alle Ergebnisse ergeben sich aus dem eingesetzten Primärenergieträger, d.h. die Alternativen, die Erdgas statt Kohle zur Stromerzeugung verbrennen, emittieren - unter der Annahme gleicher Vollastbenutzungsstunden - weniger klimaschädliche Gase. Der gleiche Effekt tritt verstärkt bei Alternativen auf, die regenerative Quellen zur Energiegewinnung nutzen.

Ein auf den ersten Blick unerwartetes Ergebnis zeigt der Vergleich der Alternativen 8.3 und 8.4: Die Erzeugungskombination mit dem größeren 800 MW GuD-Block (A 8.4) emittiert jährlich weniger CO₂-Äquivalente als die kleinere 550 MW-Alternative (A 8.3). Dieser Effekt kommt durch das Angleichen der Nettostromerzeugung unter Rückgriff auf das hessische Netz zustande. Aufgrund von anderen Kohlekraftwerken, die ebenfalls zum hessischen Energiemix beitragen, weist das betrachtete GuD-Kraftwerk niedrigere Emissionen an CO₂-Äquivalenten je kWh auf als der Durchschnitt der in Hessen zur Verfügung stehenden elektrischen Energie.

Emissionen von SO₂-Äquivalenten

Die Ergebnisse des Vergleichs der SO₂-Äquivalente gleichen in weiten Teilen der Betrachtung der CO₂-Äquivalente. Auffällig ist jedoch, dass diejenigen Alternativen, die verstärkt auf eine Verstromung von Biomasse oder Energiegewinnung in BHKraftwerk Staudinger setzen, ein besonders hohes Versauerungspotenzial auf-

weisen. Dieser Effekt ist insbesondere auf fehlende Rauchgasreinigungen kleinerer Energiegewinnungseinheiten zurückzuführen.

5.2.4. Detaillierte Darstellung der Berechnungen zu den CO₂- und SO₂-Äquivalenten

Die Ergebnisse der Berechnungen sind detailliert im Anhang 1 dargestellt.

5.3. Kriteriengruppe „Zeitliche Realisierbarkeit“

5.3.1. Methodischer Ansatz

Die Kriteriengruppe „Zeitliche Realisierbarkeit“ gliedert sich in folgende Einzelkriterien, anhand derer die Alternativen 1-8 bewertet werden:

- „Umsetzbarkeit durch die EKW“Vergleichskriterium
- „Standortverfügbarkeit“Vergleichskriterium
- „Bauplanungsrechtlicher Status“Vergleichskriterium

5.3.2. Sachverhaltsdarstellung

5.3.2.1 Alternative 1: 1.100 MW Steinkohle

Die Alternative 1 (1.100 MW Steinkohle) erfüllt das Kriterium **„Umsetzbarkeit durch die EKW“** in vollem Maße. Das Unternehmen baut und betreibt seit vielen Jahrzehnten konventionelle Großkraftwerke. Um ein ebensolches handelt es sich bei der Alternative 1, so dass hier das vorhandene technische und wirtschaftliche Know-How des Unternehmens in vollem Umfang genutzt werden kann.

Auch die **„Standortverfügbarkeit“** ist bei der Alternative 1 gewährleistet. Die Alternative 1 soll am Standort Staudinger in Großkrotzenburg realisiert werden. Dieses Grundstück befindet sich im Eigentum der EKW. Zusätzliche Grunderwerbe für den Betrieb dieser Alternative sind nicht notwendig.

Hinsichtlich ihres **„bauplanungsrechtlichen Status“** ist die Alternative 1 für ihre Realisierung geeignet. Sowohl auf den übergeordneten Planungsebenen (Landesentwicklungsplan, Regionalplan) als auch auf der Ebene der kommunalen Bauleitplanung (Flächennutzungsplan, Bebauungsplan) ist der Standort für einen Kraftwerksbau gesichert.

5.3.2.2 Alternative 2: 1.100MW GuD-Block

Bei der Alternative 2 (1.100 MW GuD) werden alle drei Kriterien in identischer Weise bewertet wie für die Alternative 1 (1.100 MW Steinkohle).

Auch bei der Alternative 2 handelt es sich um ein konventionelles Großkraftwerk, wie es die EKW seit vielen Jahren baut und betreibt. Daher ist die **„Umsetzbarkeit durch die EKW“** in vollem Umfang gegeben.

Die Alternative 2 ist ebenfalls am Standort Staudinger in Großkrotzenburg geplant, daher wird die **„Standortverfügbarkeit“** als geeignet eingestuft.

Wie bei Alternative 1 beschrieben ist der „**bauplanungsrechtliche Status**“ des Standorts Staudinger auf allen Ebenen für einen Kraftwerksneubau gesichert.

5.3.2.3 Alternative 3: Nullvarianten

Die Alternativen 3.1 und 3.2 beziehen sich beide auf den Standort Staudinger, daher können sie hinsichtlich ihrer zeitlichen Realisierbarkeit gemeinsam betrachtet werden. Dabei werden alle drei Kriterien in gleicher Weise bewertet wie für die Alternativen 1 und 2.

Auch hierbei handelt es sich in beiden Fällen um ein konventionelles Großkraftwerk, wie es die EKW seit vielen Jahren baut und betreibt. Daher ist die „**Umsetzbarkeit durch die EKW**“ in vollem Umfang gegeben.

Die Alternativen 3.1 und 3.2 würden am Standort Staudinger in Großkrotzenburg realisiert, der sich im Eigentum der EKW befindet. Daher wird die „**Standortverfügbarkeit**“ dort ebenfalls als geeignet eingestuft.

Wie bei Alternative 1 beschrieben, ist der „**bauplanungsrechtliche Status**“ des Standorts Staudinger auf allen Ebenen für einen Kraftwerksneubau gesichert.

5.3.2.4 Alternative 4: Dezentrale Kraftwärme gekoppelte Anlagen auf der Basis von Erdgas oder Biomasse

Die EKW baut und betreibt Großkraftwerke. Daher passen kleine dezentrale Anlagen, wie sie die Alternative 4 beschreibt, nicht ins Kraftwerksportfolio des Unternehmens. Zudem fehlt hierfür das technische und wirtschaftliche Know-How. Dieses könnte jedoch durch Aneignung, externe Dienstleister, Zukäufe, o. ä. besorgt werden. Dies führt allerdings - neben höheren wirtschaftlichen Risiken - zu zeitlichen Verzögerungen bei der Realisierung. Daher ist die Alternative 4 hinsichtlich der „**Umsetzbarkeit durch die EKW**“ nur eingeschränkt geeignet.

EKW verfügt nicht über die notwendigen Grundstücke in geeigneter Anzahl und Lage für den Bau der oben beschriebenen Anzahl von BHKraftwerk Staudinger. Die Flächen müssten zunächst gekauft bzw. das Nutzungsrecht anderweitig gesichert werden (Pacht, Erbpacht, o. ä.). Da dies zu zeitlichen Verzögerungen führt, ist die Alternative hinsichtlich ihrer „**Standortverfügbarkeit**“ nur eingeschränkt geeignet.

Da die exakten BHKW-Standorte in Lage und Anzahl noch nicht bekannt sind, können auch keine verlässlichen Aussagen bezüglich ihres „**bauplanungsrechtlichen Status**“ gemacht werden. Der Einfachheit halber wird hier unterstellt, dass einige der Standorte bauplanungsrechtlich für ein solches BHKW geeignet sind, andere jedoch zunächst entsprechende Planaufstellungs- oder -Änderungsverfahren (insb. kommunale Bauleitplanung) durchlaufen müssen, was zu mehrjährigen zeitlichen Verzögerungen führt. Daher wird hier eine eingeschränkte Eignung angenommen.

5.3.2.5 Alternative 5: Einsatz erneuerbarer Energien

Die EKW verfügt über keinerlei Erfahrung im Bau und Betrieb von erneuerbaren Energien. Daher müsste das entsprechende technische und wirtschaftliche Wissen - ebenso wie bei der Alternative 4 - extern eingekauft werden. Dies führt - neben höheren wirtschaftlichen Risiken - zu zeitlichen Verlusten, wodurch die Alternative 5 hinsichtlich der **"Umsetzbarkeit durch die EKW"** nur eingeschränkt geeignet ist.

Wie für die Alternative 4 gilt auch für die Alternative 5 die Tatsache, dass die EKW nicht über die notwendige Anzahl von Grundstücken in geeigneter Lage für den Bau der entsprechenden Anlagen verfügt. Diese müssten zunächst gekauft bzw. das Nutzungsrecht anderweitig gesichert werden (Pacht, Erbpacht, o. ä.). Da dies zu zeitlichen Verzögerungen führt, ist die Alternative 5 hinsichtlich ihrer **„Standortverfügbarkeit“** nur eingeschränkt geeignet.

Da die exakten Standorte in Lage und Anzahl noch nicht bekannt sind, können auch keine verlässlichen Aussagen bezüglich ihres **„bauplanungsrechtlichen Status“** gemacht werden. Der Einfachheit halber wird hier unterstellt, dass einige der Standorte bauplanungsrechtlich für entsprechende Energieerzeugungsanlagen geeignet sind, andere jedoch zunächst entsprechende Planaufstellungs- oder -Änderungsverfahren (Landesentwicklungsplan, Regionalplan, Flächennutzungsplan, Bebauungsplan) durchlaufen müssen. Daher wird hier eine eingeschränkte Eignung angenommen.

5.3.2.6 Alternative 6: Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstunden

Da die Alternative 6 ähnlich wie die oben genannten Alternativen 1, 2 und 3 am Standort Staudinger realisiert würde, werden auch hier alle drei Kriterien in gleicher Weise bewertet wie für die Alternativen 1 - 3.

Auch hierbei handelt es sich um ein konventionelles Großkraftwerk, wie sie die EKW seit vielen Jahren baut und betreibt. Daher wird die **„Umsetzbarkeit durch die EKW“** in vollem Umfang gegeben.

Die Alternative 6 würde ebenfalls am Standort Staudinger in Großkrotzenburg realisiert, dessen **„Standortverfügbarkeit“** gegeben ist.

Wie ebenfalls bei Alternative 1 näher beschrieben ist der **„bauplanungsrechtliche Status“** des Standorts Staudinger für einen Kraftwerksneubau gesichert.

5.3.2.7 Alternative 7: Kombination der vorgenannten Alternativen

Die in Alternative 7 dargestellte Kombination aus regenerativen Energien mit der Umstellung von Block 4 auf Grundlast sowie der Erhöhung der Betriebsstunden ist hinsichtlich der **„Umsetzbarkeit durch die EKW“** nur eingeschränkt gegeben. Zwar verfügt das Unternehmen über die notwendige technische und wirtschaftliche Erfahrung zur Umstellung von Block 4 auf Grundlastbetrieb, allerdings müsste das entsprechende Wissen für die regenerativen Energieträger - wie bei Alternative 5 näher erläutert - zugekauft werden, was insbesondere zu zeitlichen Verzögerungen führt.

Eine ähnliche Mischkalkulation wird hinsichtlich der „**Standortverfügbarkeit**“ vorgenommen: Der Standort Staudinger ist voll verfügbar, die Verfügbarkeit der Standorte für die regenerativen Energieträger ist allerdings - wie bei Alternativen 5 näher erläutert - zunächst nicht gegeben, so dass hier insgesamt eine eingeschränkte Verfügbarkeit angenommen wird.

Hinsichtlich des „**bauplanungsrechtlichen Status**“ der Alternative 7 wird ebenfalls eine eingeschränkte Eignung unterstellt. Das Planungsrecht am Standort Staudinger lässt die Umstellung von Block 4 auf Grundlastbetrieb zu. Der Status der regenerativen Energieträgerstandorte ist wie bei Alternative 5 zumindest teilweise nicht gegeben, so dass hier zeitliche Verzögerungen bei der Realisierung auftreten werden.

5.3.2.8 Alternative 8: *Neubau Kraftwerk mit 550 MW als Ersatz für die Blöcke 1 und 3 und 800 MW, jeweils auf der Basis von Gas und Kohle*

Die vier Unterfälle der Alternative 8 beziehen sich allesamt auf den Standort Staudinger, daher können sie hinsichtlich ihrer zeitlichen Realisierbarkeit gemeinsam untersucht werden. Die Beurteilung erfolgt analog den Alternativen 1 - 3 und 6, die ebenfalls ausschließlich am Standort Staudinger umgesetzt würden.

Bei allen Unterfällen der Alternative 8 handelt es sich jeweils um konventionelle Großkraftwerke, wie sie die EKW seit vielen Jahren baut und betreibt. Daher ist die „**Umsetzbarkeit durch die EKW**“ in vollem Umfang gegeben.

Da die Alternative 8 am Standort Staudinger in Großkrotzenburg geplant ist, wird die „**Standortverfügbarkeit**“ dort als geeignet eingestuft.

Wie bei Alternative 1 dargestellt ist der „**bauplanungsrechtliche Status**“ des Standorts Staudinger auf allen Ebenen für einen Kraftwerksneubau gesichert.

5.4. *Bewertung der technischen Alternativen*

5.4.1. *Ausschluss ungeeigneter Alternativen*

Als Ausgangspunkt der Bewertung ist zunächst das Kriterium „Zusätzliche Nettostromerzeugung“ in den Blick zu nehmen. Wie in Kapitel 5.1 dargelegt wurde, erfüllen die Alternativen

- A3.2: Nullvariante mit den Blöcken 1 und 3 mit eine zusätzlichen Nettostromerzeugung von 4.267 GWh_{el/a}
- A4: BHKW mit einer zusätzlichen Nettostromerzeugung von 1.600 GWh_{el/a}
- A6: Block 4 in Grundlast mit einer zusätzlichen Nettostromerzeugung von 3.499 GWh_{el/a}
- A8.1 bis A8.4: 500 MW Kohle-/Gasblock bzw. 800 MW Kohle-/Gasblock mit z. Nettostromerzeugungen zwischen ca. 3.600 GWh_{el/a} und ca. 5.200 GWh/a

die Anforderung dieses Ausschlusskriteriums nicht, da sie unterhalb der Schwelle von 5.680 GWh_{el/a} bleiben (s. a. Tabelle 5-3). Sie kommen daher als Alternative zum Vorhaben nicht in Frage.

Bei der Alternative 4 kommt hinzu, dass sie aufgrund des Brennstoffs Gas bzgl. der Ressourcenverfügbarkeit als nachteilig einzustufen ist. Außerdem ist eine Planbarkeit nicht gewährleistet, da die Blockheizkraftwerke wärmegeführt, also in Abhängigkeit von einem externen Faktor betrieben werden. Ebenso kann die Alternative keine Systemdienstleistungen bereitstellen. Darüber hinaus liegt der Stromgestehungsaufwand um ca. 24 % über dem der günstigsten Alternative 1.

Auch die Alternative 6 ist hinsichtlich der Ressourcenverfügbarkeit als nachteilig einzustufen, da die zusätzliche Stromerzeugung ausschließlich durch den gasgefeuerten Block 4 bereitgestellt wird. Weiterhin weist die Alternative nur eine eingeschränkte Möglichkeit zur Systemdienstleistung auf und wird keinen zusätzlichen Beitrag zur Fernwärmeauskopplung leisten. Darüber hinaus liegt der Stromgestehungsaufwand um ca. 40 % über dem der günstigsten Alternative 1.

Die gasgefeuerten Alternativen 8.3 und 8.4 sind ebenfalls mit Bezug auf die Ressourcenverfügbarkeit als nachteilig einzustufen. Nachrangige Eignungen ergeben sich darüber hinaus für die Möglichkeit der Systemdienstleistungen. Auch für die Alternativen 8.1 und 8.2 gelten analog die für die Alternativen 8.3 und 8.4 aufgeführten Einschränkungen bzgl. der Möglichkeit der Systemdienstleistung. Darüber hinaus liegt der jeweilige Stromgestehungsaufwand etwa 7 % bis 17 % über dem der günstigsten Alternative 1.

Bzgl. der Alternative 3.2 sind neben der Nichterfüllung des Kriteriums zusätzliche Nettostromerzeugung die deutlich eingeschränkte Möglichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die fehlende Möglichkeit einer zusätzlichen Fernwärmeauskopplung zu nennen.

Somit kommen die Alternativen 3.2, 4, 6, 8.1, 8.2, 8.3 und 8.4 als Alternative zum Vorhaben nicht in Frage. Sie entsprechen in wesentlichen Aspekten nicht dem Vorhabenszweck.

5.4.2. Vergleich der verbleibenden Alternativen

Die verbleibenden Alternativen

- A1: 1100 MW Kohleblock
- A2: 1100 MW GuD
- A3.1: Nullvariante
- A5: Regenerativer Mix
- A7: Block 4 in Grundlast plus regenerativer Anteil

stellen sich unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten wie folgt dar:

Die Planbarkeit der Leistungsbereitstellung ist bei den Alternativen 1 bis 3.1 gewährleistet. Die Alternativen 5 und 7 erfüllen dagegen u.a. aufgrund des darin ent-

haltenen Windenergieanteils diese Kriterienanforderung nur eingeschränkt (s.a. Tabelle 5-3).

Das Kriterium der Systemdienstleistungen erfüllen die Alternativen 1 und 2 uneingeschränkt. Die Alternativen 7, 3.1 und 5 fallen dagegen –in der angegebenen Reihenfolge – ab.

Bzgl. der Ressourcenverfügbarkeit erfüllt keine der Alternative das Kriterium uneingeschränkt. Die Alternative 2, die in der Stromerzeugung ausschließlich auf Gas aufbaut, ist diesbezüglich als nachteilig einzustufen.

Das angestrebte Ziel bei der „zusätzlichen Fernwärmeauskopplung“ (1.300 GWh/a) erreicht die Alternative 7 nur eingeschränkt. Die Nullvariante kann hier keinen Beitrag leisten.

Die ökonomische Analyse, abgebildet durch das Kriterium „Stromgestehungsaufwand“ zeigt, dass sich für die Alternative 1.100 MW Kohleblock als die günstigste darstellt, gefolgt von der Alternative 3.1 Nullvariante (103%) und der Alternative 1.100 W GuD (110%). Die Alternativen 5 und 7 weisen einen deutlich höheren spezifischen Gestehungsaufwand von 148 % bzw. 155 % auf (s.a. Tabelle 5-3).

Führt man die Kriterien zusammen, so ergibt sich unter dem Blickwinkel der Energiewirtschaft folgendes Bild:

- Die Alternative 5 liegt mit 155 % deutlich über dem Gestehungsaufwand der Alternativen 1, 2 und 3.1. Weiterhin ist sie nicht in der Lage Systemdienstleistungen bereitzustellen und weist zusätzlich Nachteile bei der Planbarkeit der Stromerzeugung auf. Diese Nachteile können bei Weitem nicht durch die günstige Einstufung bei der Fernwärmeauskopplung aufgewogen werden.
- Auch die Alternative 7 ist aufgrund des hohen Gestehungsaufwands von ca. 148 %, der Einschränkungen bei der Planbarkeit, der beschränkten Möglichkeit zusätzliche Fernwärme auszukoppeln und der eingeschränkten Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistung im Vergleich zu den Alternativen 1, 2 und 3.1 als deutlich nachrangig einzustufen. Gegenüber der Alternative 5 ist sie aufgrund des etwas geringeren Gestehungsaufwands und der - wenn auch nur eingeschränkten - Möglichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen günstiger einzustufen. Auf der anderen Seite ist sie im Hinblick auf die mögliche Fernwärmeauskopplung gegenüber der Alternative 5 als nachteilig einzustufen. Insgesamt fällt sie bzgl. der Energiewirtschaft etwas hinter der Alternative 5 zurück.
- Für die Alternativen 1, 2 und 3.1 ergibt sich die Eignungsreihung untereinander aus der möglichen Nettostromerzeugung, aus dem Gestehungsaufwand und der möglichen zusätzlichen Fernwärmeauskopplung. Die Alternative 1 weist in diesem Kollektiv die höchste Eignung auf, da hier der geringste Gestehungsaufwand zu erwarten ist. Die Alternative 2 fällt dagegen bei ansonsten gleicher Einstufung hinter der Alternative 1 zurück, da der Gestehungsaufwand rund 10 % über dem der Alternative 1 liegt. Außerdem ist sie bzgl. der Ressourcenverfügbarkeit als nachrangig einzustufen. Die Alternative 3.1 weist im Vergleich zu den Alternativen 1 und 2 deutliche Nachteile bzgl. der zusätzlichen Fern-

wärmeauskopplung und wegen ihrer geringeren Stromerzeugung auf. Andererseits ergibt sich für die Alternative 3.1 ein geringerer Gestehtungsaufwand (103 %) als für die Alternative 2 (110 %). Angesichts der gegenläufigen Reihung der Alternativen 2 und 3.1 bzgl. des Gestehtungsaufwands einerseits und der möglichen zusätzlichen Fernwärmeauskopplung sowie der Stromerzeugung andererseits ist eine Differenzierung dieser beiden Alternativen nicht möglich.

Demzufolge ergibt sich für die energiewirtschaftlichen Aspekte folgende Eignungsreihung (von besser nach schlechter):

$$A1 \rightarrow A2 = A3.1 \rightarrow\rightarrow A5 > A7^{25}$$

Einschränkend ist zu beachten, dass die vorgenommene Reihung einen Grundlastbetrieb der gasgefeuerten Alternativen A2 und A7 unterstellt, der sich unter den gegebenen Marktbedingungen nicht realisieren lässt.

Bezogen auf die untersuchten **Umweltkriterien** ergibt sich, sofern man die vorhandenen und absehbaren Marktmechanismen ausblendet, für die Alternativen 1, 2, 3.1, 5 und 7 zunächst folgendes Bild:

- Bezogen auf die „SO₂-Emissionen“ stellt sich die Alternative 2 als besonders günstig dar (s.a. Kap. 5.2.2). Mit merklichem Abstand nimmt die Alternative 1 gefolgt von der Alternative 3.1 das Mittelfeld ein. Die Alternativen 5 und 7 fallen den anderen Alternativen gegenüber weiter ab.
- Bezogen auf die „CO₂-Emissionen“ stellt sich die Alternative 5 (regenerative Energien) am günstigsten dar, gefolgt von den Alternativen 2 und 7, die vergleichbare Emissionen aufweisen. Die höchsten CO₂-Emissionen weisen die Alternativen 1 gefolgt von der Alternative 3.1 auf.
- Bezogen auf die „Flächeninanspruchnahme“ sind die Alternativen 1 und 2 die günstigsten. Für die Alternative 3.1 ergibt sich dem gegenüber eine höhere und für die Alternative 7 eine merklich höhere Flächeninanspruchnahme. Mit großem Abstand folgt die Alternative 5.

Führt man diese Einzelbewertungen zusammen, so ergibt sich bei rein auf die einzelnen Alternativen bezogenen Betrachtungsweise, wie sie im GEMIS durchgeführt wird, dass die Alternative 5 trotz des Vorteils bzgl. der CO₂-Emissionen aufgrund der höchsten SO₂-Emissionen und der höchsten Flächeninanspruchnahme, die weit über dem Niveau der anderen Alternativen liegt, als nachrangig gegenüber den übrigen Alternativen einzustufen ist. Die Alternativen 7 und 3.1 können angesichts der gegenläufigen Tendenzen bei der Kriterienausprägung nicht weiter differenziert werden. Günstiger stellt sich demgegenüber die Alternative 1 dar, die im Vergleich zu der Alternative 7 deutlich geringere SO₂-Emissionen und einen gerin-

²⁵ X = Y: Keine Eignungsdifferenzierung
 X > Y: Alternative X etwas besser als Alternative Y
 X → Y: Alternative X besser als Alternative Y
 X →→ Y: Alternative X deutlich besser als Alternative Y

geren Flächenverbrauch aufweist. Am günstigsten wäre unter diesen Gesichtspunkten die Alternative 2 zu bewerten.

Die Aussagen aus der hier vorgenommenen Emissionsbetrachtung für die Alternativen 2 und 7 sind aber deutlich zu relativieren. So werden unter Beachtung der Marktmechanismen die neuen gasgefeuerten Anlagen in geringerem Umfang zur Reduktion der Emissionen von klimaschädlichen Gasen in Deutschland beitragen als der Einsatz moderner Kohletechnologie (s. a. Kap. 5.2.1.2 und Band D). Vor diesem Hintergrund ist also davon auszugehen, dass sich die Alternative 2 unter Umweltgesichtspunkten zumindest nicht günstiger darstellt als die Alternative 1.

Somit ergibt sich unter Umweltgesichtspunkten folgende Eignungsreihung (von besser nach schlechter):

A1 = A2 → A3.1 = A7 → A5

Die Analyse der Alternativen 1, 2, 3.1, 5 und 7 unter dem Aspekt ihrer **zeitlichen Realisierbarkeit** zeigt ein eindeutiges Bild: Es schneiden diejenigen Alternativen am Besten ab, die ausschließlich am Standort Staudinger umgesetzt werden können. Dies sind die Alternativen 1, 2 und 3.1. Sie sind bei allen Einzelkriterien uneingeschränkt geeignet. Es handelt sich jeweils um konventionelle Großkraftwerke, bei deren Bau, Betrieb und Instandhaltung die EKW ihre jahrzehntelangen technischen und wirtschaftlichen Erfahrungen nutzen kann. Zudem befindet sich der Standort Staudinger im Eigentum der EKW und er ist auf allen übergeordneten Planungsebenen (Landesentwicklungsplan, Regionalplan) als auch auf der Ebene der kommunalen Bauleitplanung für einen Kraftwerksbau gesichert.

Die Alternativen 5 und 7 können hingegen nicht ohne zeitliche Verzögerungen realisiert werden. Hinsichtlich aller Einzelkriterien sind sie nur eingeschränkt geeignet. Das Unternehmen verfügt nicht über die notwendigen Grundstücke in geeigneter Anzahl und Lage für den Bau solcher Anlagen. Ferner bestehen aufgrund der hohen Anzahl der notwendigen Anlagen viele Unsicherheiten hinsichtlich des Bauplanungsrechts.

Somit ergibt sich bezogen auf die zeitliche Realisierbarkeit folgende Eignungsreihung (von besser nach schlechter):

A1 = A2 = A3.1 →→ A5 = A7

Bei einer **gesamthaften Betrachtung** der drei Kriteriengruppen Energiewirtschaft, Umwelt und zeitliche Realisierbarkeit ist festzuhalten:

- Die Alternative 1 stellt sich insgesamt als die vorteilhafteste dar. Sie erreicht das angestrebte Ziel der Nettostromerzeugung von 7.100 GWh/a vollumfänglich und weist dabei den geringsten Stromgestehungsaufwand auf. Bzgl. der Planbarkeit und der Möglichkeit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen bestehen keine Einschränkungen. Unter Umweltgesichtspunkten ist sie bei Berücksichtigung der Mechanismen im Energiemarkt zusammen mit der Alternative „GuD-Anlage“ als vorrangig einzustufen. Im Hinblick auf die zeitliche Realisierbarkeit ist sie ebenso vorteilhaft.

- Die Alternative 2 weist demgegenüber energiewirtschaftliche Nachteile (höherer Gestehungsaufwand und Nachteil bzgl. der Ressourcenverfügbarkeit) auf. Dem stehen bei Berücksichtigung der Marktmechanismen keine ökologischen Vorteile gegenüber.
- Die Alternative 3.1 ist, obwohl sie nur eingeschränkt zur Bedarfsdeckung beiträgt und keinen Beitrag zur zusätzlichen Fernwärmeauskopplung leisten kann, unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten dennoch gleichrangig mit der Alternative 2, da sie einen merklich günstigeren Gestehungsaufwand aufweist. Sie weist jedoch unter Umweltgesichtspunkten und hinsichtlich der Systemdienstleistungen eine deutlich geringere Eignung auf als die Alternative 2 und ist somit insgesamt ungünstiger einzustufen als die Alternative 2.
- Die Alternativen 5 und 7 fallen gegenüber den anderen Alternativen deutlich ab. Sie sind durch einen jeweils deutlich höheren Gestehungsaufwand von 148 % bzw. 155 % gekennzeichnet. Der jeweilige Gestehungsaufwand liegt somit um ca. 40 % bis 50 % über denen der Alternativen 1 bis 3.1. Zusätzlich weisen sie bzgl. der Planbarkeit und der Möglichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen deutliche Einschränkungen auf. Bzgl. der Fernwärmeauskopplung stellt sich die Alternative 5 besser dar als die Alternative 7. Darüber hinaus sind diese beiden Alternativen bzgl. der zeitlichen Realisierbarkeit nachrangig geeignet. Die Alternative 5 ist zusätzlich unter Umweltgesichtspunkten und dabei insbesondere beim Flächenverbrauch und bzgl. der SO₂-Emissionen als die ungünstigste Alternative einzustufen. Auch die Alternative 7 stellt sich bzgl. des Flächenverbrauchs und der SO₂-Emissionen noch als vergleichsweise ungünstig dar, wobei sie unter diesem Blickwinkel besser abschneidet als die Alternative 5. Diesem Vorteil der Alternative 7 steht - wie oben erläutert - die geringere zusätzliche Fernwärmeauskopplung entgegen. Daher ist eine Eignungsreihung der Alternativen 5 und 7 nicht leistbar.

Es ergibt sich demnach folgende Gesamteignungsreihung der verbleibenden technischen Alternativen (von besser nach schlechter):

A1 → A2 > A3.1 →→ A5 = A7

Tabelle 5-3: Bewertung der Kriterien nach Gruppen

KRITERIUM			Alternative											
			A 1: 1100MW Kohle	A 2: 1100 MW GuD-Block	A 3.1: Nullvariante 1-3	A 3.2: Nullvariante 1 und 3	A 4: BHKW	A 5: Regenerativer Mix	A 6: BL 4 Grundlast	A 7: BL4 Grundl. + Regenerativ	A 8.1: 550 MW Steinkohleblock	A 8.2: 800 MW Steinkohleblock	A 8.3: 550 MW GuD-Block	A 8.4: 800 MW GuD-Block
Energiewirtschaft														
1.1 Energiewirtschaft technisch														
1.1.1	A	Zusätzliche Nettostromerzeugung [GWh el]1)	7.133	7.068	6.010	4.267	1.600	7.168	3.499	6.947	3.567	5.190	3.567	5.190
		% Anteil von Alternative 1	100	99	84	60	22	100	49	97	50	73	50	73
			+	+	+	-	-	+	-	+	-	-	-	-
1.1.2	V	Planbarkeit	+	+	+	+	-	0	+	0	+	+	+	+
1.1.3	V	Systemdienstleistung	++	++	-	-	--	--	0	0	-	+	0	+
1.1.4	V	Ressourcenverfügbarkeit	0	-	0	0	-	0	-	0	0	0	-	-
1.1.5	V	Zusätzliche Fernwärmeauskoppelung [GWh]	1.300	1.300	0	0	1.460	1.300	0	400	1.300	1.300	1.300	1.300
			+	+	-	-	+	+	-	0	+	+	+	+
1.2 Energiewirtschaft (ökonomisch)														
1.2.1	V	Stromgestehungsaufwand	100%	109%	103%	103%	123%	154%	140%	147%	114%	107%	115%	114%
Umwelt														
3.1	V	Emissionen SO ₂ -Äquivalente [Mg/a]	15.194	9.324	17.396	16.602	13.818	21.270	20.326	19.227	15.104	15.179	12.125	10.859
3.2	V	Emissionen CO ₂ -Äquivalente [1.000 Mg/a]	9.861	6.353	10.475	9.208	7.086	5.042	7.881	6.246	8.496	9.099	6.728	6.582
3.3	V	Flächeninanspruchnahme [ha]	651	1.394	13.269	32.863	55.034	247.418	38.368	53.241	37.757	21.913	37.691	21.818
Zeitliche Realisierbarkeit														
4.1	V	Umsetzbarkeit durch die EKW	+	+	+	+	0	0	+	0	+	+	+	+
4.2	V	Standortverfügbarkeit	+	+	+	+	0	0	+	0	+	+	+	+
4.3	V	Bauplanungsrechtlicher Status	+	+	+	+	0	0	+	0	+	+	+	+
Bewertung "Energiewirtschaft"			I	III	I			IV		V				
Bewertung "Umwelt"			I	1 ²⁾	III			V		III ²⁾				
Bewertung "Zeitliche Realisierbarkeit"			I	I	I			IV		IV				
Gesamtbewertung			I	II	II			IV		IV				

I bis V: Eignungsreihung (ordinal skaliert)

Alternative nicht geeignet

nicht weiter zubeachten

1) Maximal mögliche zusätzliche Stromerzeugung, die über den Status Quo der Blöcke 4 und 5 hinausgeht

2) Bewertung bezieht mit ein, dass gem. Gutachten "Auswirkungen eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂ Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland" (s. Band D) die Alternative 1 deutlich stärker zur CO₂-Reduktion in Deutschland beiträgt, als eine unter Marktgegebenheiten betriebene GuD-Anlage mit gleicher Leistung. Dies gilt analog auch für die Alternative 7

6 **STANDORTEIGNUNG, RÄUMLICHE ALTERNATIVEN**

Wie in Kapitel 5 aufgezeigt wurde ist die technische Alternative 1 (1.100 MW Steinkohleblock) die insgesamt zu favorisierende Alternative. Insofern fokussiert sich die folgende Betrachtung zu denkbaren räumlichen Alternativen auf die Realisierung eines Steinkohleblocks und die daraus resultierenden Anforderungen an einen potenziellen Standort.

Wie in Kapitel 2.5 dargestellt, wird im Folgenden für die technische Alternative 1 geprüft, ob sich der Standort Staudinger für ein derartiges Projekt eignet und ob sich in Hessen weitere potenzielle Standorte finden lassen, die eine vergleichbare oder sogar bessere Eignung, als der Standort Staudinger aufweisen.

6.1. **Anforderungsprofil an einen Standort für ein Kohlekraftwerk**

Vor dem Hintergrund der technischen und energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten müssen potenzielle Standorte für ein Kohlekraftwerk folgende Anforderungen in Form von Eingrenzungskriterien erfüllen:

1. **„Gewährleistung der Versorgung mit Kühlwasser“** (MNQ > 1,4 m³/s)
Potenziell geeignete Standorte liegen in einer Entfernung von maximal 2 km zu einem Vorfluter, der einen mittleren Niedrigwasserabfluss von mindestens 1,4 m³/s aufweist.

Die angegebene Abflussmenge ist erforderlich, um bei einer Kreislaufkühlung eine ausreichende Versorgung mit Nachspeisewasser (ca. 0,7 m³/s) gewährleisten zu können. Dabei wird unterstellt, dass eine Entnahme von 50 % des mittleren Niedrigwasserabflusses gerade noch genehmigungsfähig ist.

2. **„Räumliche Nähe zu einer Höchstspannungsleitung“** (380 kV)
Potenziell geeignete Standorte liegen in einer Entfernung von maximal 5 km zum Höchstspannungsübertragungsnetz.

Dieses Kriterium wird im Hinblick auf die Gewährleistung einer insgesamt sinnvollen Einspeisung der erzeugten Energie in das 380-kV-Verbundnetz u.a. unter Berücksichtigung einer Minimierung von Leitungsneubauten (Umweltauswirkungen) formuliert.

3. **„Möglichkeiten der Brennstoffversorgung“**
Potenziell geeignete Standort liegen in einer Entfernung von maximal 2 km zu 2-gleisigen Bahnfernstrecken bzw. schiffbaren Vorflutern (Binnenwasserstraße der Klasse V). Dieses Kriterium leitet sich aus der Notwendigkeit ab, den Standort mit Brennstoffen und sonstigen Betriebsmitteln zu versorgen.

Weiterhin sollten geeignete Standorte folgende Eigenschaften (Eignungskriterien) aufweisen:

4. **„Redundanz der Brennstoffversorgung“**;
Standorte, die sowohl zu schiffbaren Binnenwasserstraßen (Klasse V) sowie zu leistungsfähigen Bahnlinien (güterverkehrsfähige zweigleisige Fernbahnstrecken) einen Abstand von weniger als 2 km aufweisen, besitzen eine besondere Eignung, da nur an solchen Standorten eine redundante Brennstoffversorgung gewährleistet werden kann. Diese Redundanz gewährleistet die weitgehende Sicherstellung der Anlage mit dem Primärenergieträger Kohle.
5. **„Entsprechende bauplanungsrechtliche Ausweisung“** (Industriegebiet);
Standorte, deren bauplanungsrechtliche Ausweisung den Bau eines Kraftwerks zulässt, weisen eine besondere Standorteignung auf, da ansonsten erforderliche Planaufstellungs- oder -änderungsverfahren einen maßgeblichen Einfluss auf den Realisierungszeitraum bzw. die grundsätzliche Umsetzbarkeit des Vorhabens haben.
6. **„Standortverfügbarkeit“** (Eigentum der EKW)
Die unmittelbare Standortverfügbarkeit durch eindeutige Eigentumsverhältnisse ist, ähnlich wie die bauplanungsrechtliche Ausweisung des Standortes vor dem Hintergrund der Realisierbarkeit sowie des notwendigen Realisierungszeitraumes relevant.
7. **„Rahmenbedingungen für Fernwärmeversorgung“** (Absatzmarkt)
Der Standort soll aufgrund der technischen Vorgaben an das Vorhaben günstige Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche FW-Versorgung, d.h. über einen nahe gelegenen Absatzmarkt verfügen.

6.2. Prüfung der Standorteignung des Standortes Staudinger

Der Standort Staudinger liegt in der Gemeinde Großkrotzenburg unmittelbar am östlichen Mainufer (etwa bei Strom-km 61,5) zwischen den Staustufen Krotzenburg (Main-km 63,73) und Mühlheim (Main-km 53,05).

Der Main verfügt am Pegel Kleinheubach oberhalb des Standortes Staudinger bereits über einen mittleren Niedrigwasserabfluss (MNQ) von $48 \text{ m}^3/\text{s}$, der weit über der für die Kühlwasserbereitstellung notwendigen MNQ-Schwelle von $1,4 \text{ m}^3/\text{s}$ liegt.

Für eine effiziente Energieableitung in das 380-kV-Verbundnetz bietet der Standort Staudinger das Umspannwerk (UW) Großkrotzenburg, welches in unmittelbarer Nähe die Möglichkeit der Aufnahme und Weiterverteilung der erzeugten Energie ermöglicht.

Der Standort Staudinger verfügt auf Grund eines eigenen Hafens über einen unmittelbaren Zugang zum Main als schiffbare Wasserstraße und ist zusätzlich auch über einen eigenen leistungsfähigen Bahnanschluss erschlossen. Eine Brennstoffversorgung ist somit verkehrstechnisch gewährleistet.

Da die Brennstoffanlieferung sowohl über die Bahn als auch per Schiff möglich ist, ist auch eine Redundanz in der Brennstoffversorgung gegeben.

Der Standort ist im Regionalplan Südhessen als Bestand „Kraftwerk“ und „Umspannungsstation“ ausgewiesen.

Im Flächennutzungsplan (FNP) der Gemeinde Großkrotzenburg wird der Anlagenstandort Staudinger als „Gewerbliche Baufläche“ mit dem Plankennzeichen Elektrizitätswerk bzw. als Fläche für Ver- und Entsorgungsanlagen ausgewiesen. Somit stehen der Realisierung des geplanten Kohleblocks derzeit keine bauplanungsrechtlichen Restriktionen entgegen.

Das Gelände am Standort Staudinger befindet sich im Eigentum der EKW und ist daher unmittelbar verfügbar.

Der Ballungsraum im Umfeld des Standortes Staudinger mit seiner hohen Siedlungsdichte und der Vielzahl potenzieller industrieller/gewerblicher Abnehmer bietet ein hohes Fernwärmeabsatzpotenzial.

Damit zeigt sich, dass der Standort Staudinger vollumfänglich den oben aufgeführten Kriterien und damit dem Standortprofil entspricht.

6.3. Prüfung räumlicher Alternativen

6.3.1. Vorgehen zur Eingrenzung von Teilräumen mit potenziell geeigneten Standortbereichen in Hessen

Zur Eingrenzung von Teilräumen mit potenziell geeigneten Standortbereichen wurden für Hessen

- die Vorfluter(abschnitte) mit einem MNQ von $> 1,4 \text{ m}^3/\text{s}$,
- die Binnenwasserstraßen der Klasse V,
- die zweigleisigen Bahnstrecken sowie
- die vorhandenen und geplanten 380 KV-Höchstspannungsleitungen

ermittelt und kartographisch dargestellt. Entsprechend der Kriteriendefinition wurden die Vorfluter und Wasserstraßen sowie die Bahnstrecken mit einem beidseitigen Puffer von 2 km und die Hochspannungstrassen mit einem beidseitigen Puffer von 5 km versehen (s. Anhang 2, Übersichtskarte).

Durch Verschneidung dieser drei Puffer wurden dann Teilräume ermittelt, innerhalb derer die aufgelisteten Eingrenzungskriterien erfüllt sind. In Anhang 2 sind in der Übersichtsdarstellung diese Bereiche als gelb schraffierte Flächen ausgewiesen. Sofern zusätzlich innerhalb eines solchen Teilbereichs der Vorfluter eine Binnenwasserstraße darstellt, ist der entsprechende Teilraum grün schraffiert.

Wie der Karte zu entnehmen ist, finden sich im mittleren und nördlichen Teil von Hessen entlang der Lahn, der Fulda, der Eder sowie der Werra Teilbereiche, welche die Eingrenzungskriterien 1 bis 3 (Vorfluter zur Kühlwasserversorgung, Hochspannungsnetz, Bahnanbindung) erfüllen. Weitere derartige Bereiche befinden sich an Nidda, Nidder nordöstlich von Frankfurt sowie an der Kinzig (s. Anhang 2, Übersicht gelb schraffierte Bereiche).

Teilbereiche, die über diese grundlegende Eigenschaften hinausgehend im Nahbereich einer Binnenwasserstraße der Klasse V liegen, finden sich entlang des Mains von der hessischen Landesgrenze bis etwa in den Bereich von Rumpenheim sowie zwischen dem westlichen Ende des Osthafens und der Mainmündung. Weitere derartige Teilräume ergeben sich am Mittelrhein in der Höhe von Lorch, im Bereich Gernsheim und westlich von Bürstadt (s. Anhang 2, Übersicht; grün schraffierte Bereiche).

6.3.2. Identifizierte Teilräume ohne Binnenwasserstraßenzugang

Die Teilräume in Mittel- und Nordhessen sowie die Teilräume entlang der Nidda, Nidder und Kinzig weisen durchgängig gegenüber den Teilräumen entlang des Mains und des Rheins eine deutlich reduzierte Eignung auf, da hier eine redundante Brennstoffversorgung per Bahn und per Schiff nicht gegeben ist. Vor diesem Hintergrund ist auszuschließen, dass in diesen Teilbereichen Standorte mit einer ähnlichen oder besseren Eignung im Vergleich zum Standort Staudinger verfügbar sind. Eine vertiefte Betrachtung dieser Teilräume ist somit nicht erforderlich.

6.3.3. Identifizierte Teilräume mit Binnenwasserstraßenzugang

Der am Mittelrhein gelegene Teilraum bei Lorch (s. Anhang 2 Übersichtskarte Hessen) erfüllt zwar vollumfänglich die Eignungskriterien 1 bis 3 und liegt darüber hinaus unmittelbar am Rhein. Angesichts des hier fehlenden Absatzmarktes für Fernwärme, des 2002 von der UNESCO verliehenen Titels „Weltkulturerbe Mittleres Rheintal“ sowie der topographischen Situation ist dieser Raum aber für die Errichtung eines Kraftwerkes nicht geeignet.

Für den Teilraum westlich von Bürstadt (s. Anhang 2 Detailkarte 2) wäre nach den allgemein verfügbaren Informationen zunächst die Aufstellung einer entsprechenden Bauleitplanung erforderlich. Weiterhin verfügt die EKW hier nicht über Grundbesitz, noch scheint eine Beschaffung der benötigten Flächen möglich zu sein. Schon unter diesen Gesichtspunkten kann ausgeschlossen werden, dass der Teilraum westlich von Bürstadt Flächen beinhaltet, die eine bessere oder ähnliche Eignung im Vergleich zum Standort Staudinger aufweisen. Weiterhin dürfte der Teilraum ein geringeres wirtschaftlich sinnvoll erschließbares Fernwärmeabsatzpotenzial aufweisen, da er in deutlich größerer Entfernung zum Ballungsraum Rhein-Main ungünstiger liegt.

Der Teilraum bei Gernsheim (s. Anhang 2 Detailkarte 2) weist dagegen teilweise eine passende bauplanungsrechtliche Widmung auf. Dort befinden sich derzeit bereits als Industrie-/Gewerbegebiet ausgewiesene Freiflächen (Bestand) sowie angrenzend weitere Zuwachsflächen (Planung). Etwa 1,5 km südwestlich der Freiflächen befindet sich darüber hinaus ein Rheinhafen. Die Eignung dieses Standortes wird aber Vergleich zum Standort Staudinger dadurch reduziert, dass die potenziell nutzbaren Freiflächen nicht unmittelbar am Rhein liegen. Somit müsste die per Schiff angelieferte Kohle zunächst auf ein geeignetes Transportsystem umgeschlagen und über eine Entfernung von rund 1,5 km (Luftlinie) zum Standort transportiert werden. Ein derartiges Transportsystem müsste quer durch intensiv genutzte Siedlungsflächen trassiert werden. Weiterhin handelt es sich bei den Flächen nicht um Liegenschaften im Besitz der EKW, so dass auch dieser Teilbereich

im Vergleich zum Standort Staudinger eine geringere Eignung aufweist und sich zumindest nicht als räumliche Alternative aufdrängt.

Der Teilraum zwischen der Main-Mündung und dem Stadtgebiet von Frankfurt weist diverse Bestandsflächen für Industrie und Gewerbe auf (s. Karte A 1, Detailkarte 1). Neben den Bestandsflächen sind hier im Regionalplan Südhessen auch Zuwachsflächen ausgewiesen, die in der Detailkarte entsprechend gekennzeichnet sind. Die EKW verfügt auch hier nicht über Grundeigentum. Weiterhin ist anzumerken, dass eine Ansiedlung eines Großkraftwerkes westlich von Frankfurt das Zentrum des Verdichtungsraum Rhein-Main beträfe und zu einer Überlagerung mit dem Einflussbereich konkurrierender Kraftwerksplanungen führen würde. Somit würde ein potenzieller Standort in diesem Teilbereich jedenfalls keinen Vorteil gegenüber dem Standort Staudinger aufweisen.

Der östlich des Standorts Staudinger gelegene Teilbereich weist durch seine zunehmende Entfernung vom Ballungsraum Rhein-Main Nachteile bzgl. des Fernwärmeabsatzpotenzials auf. Darüber hinaus verfügt die EKW in diesem Teilbereich nicht über Grundbesitz. Da der Teilbereich folglich keine Flächen aufweist, die im Vergleich mit dem Standort Staudinger eine bessere oder vergleichbare Eignung aufweisen, ergeben sich auch hier ebenfalls keine zwingenden räumlichen Alternativen.

6.4. Zusammenfassende Bewertung „Standorteignung und räumliche Alternativen“

Die Analyse der Standortgegebenheiten des Standortes Staudinger ergab eine vollumfängliche Entsprechung mit dem definierten Standortprofil.

Weiterhin konnte in den hessenweit identifizierten Teilräumen kein anderer Teilbereich gefunden werden, der sich nach Abprüfung der Eingrenzungs- und Eignungskriterien im Vergleich zum Standort Staudinger aufdrängen würde.

7 FAZIT

Wie in Kapitel 5 aufgezeigt wurde, kristallisiert sich bei Anwendung aller Kriterien-
gruppen aus den untersuchten Alternativen 1 bis 8.4 die Alternative 1 (1.100 MW
Steinkohle-Block) als die geeignetste technische Alternativen heraus. Im Wesentli-
chen beruht dies auf den günstigen wirtschaftlichen Randbedingungen, unter de-
nen diese Alternative betrieben werden kann, und den ökologischen Vorteilen, die
sie im Vergleich zur Alternative 3.1 (Nullvariante mit Weiterbetrieb der Blöcke 1 bis
3) aufweist. Die Alternative 2 (1.100MW GuD) ist zwar unter Umweltgesichtspunk-
ten in etwa wie die Alternative 1 zu beurteilen, sie weist aber im Hinblick auf die
energiewirtschaftlichen Aspekte eine geringere Eignung auf.

Gegenüber den Alternativen 1 bis 3.1 fallen die Alternativen 5 und 7 in ihrer Eig-
nung deutlich ab.

Die Alternativen 3.2, 4, 6, 8. bis 8.4 sind ungeeignet, da sie das Kriterium der zu-
sätzlichen Nettostromerzeugung nicht erfüllen und somit in wesentlichen Aspekten
nicht dem Vorhabenszweck entsprechen.

Weiterhin konnte im Hinblick auf die Verkehrs- und Energieversorgungsinfrastruk-
tur, auf die bauleitplanerische Ausweisung und die Standortverfügbarkeit sowie auf
das Fernwärmeabsatzpotential aufgezeigt werden, dass in Hessen im Hinblick auf
die Alternative 1 (1.100 MW Steinkohleblock) kein anderer Standort erkennbar ist,
der über eine bessere als Eignung wie der Standort Staudinger verfügt oder mit
diesem vergleichbar ist und sich daher aufdrängen würde.

Aus den Ergebnissen der hier durchgeführten Alternativenbetrachtung kann abge-
leitet werden, dass sich eine detaillierte Untersuchung der raumbedeutsamen Wir-
kungen auf das Vorhaben (1.100 MW Steinkohleblock) und die beiden Alternativen
1.100 MW GuD-Anlage und die Alternative „Nullvariante mit Weiterbetrieb der Blö-
cke 1 bis 3“ beschränken kann, die in ihrer Eignung jedoch hinter dem Vorhaben
zurückbleiben.

Anhang 1

**Detaillierte Darstellung der Berechnungen
mit dem System GEMIS zu den
CO₂- und SO₂-Äquivalenten**

(s.a. Kapitel 5.2.2)

Alternative 1: 1.100 MW Steinkohle am Standort Staudinger (Vorhaben)

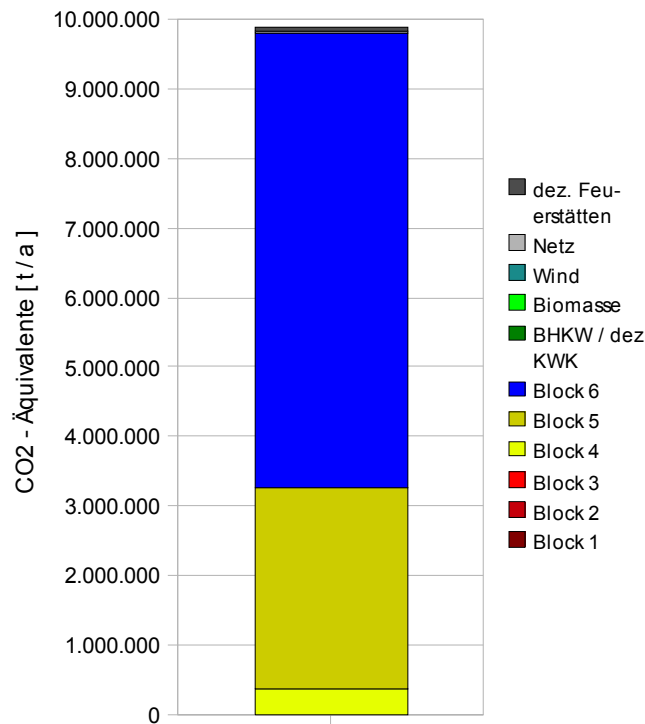


Abbildung 1: Emissionen in CO₂ -Äquivalenten der Alternative 1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

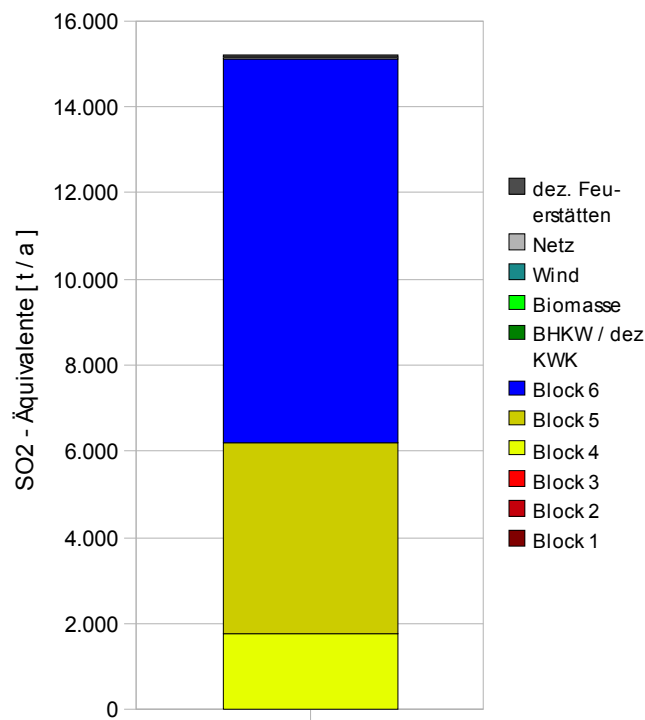


Abbildung 2: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

Alternative 2: 1.100 MW GuD-Anlage am Standort Staudinger

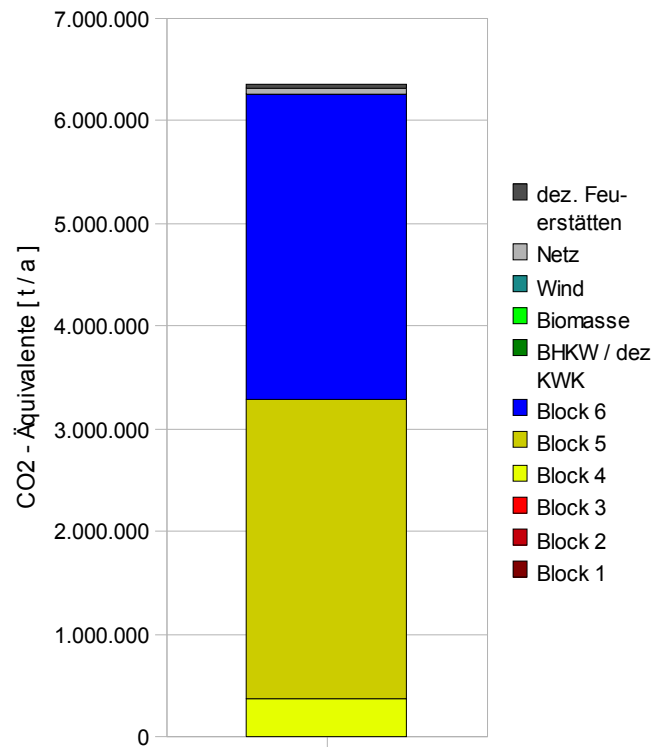


Abbildung 3: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

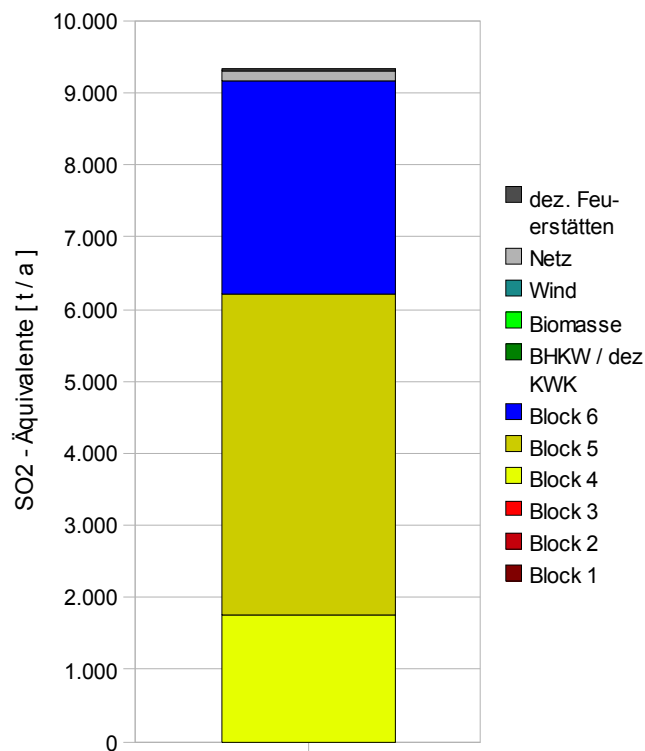


Abbildung 4: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

Alternative 3: Nullvariante

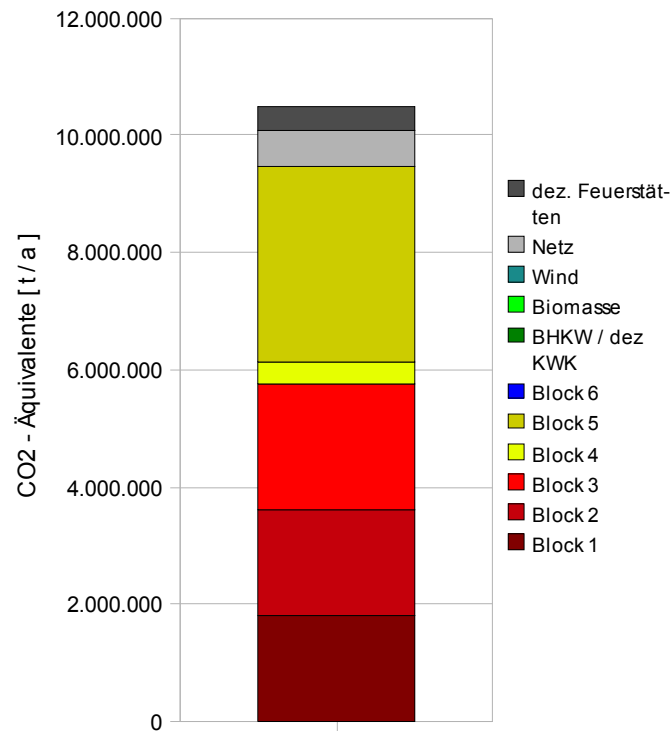


Abbildung 5: Emissionen in CO₂ -Äquivalenten der Alternative 3 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

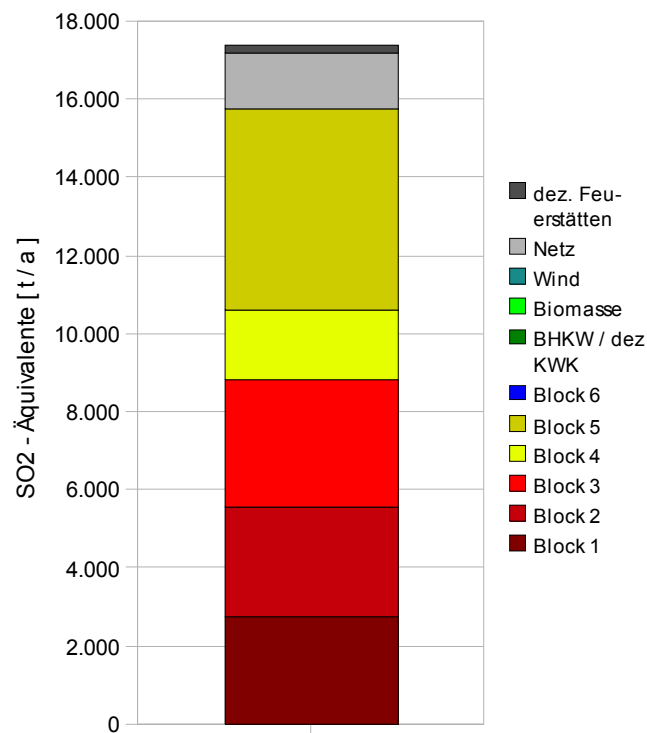


Abbildung 6: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 3

Alternative 4: Dezentrale KWK-Anlagen

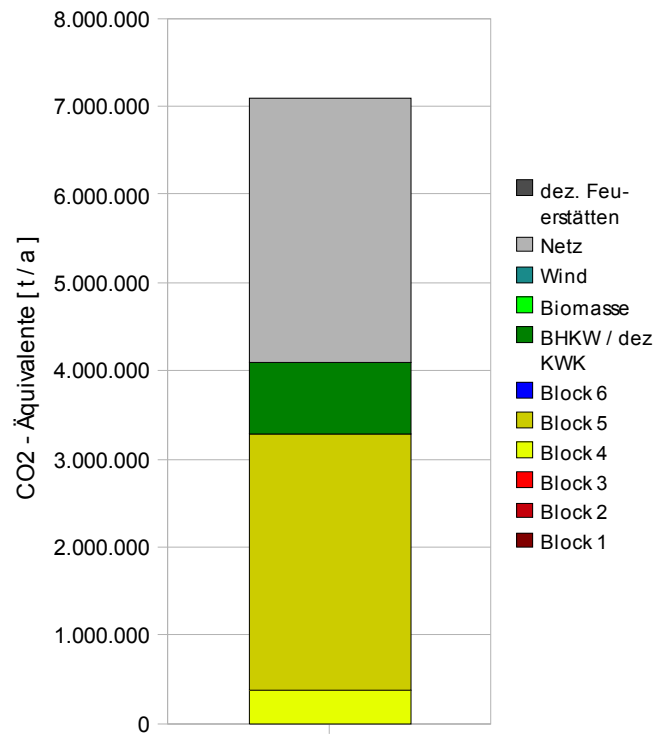


Abbildung 7: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

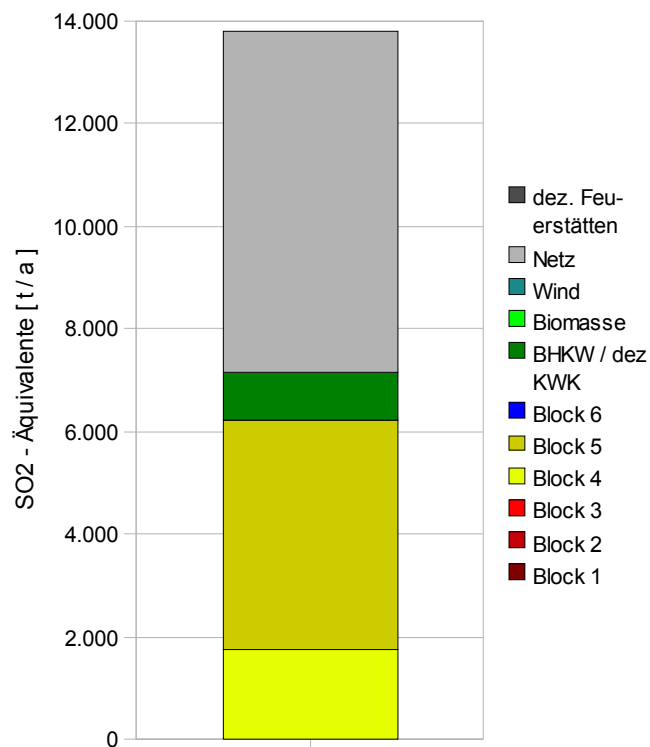


Abbildung 8: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

Alternative 5: Einsatz Erneuerbarer Energien

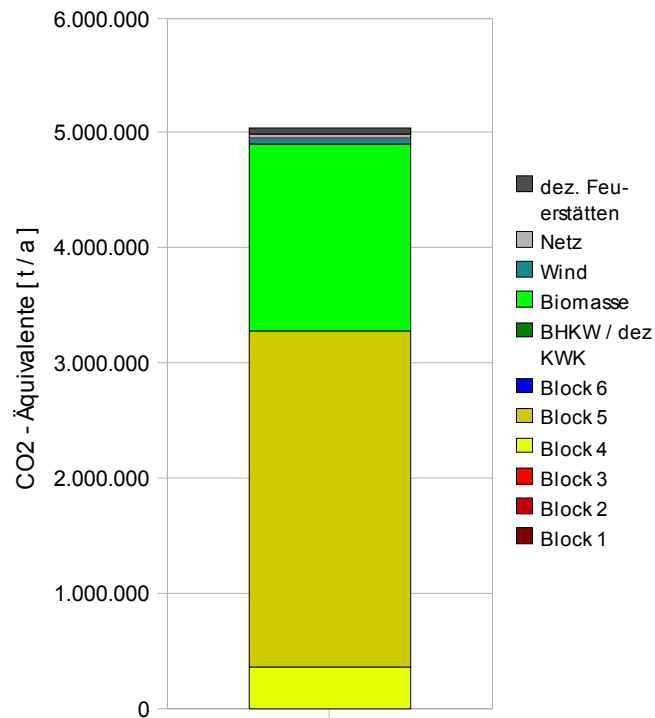


Abbildung 9: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 5 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

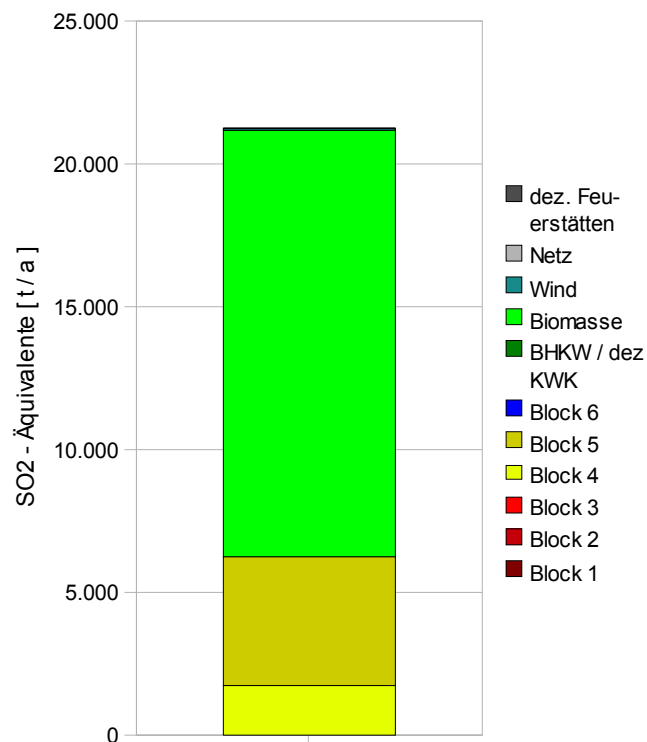


Abbildung 10: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 5 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

Alternative 6: Umstellung von Block 4 auf Grundlast und Erhöhung der Betriebsstundenzahl

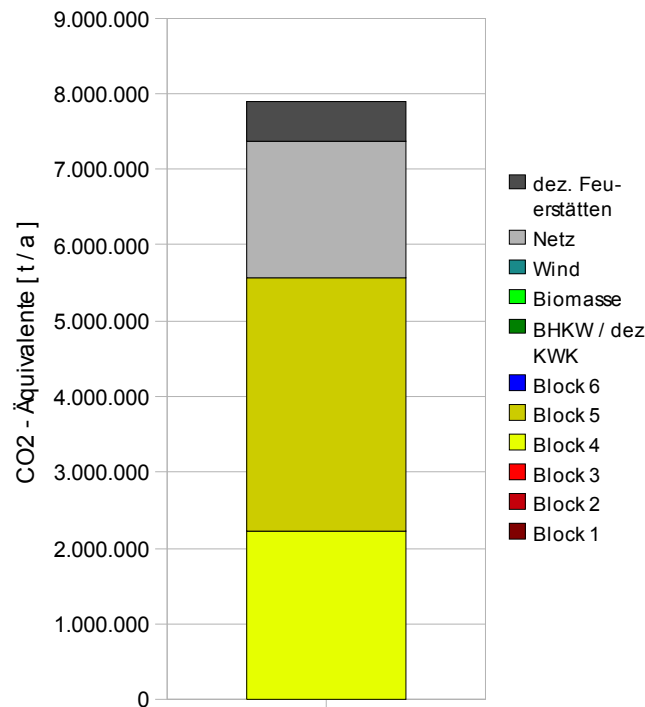


Abbildung 11: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 6 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

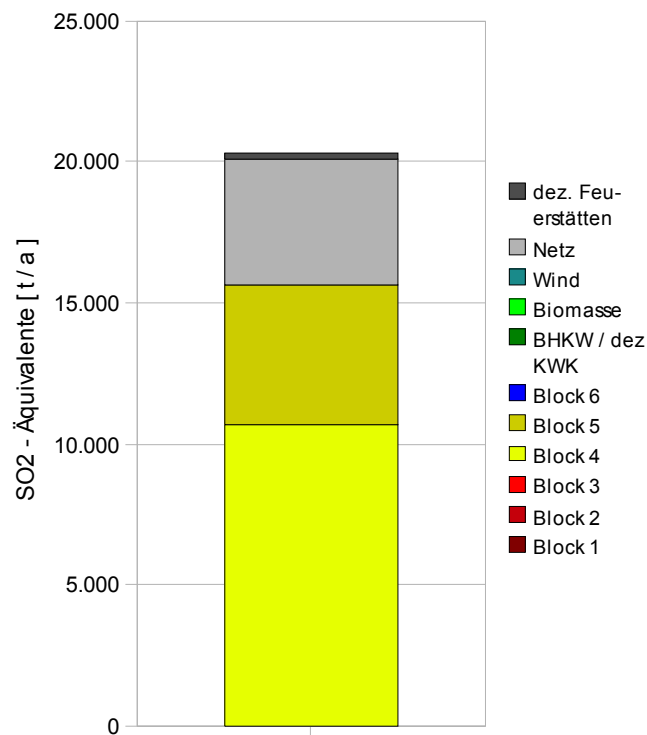


Abbildung 12: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 6 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

Alternative 7: Kombination der Alternativen 4 und 6

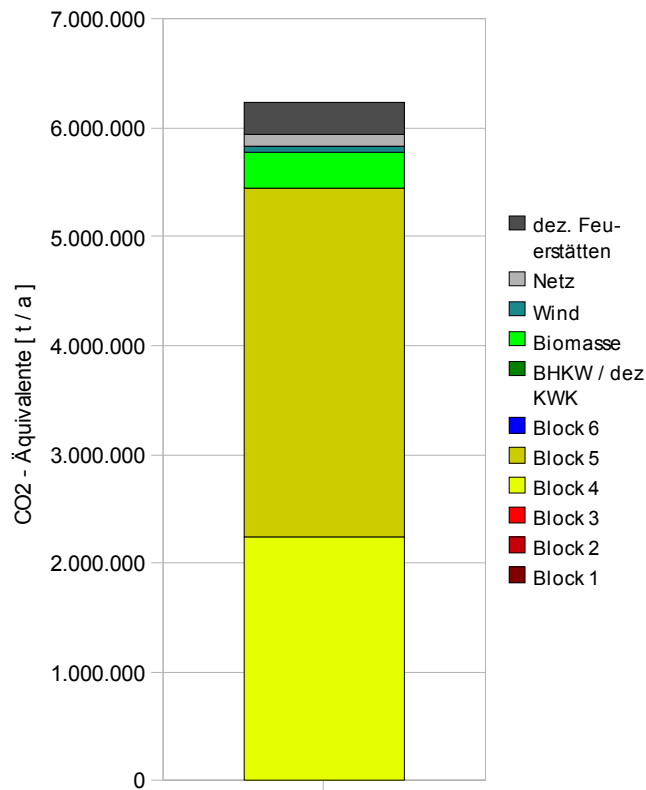


Abbildung 13: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 7 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

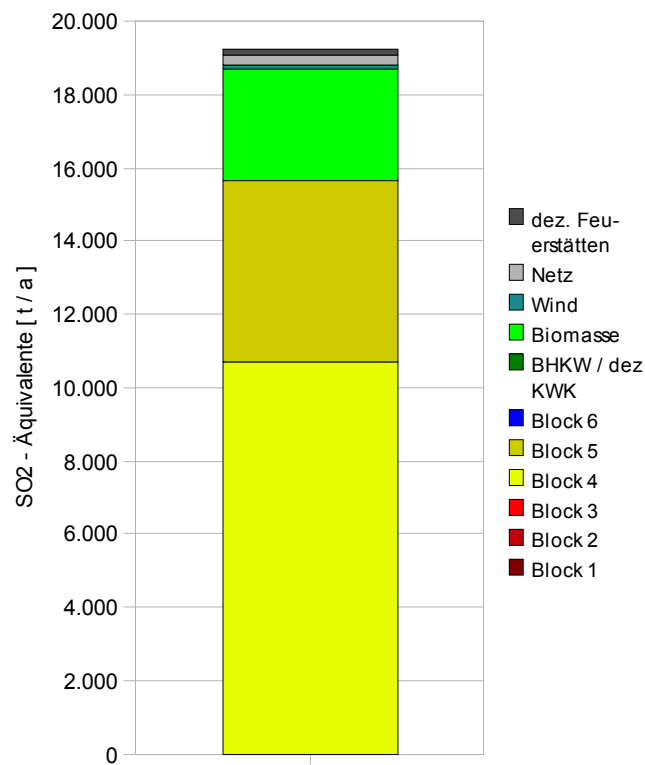


Abbildung 14: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 7 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

**Alternativen 8.1 bis 8.4:
Neubau 550 / 800 MW Steinkohle- / GuD-Anlage**

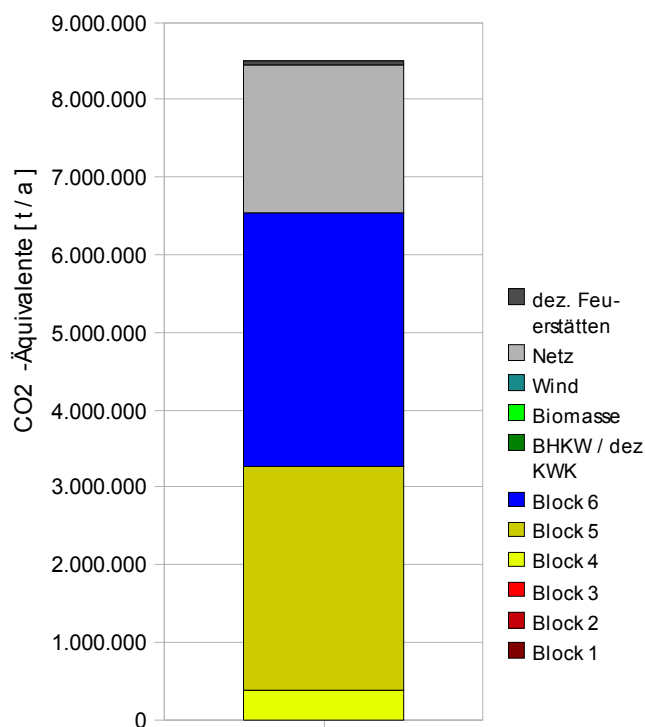


Abbildung 15: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 8.1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

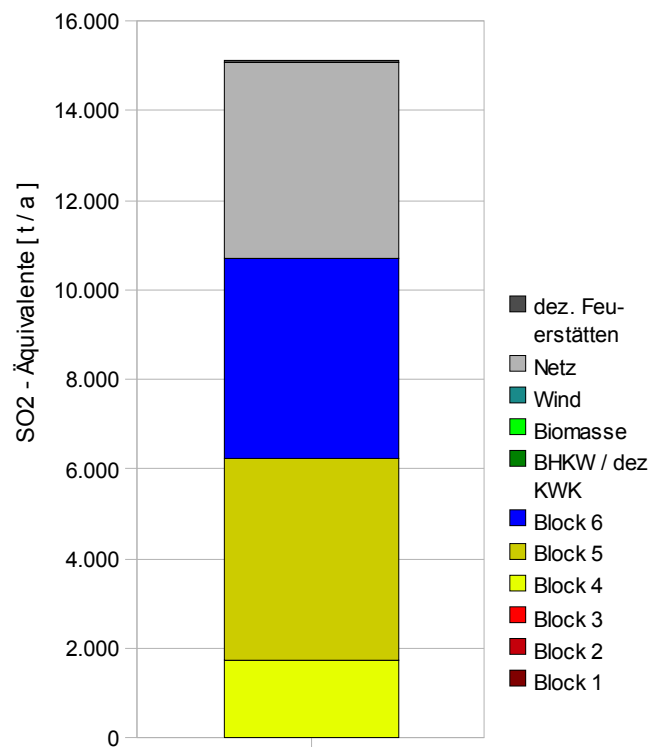


Abbildung 16: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 8.1 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

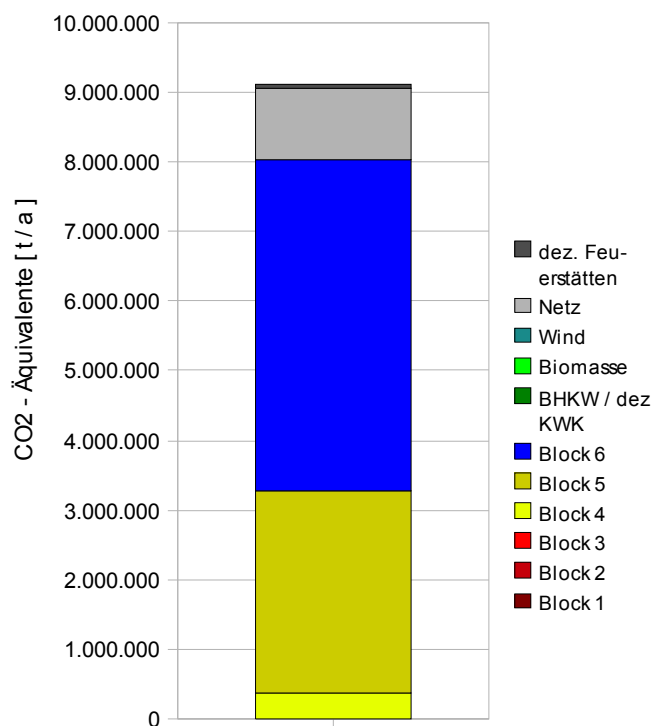


Abbildung 17: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 8.2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

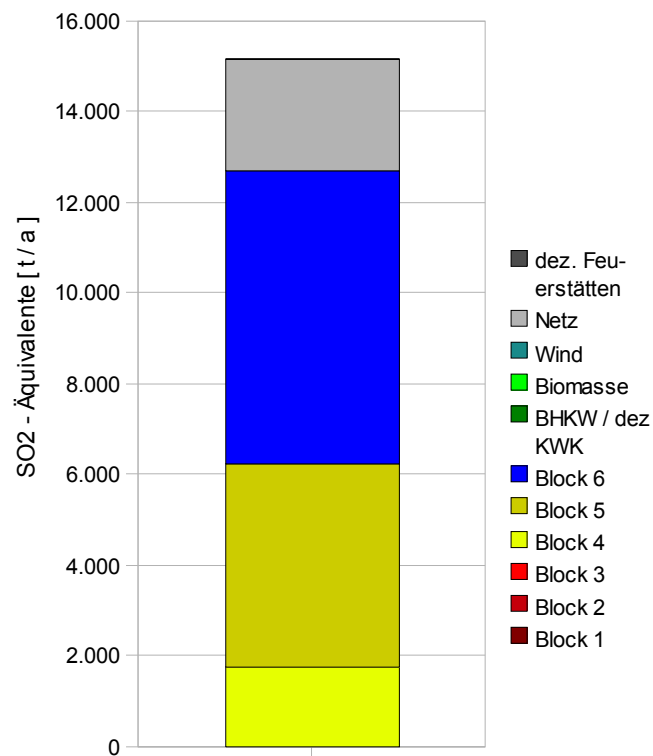


Abbildung 18: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 8.2 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

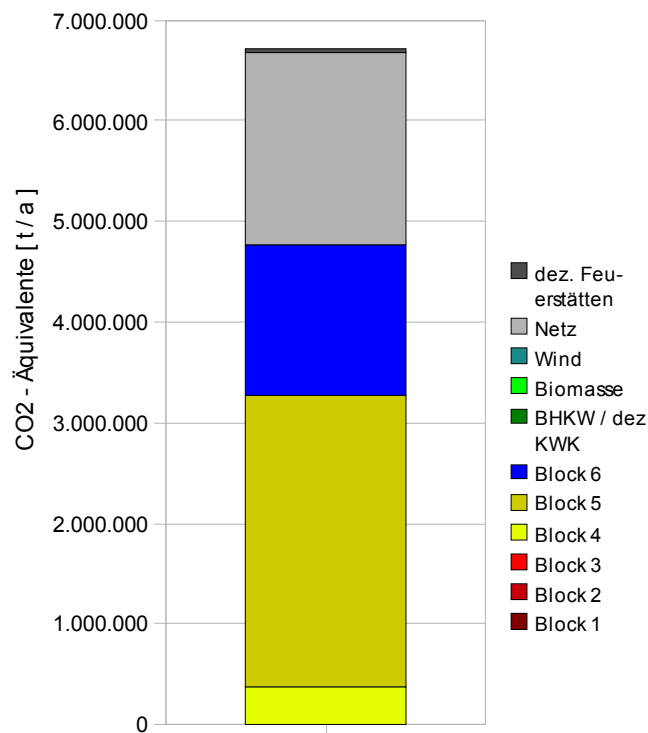


Abbildung 19: Emissionen in CO₂ -Äquivalenten der Alternative 8.3 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

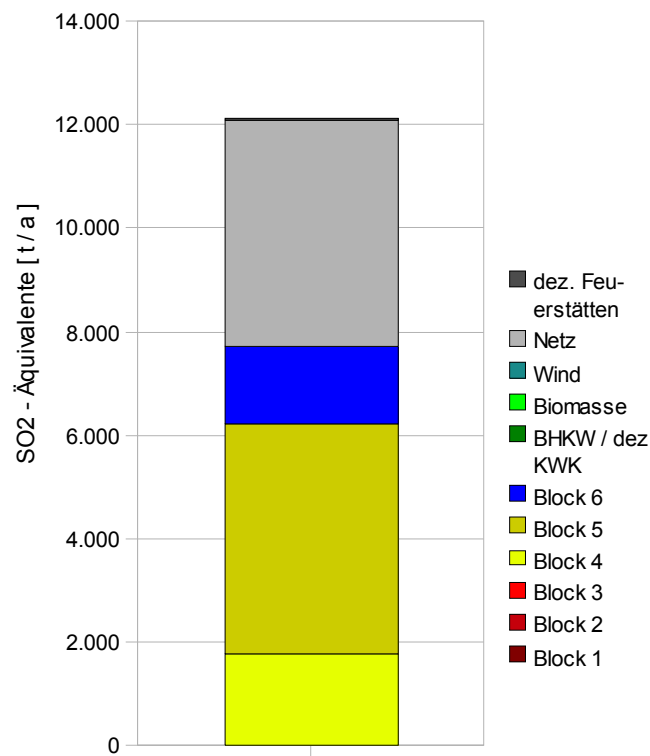


Abbildung 20: Emissionen in SO₂-Äquivalenten der Alternative 8.3 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

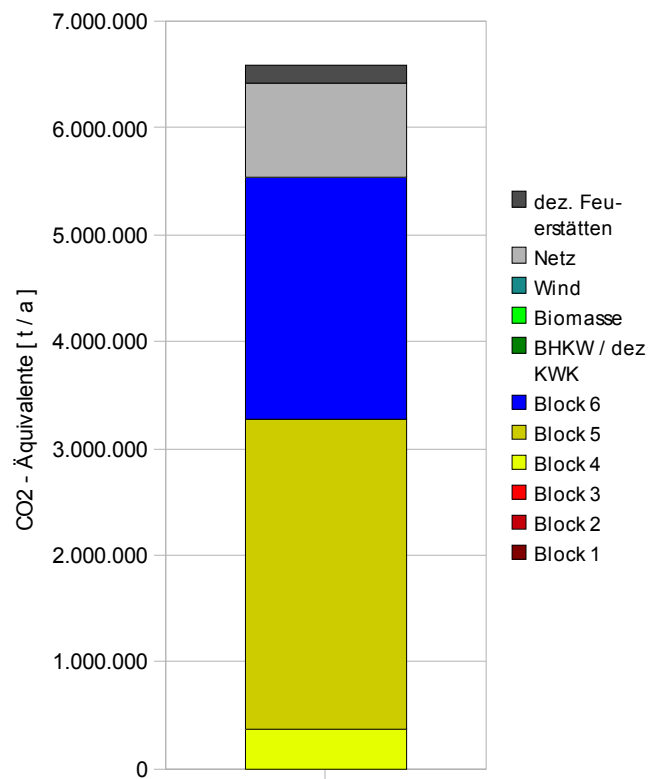


Abbildung 21: Emissionen in CO₂-Äquivalenten der Alternative 8.4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

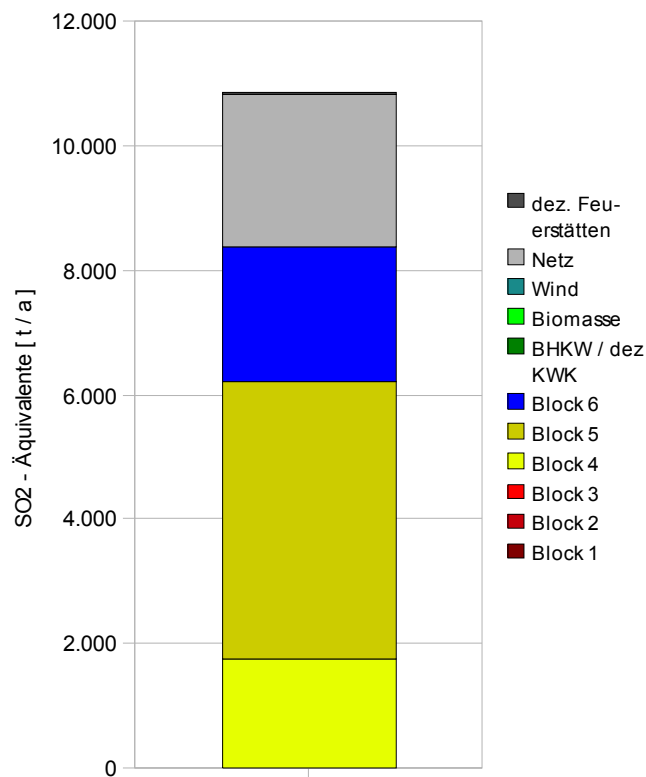


Abbildung 22: Emissionen in SO₂ -Äquivalenten der Alternative 8.4 (incl. Bau, Transport und sonstiger Vorprozesse)

Anhang 2

Karte: Standorteignung, räumliche Alternativen

(s.a. Kapitel 6.3)