



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



VU Energiemodelle und Analysen (373.011)

Protokoll Übung 3

Mai 2020

Autoren: Ivan Grubescic (01425089), Michael Kern (0935115), David Pribic (01428675), Ermin Sefer (01525021)

Betreuer: Ao.Univ.Prof. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Haas, Privatdoz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Auer, Univ.Ass. Dipl.-Ing. Perger

TU Wien

Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe

Energy Economics Group

Inhaltsverzeichnis

3.1.	Fossile Erzeugung	2
a.	Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz, Gesamtkosten und Emissionen	3
b.	Grafische Darstellung	4
c.	Schattenvariable	5
d.	Stündlicher Strompreis bei optimalem Wettbewerb	5
3.2.	Erneuerbare Erzeugung	6
a.	Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz, Gesamtkosten und Emissionen	7
b.	Grafische Darstellung	8
c.	Stündlicher Strompreis	9
3.3.	Speicher	10
a.	Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz, Gesamtkosten und Emissionen	10
b.	Mathematische Formulierung	11
c.	Veränderung der Emissionen durch Speichernutzung	12
d.	Änderung stündlicher Strompreise	12
e.	Einsatzkostenvergleich der 3 Modelle	12
3.4.	Kosten vs. Emissionen	13
a.	Minimale Gesamtemissionen	13
b.	Graphische Darstellung	13
c.	Gesamtkosten und -emissionen in Abhängigkeit des CO_2 -Preises .	13
d.	Preisinterpretation	15
3.5.	Emissionsschranken und Dualität	16
a.	Lösung des Systems	16
b.	Analyse der Schattenvariablen der Emissionsbeschränkung	17
c.	Schlussfolgerung	17
3.6.	Erweiterung der Modellierung	18
a.	Langfristige Grenzkosten	18
b.	Ramp Up Costs	18

3.1. Fossile Erzeugung

Es wird ein Stromversorgungssystem betrachtet. Im folgenden sind die zugehörigen Daten ersichtlich und für den ersten Abschnitt wird das abgeschlossene System ohne erneuerbare Erzeugung und Speicher bewertet. Die Gesamtkosten sollen minimal sein.

Fossile Kraftwerke	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Gasturbine
Leistung [MW]	600	400	300
Wirkungsgrad	0.41	0.58	0.40
Brennstoffkosten [EUR/ MWh_{prim}]	10	25	•
CO_2 -Emissionsfaktoren [t CO_2 / MWh_{prim}]	0.35	0.2	•

Tabelle 1: Angabe Aufgabe 3.1

a. Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz, Gesamtkosten und Emissionen

In der nachfolgenden Tabelle ist die kostenminimale Kraftwerksnutzung (es ist jeweils die Leistung in MW angegeben) ersichtlich:

Stunde	Kohle	GuD	Gasturbine
1	600	0	0
2	560	0	0
3	540	0	0
4	530	0	0
5	520	0	0
6	560	0	0
7	600	60	0
8	600	240	0
9	600	340	0
10	600	380	0
11	600	400	40
12	600	400	100
13	600	400	70
14	600	400	50
15	600	400	40
16	600	400	30
17	600	360	0
18	600	240	0
19	600	220	0
20	600	140	0
21	600	140	0
22	600	120	0
23	600	100	0
24	600	40	0

Tabelle 2: Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz Aufgabe 3.1

Hier kann man erkennen das zuerst das Kohlekraftwerk bis zum Leistungsgrenzwert ausgenutzt wird. Erst dann folgen abschnittsweise die anderen Kraftwerke, in Abhängigkeit der Höhe der Grenzkosten.

Die Gesamtkosten für die Stromproduktion für diesen Tag belaufen sich daher auf 667815EUR.

Für die Stromproduktion an diesem Tag fallen 13858 Tonnen tCO_2 an.

b. Grafische Darstellung

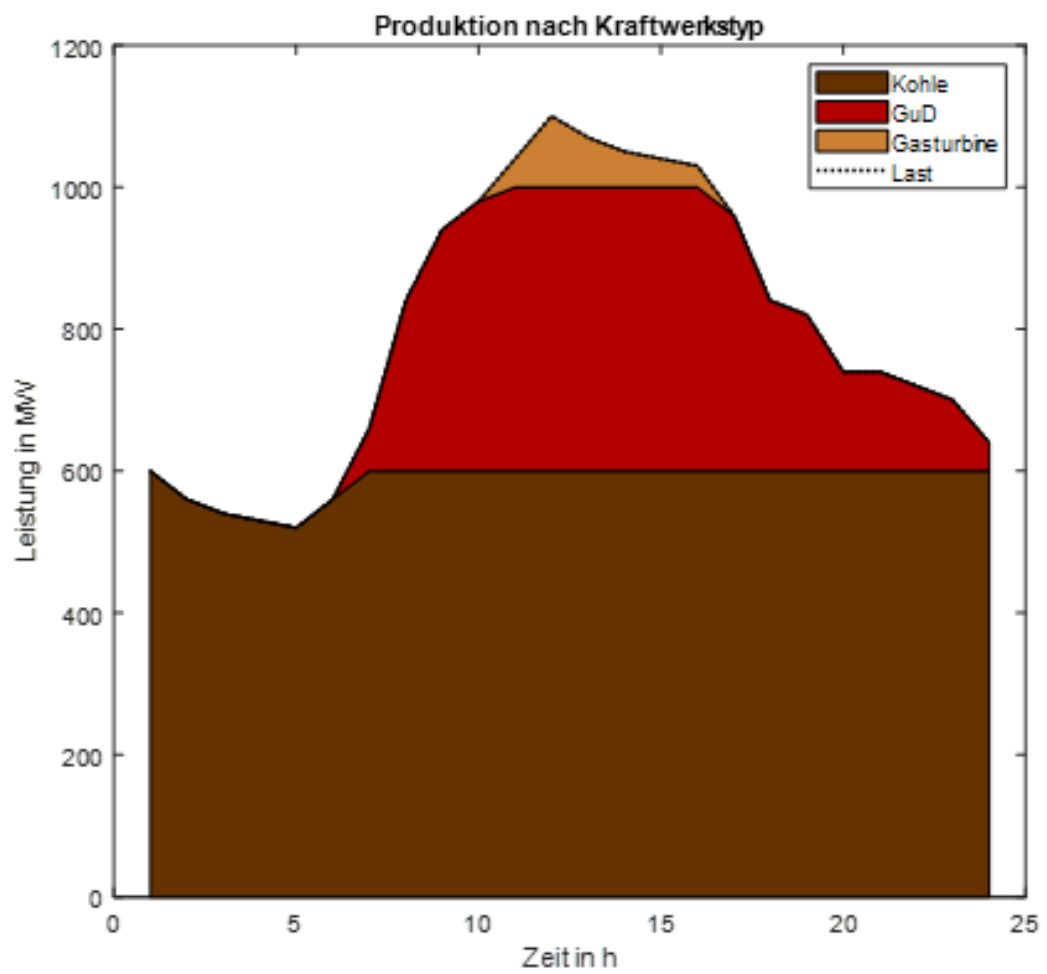


Abbildung 1: optimale Nutzung des Kraftwerkparks in Abhängigkeit der Tageszeit

c. Schattenvariable

Mit dem Befehl `dual(Constraints(25))` werden die Schattenvariablen der 25. Bedingung ausgegeben. Diese stellen den negierten Wert der kurzfristigen Grenzkosten zu jeder Stunde dar. Nachfolgend sind die bereits invertierten Werte als Grenzkosten zu jeder Stunde in einer Tabelle dargestellt

Stunde	Grenzkosten in EUR/MWh
1	30.3659
2	30.3659
3	30.3659
4	30.3659
5	30.3659
6	30.3659
7	45.5172
8	45.5172
9	45.5172
10	45.5172
11	66,0000
12	66,0000
13	66,0000
14	66,0000
15	66,0000
16	66,0000
17	45,5172
18	45,5172
19	45,5172
20	45,5172
21	45,5172
22	45,5172
23	45,5172
24	45,5172

Tabelle 3: Kurzfristige Grenzkosten - Tagesübersicht

d. Stündlicher Strompreis bei optimalem Wettbewerb

Der stündliche Strompreis unter optimalem Wettbewerb entspricht gerade den kurzfristigen Grenzkosten. Es werden immer die Stromerzeugungskosten des teuersten Kraftwerks herangezogen (Merit-Order).

3.2. Erneuerbare Erzeugung

In dieser Aufgabe sollen zusätzlich die erneuerbaren Energieerzeuger Photovoltaik und Windkraftanlage berücksichtigt werden. In nachfolgender Tabelle sind die gegebenen Werte angegeben.

•	Wind	Photovoltaik
Leistung [MW]	500	100
Wirkungsgrad	1	1
Einspeisevergütung [EUR/MWh]	70	100
CO_2 -Emissionsfaktoren [tCO_2/MWh_{prim}]	0	0

Tabelle 4: Angabe Aufgabe 3.2

a. Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz, Gesamtkosten und Emissionen

Stunde	Kohle	GuD	Gasturbine	Wind	PV
1	333,88	0,00	0,00	266,12	0,00
2	337,20	0,00	0,00	222,80	0,00
3	330,23	0,00	0,00	209,77	0,00
4	338,14	0,00	0,00	191,86	0,00
5	364,09	0,00	0,00	153,91	2,00
6	365,84	0,00	0,00	186,16	8,00
7	467,83	0,00	0,00	171,17	21,00
8	600,00	36,13	0,00	162,87	41,00
9	600,00	47,92	0,00	232,08	60,00
10	600,00	55,19	0,00	250,81	74,00
11	600,00	70,00	0,00	289,00	81,00
12	600,00	120,00	0,00	300,00	80,00
13	600,00	152,00	0,00	243,00	75,00
14	600,00	184,00	0,00	200,00	66,00
15	600,00	271,33	0,00	116,67	52,00
16	600,00	319,00	0,00	75,00	36,00
17	600,00	248,63	0,00	91,37	20,00
18	600,00	112,62	0,00	119,38	8,00
19	600,00	65,39	0,00	152,61	2,00
20	595,21	0,00	0,00	144,79	0,00
21	593,09	0,00	0,00	146,91	0,00
22	516,58	0,00	0,00	203,42	0,00
23	456,68	0,00	0,00	243,32	0,00
24	371,92	0,00	0,00	268,08	0,00

Tabelle 5: Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz mit erneuerbarer Energiekraftwerke ohne Speicher

Durch den Priority-Feed-In werden die erneuerbaren Energiekraftwerke als erstes voll genutzt und erst danach die, von den Grenzkosten her, nächst teureren Kraftwerke. In unserem speziellen Fall kommt die Gasturbine überhaupt nicht mehr zum Einsatz. Die Gesamtkosten für die Stromproduktion für diesen Tag belaufen sich daher auf 61704EUR unter Berücksichtigung der Einspeisevergütung. Ohne Einspeisevergütung ergeben sich die Gesamtkosten zu 449180EUR. Für die Stromproduktion an diesem Tag fallen 11055 Tonnen CO_2 an.

b. Grafische Darstellung

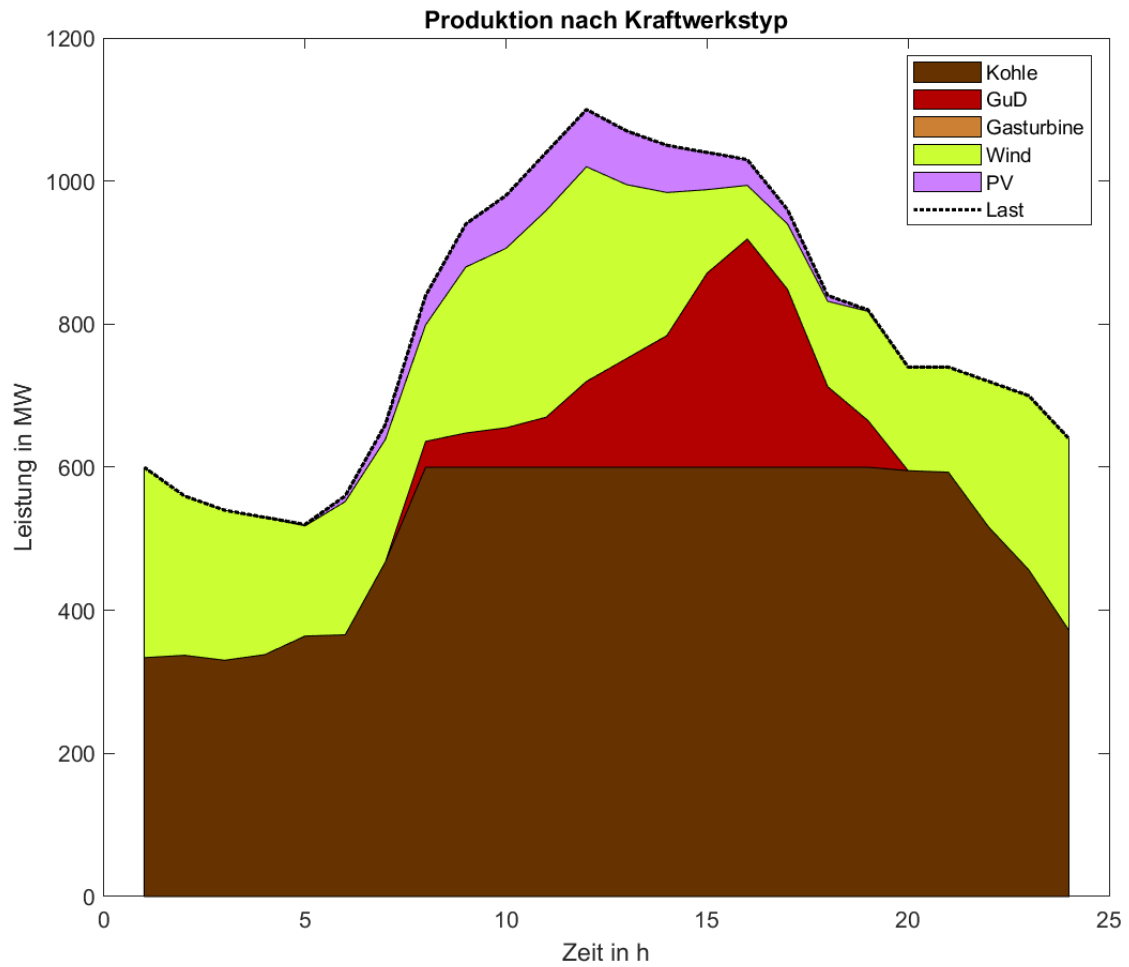


Abbildung 2: optimale Nutzung des Kraftwerkparks in Abhängigkeit der Tageszeit

c. Stündlicher Strompreis

Stunde	Kosten
1	30,37
2	30,37
3	30,37
4	30,37
5	30,37
6	30,37
7	45,52
8	45,52
9	45,52
10	45,52
11	45,52
12	45,52
13	45,52
14	45,52
15	45,52
16	45,52
17	45,52
18	45,52
19	45,52
20	30,37
21	30,37
22	30,37
23	30,37
24	30,37

Tabelle 6: Stündlicher Strompreis

3.3. Speicher

Es wird weiterhin das Stromversorgungssystem betrachtet hinzu kommt in diesem Unterpunkt die Implementierung eines Speichers. Der Speicher fasst eine Energiemenge von 600MWh. Für unsere Gruppe wurden folgende Leistungswerte für das Turbinieren und Pumpen gewählt: Turbinieren und Pumpen: 200MW

a. Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz, Gesamtkosten und Emissionen

Stunde	Kohle	GuD	Gasturbine	Wind	PV	Turbinieren	Pumpen
1	333,88	0,00	0,00	266,12	0,00	0,00	0,00
2	337,20	0,00	0,00	222,80	0,00	0,00	0,00
3	530,23	0,00	0,00	209,77	0,00	0,00	-200,00
4	338,14	0,00	0,00	191,86	0,00	0,00	0,00
5	498,59	0,00	0,00	153,91	2,00	0,00	-134,49
6	565,84	0,00	0,00	186,16	8,00	0,00	-200,00
7	600,00	0,00	0,00	171,17	21,00	0,00	-132,17
8	600,00	36,13	0,00	162,87	41,00	0,00	0,00
9	600,00	47,92	0,00	232,08	60,00	0,00	0,00
10	600,00	55,19	0,00	250,81	74,00	0,00	0,00
11	600,00	70,00	0,00	289,00	81,00	0,00	0,00
12	600,00	120,00	0,00	300,00	80,00	0,00	0,00
13	600,00	152,00	0,00	243,00	75,00	0,00	0,00
14	600,00	44,00	0,00	200,00	66,00	140,00	0,00
15	600,00	71,33	0,00	116,67	52,00	200,00	0,00
16	600,00	119,00	0,00	75,00	36,00	200,00	0,00
17	600,00	248,63	0,00	91,37	20,00	0,00	0,00
18	600,00	112,62	0,00	119,38	8,00	0,00	0,00
19	600,00	65,39	0,00	152,61	2,00	0,00	0,00
20	595,21	0,00	0,00	144,79	0,00	0,00	0,00
21	593,09	0,00	0,00	146,91	0,00	0,00	0,00
22	516,58	0,00	0,00	203,42	0,00	0,00	0,00
23	456,68	0,00	0,00	243,32	0,00	0,00	0,00
24	371,92	0,00	0,00	268,08	0,00	0,00	0,00

Tabelle 7: Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz mit erneuerbarer Energiekraftwerke und Speicher

Die Gesamtkosten für die Stromproduktion für diesen Tag belaufen sich auf 57368EUR unter Berücksichtigung der Einspeisevergütung. Ohne Einspeisevergütung ergeben sich die Gesamtkosten zu 444845EUR. Für die Stromproduktion an diesem Tag fallen 11438 Tonnen CO_2 an. Nachfolgend wieder die grafische Darstellung der Situation.

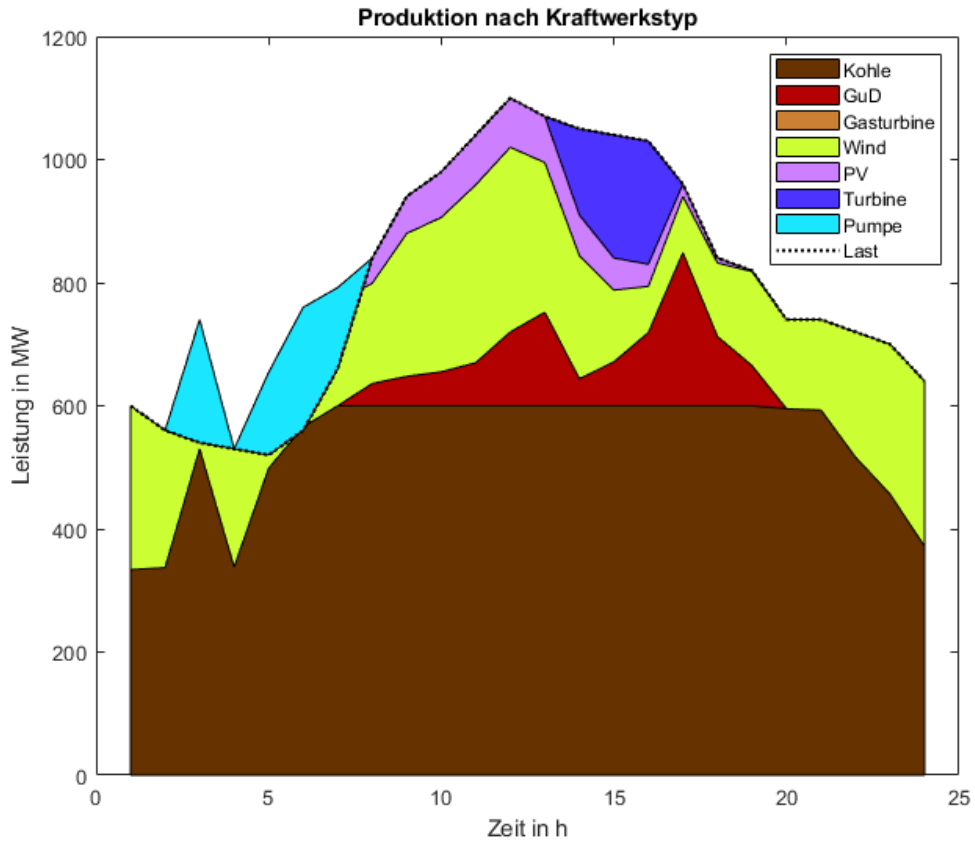


Abbildung 3: optimale Nutzung des Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Tageszeit

b. Mathematische Formulierung

Der Optimierungsalgorithmus wird versuchenden Energiespeicher in frühen Stunden aufzufüllen und zu Lastspitz-Zeiten zu leeren um den Kraftwerkseinsatz von GuD weiter zu senken.

$$TotalCosts = \sum_{i=1}^7 P_i \cdot MarginalCosts; \quad (1)$$

Die Nebenbedingungen:

$$0 \leq E_{prim} \leq \max(E_t) \quad (2)$$

$$0 \leq P_{pump} \leq \max(P_{pump}) \quad (3)$$

$$0 \leq P_{\text{turbिनieren}} \leq \max(P_{\text{turbिनieren}}) \quad (4)$$

Der Energiespeicher soll zum Anfangszeitpunkt (hier Stunde 1) und Endzeitpunkt (hier Stunde 24) leer sein:

$$E_1 = E_{24} = 0 \quad (5)$$

$$E_t = E_{t-1} + P_{\text{pump},t} \cdot \eta - P_{\text{turbिनieren},t} / \eta \quad (6)$$

c. Veränderung der Emissionen durch Speichernutzung

Die Speichernutzung wirkt sich negativ auf den CO_2 -Ausstoß aus, da hier nicht Emissionsminimal, sondern (bis auf den Priority-Feed-In) Kostenminimal optimiert wird. Der zusätzliche Emissionsausstoß entsteht durch das aufladen des Speichers mit Hilfe des günstigen Kohlekraftwerks in den Frühstunden. Es können mit einem Speicher somit Kosten eingespart werden, ohne zusätzliche Regulierungen würden aber gerade die Kohlekraftwerke noch mehr davon profitieren. Aus Umweltbewusster Sicht ist dies nicht empfehlenswert.

d. Änderung stündlicher Strompreise

Im Vergleich zur Aufgabe 3.2 haben sich die Strompreise hier nicht verändert. Sie bleiben trotz Speicher gleich.

e. Einsatzkostenvergleich der 3 Modelle

Nachfolgend sind die Gesamtkosten der 3 unterschiedlichen Modelle (Aufgaben 3.1 bis 3.3):

Modell	Gesamtkosten(ohne Vergütung)	Emission (in Tonnen CO_2)
3.1	667815 EUR	13858 EUR
3.2	449180 EUR	11055 EUR
3.3	444845 EUR	11438 EUR

Tabelle 8: Einsatzkostenvergleich der 3 Modelle

3.4. Kosten vs. Emissionen

a. Minimale Gesamtemissionen

Das Modell wurde in MATLAB optimisiert und die Werte findet man in folgenden Tabellen.

ohne Speicher			
Kostenminimal		Emissionsminimal	
Gesamtkosten	61704 EUR	Gesamtkosten	318914 EUR
Gesamtemission	11055 tCO ₂	Gesamtemission	5793 tCO ₂

Tabelle 9: Werte ohne Speicher

mit Speicher			
Kostenminimal		Emissionsminimal	
Gesamtkosten	57368 EUR	Gesamtkosten	341099 EUR
Gesamtemission	11438 tCO ₂	Gesamtemission	5624 tCO ₂

Tabelle 10: Werte mit Speicher

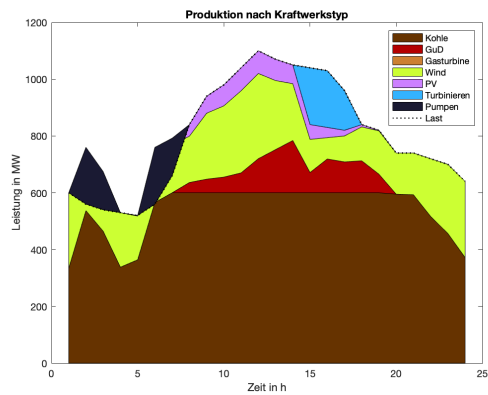
Die Gesamtkosten steigen bei den beiden emissionsminimalen Systemen dramatisch an, da auf die Wirtschaftlichkeit verzichtet wird und der Naturschutz im Vordergrund gestellt wird. Wobei mit dem Speichersystem in beiden Fällen mehr optimiert wird, d.h. die Gesamtkosten beim kostenminimalen System werden noch reduziert und die Emissionen beim emissionsminimalen System werden noch weniger.

b. Graphische Darstellung

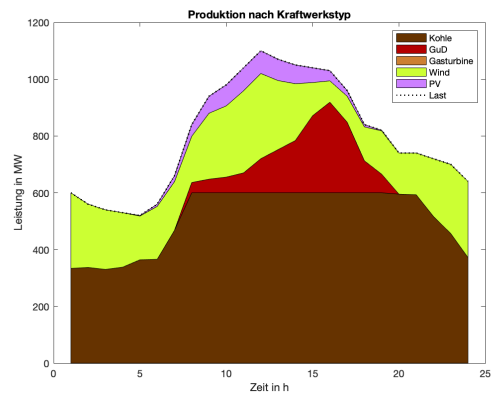
Die graphische Darstellung der obigen Tabellen und Interpretation findet man in diesem Unterpunkt. Es ist ersichtlich das die Merit Order Kurve nach rechts verschieben will wenn man den Speicher im Einsatz nimmt (EET Einfluss).

c. Gesamtkosten und -emissionen in Abhängigkeit des CO₂-Preises

Aus der Abbildung a) ohne Speicher ist es ersichtlich, dass die Zertifikatkosten sich sehr diskret auswirken. Es gibt ungefähr zwei diskrete Sprünge wo sich die Gesamtemissionen drastisch ändern. Ab erstem Sprung ist KKW unwirtschaftlicher als GuD und ab zweitem Sprung KKW unwirtschaftlicher als GasKW. Bei der Abbildung b) mit Speicher gibt es mehrere Sprünge. Ab dem ersten Sprung wird das Pumpspeicherkraftwerk unwirtschaftlich, ab zweitem wird das KohleKW unwirtschaftlicher als GuD, ab drittem

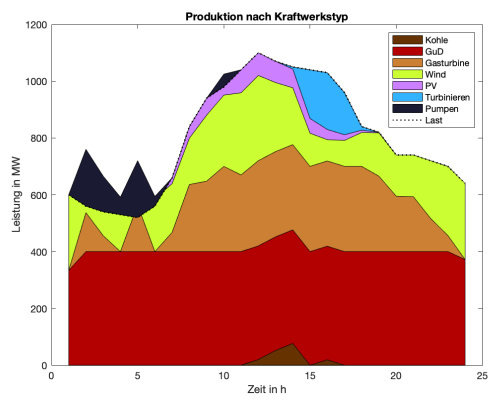


(a) mit Speicher System

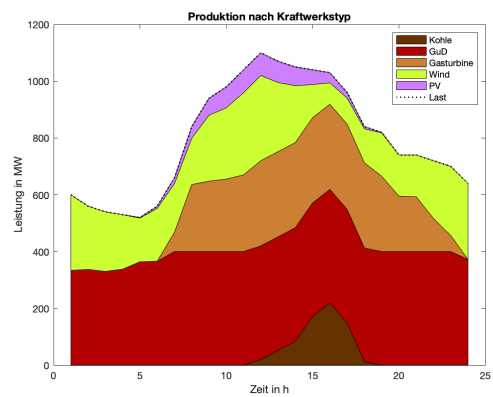


(b) ohne Speicher System

Abbildung 4: Kostenminimale Systeme

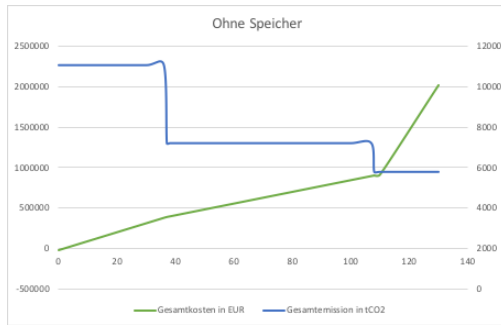


(a) mit Speicher System

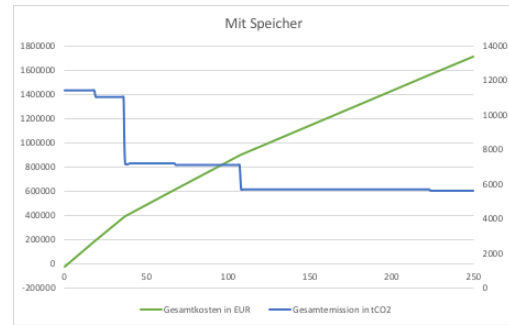


(b) ohne Speicher System

Abbildung 5: Emissionsminimale Systeme



(a) ohne Speicher System



(b) mit Speicher System

Abbildung 6: Emissionsminimale Systeme

wird das KohleKW als GasKW unwirtschaftlicher und nach dem Sprung ähneln beide Optimierungsmodelle.

d. Preisinterpretation

Ohne Speicher muss der CO_2 -Preis mind. 108 EUR sein um auf die selben Emissionen wie bei dem emissionsminimalen Modell zu kommen, wobei wenn man den Speichertechnologie verwendet muss CO_2 -Preis mindestens 224 EUR sein.

3.5. Emissionsschranken und Dualität

a. Lösung des Systems

In dieser Aufgabe betrachten wir das kostenminimale System aus Aufgabe 3.2 (mit erneuerbarer Erzeugung, ohne Speicher) und verwenden die in der Aufgabe 3.4 ermittelten minimalen Emissionen (5793 tCO₂) als obere Emissionsschranke. Das heißt wir erhalten eine weitere Nebenbedingung, die besagt, dass die CO₂-Emissionen des System kleinergleich der Emissionsschranke sind!

Die Lösung für dieses System schaut wie folgt aus:

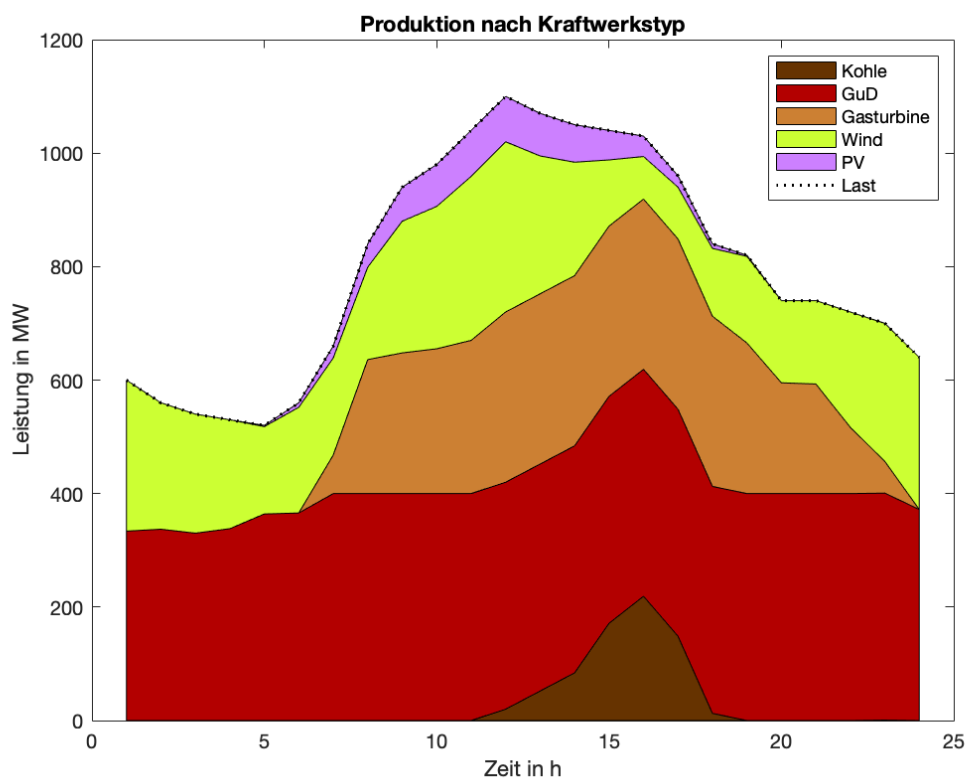


Abbildung 7: Emissionsschranke

Die Gesamtkosten betragen 278333 EUR!

b. Analyse der Schattenvariablen der Emissionsbeschränkung

Um die Schattenvariablen der Emissionsbeschränkung zu analysieren wird wie in der Anleitung von Yalmip vorgegangen (siehe <https://yalmip.github.io/command/dual/>). Wir erhalten dabei einen Wert von 107,7586. Dieser Wert gibt uns an wie weit wir von unserer Nebenbedingung für die Emissionsbeschränkung abweichen können, unter Erhöhung der Zielfunktion (Systemkosten), um das duale Problem zu lösen. Dieser Wert entspricht genau dem in der Aufgabe 3.4)d) ermittelten CO_2 -Preis!

c. Schlussfolgerung

Zwischen der dualen Variable der Emissionsbeschränkung (Schattenpreis der Emission) und dem CO_2 -Preis besteht ein indirekt proportionaler Zusammenhang, d.h. mit steigendem CO_2 -Preis nimmt der Schattenpreis der Emission ab. Bei einem Wert von rund 108 EUR/t CO_2 verschwindet der Schattenpreis der Emission.

3.6. Erweiterung der Modellierung

a. Langfristige Grenzkosten

Die langfristigen Grenzkosten im Gegensatz zu den kurzfristigen Grenzkosten bestehen noch aus dem fixen Anteil der Kosten, wie z.B Kapitalkosten, betriebsbedingten Fixkosten und sonstigen Kosten die auf das Jahr bezogen werden. Wenn man die langfristigen Grenzkosten in der Berechnung nimmt, so hängt der Einsatz des Kraftwerks nicht mehr von den Rohstoffkosten ab, sondern ist nur noch von den jährlichen Anschaffungs- und Betriebskosten abhängig. Das könnte sich so auswirken, dass das in Anschaffung und Erhaltung günstigste Kraftwerk, bis an seine Leistungsgrenze betrieben würde, bevor das nächst teurere zum Einsatz kommt.

b. Ramp Up Costs

Eine einfache Möglichkeit, Startkosten von Kraftwerken zu implementieren, ist eine Abfrage, mit Hilfe derer überprüft wird ob ein Kraftwerk zu einem bestimmten Zeitpunkt Leistung liefern soll und zum vorherigen Zeitpunkt keine Leistung lieferte. Ist dies der Fall, werden Startkosten hinzugefügt, welche mit Hilfe einer binären Variable im Exponenten der Startkostenvariable im Modell berücksichtigt werden können. Da das Modell nun einen Exponent hat, ist es nicht mehr möglich das Modell durch eine lineare Optimierung zu berechnen. Um die maximalen Laständerungen zu berücksichtigen können Randbedingungen (Constraints) definiert werden, welche die Laständerung zum jetzigen Zeitpunkt mit dem vorherigen vergleichen.

Abbildungsverzeichnis

1.	optimale Nutzung des Kraftwerkparks in Abhängigkeit der Tageszeit . . .	4
2.	optimale Nutzung des Kraftwerkparks in Abhängigkeit der Tageszeit . . .	8
3.	optimale Nutzung des Kraftwerkparks in Abhängigkeit der Tageszeit . . .	11
4.	Kostenminimale Systeme	14
5.	Emissionsminimale Systeme	14
6.	Emissionsminimale Systeme	15
7.	Emissionsschranke	16

Tabellenverzeichnis

1.	Angabe Aufgabe 3.1	2
2.	Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz Aufgabe 3.1	3
3.	Kurzfristige Grenzkosten - Tagesübersicht	5
4.	Angabe Aufgabe 3.2	6
5.	Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz mit erneuerbarer Energiekraftwerke ohne Speicher	7
6.	Stündlicher Strompreis	9
7.	Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz mit erneuerbarer Energiekraftwerke und Speicher	10
8.	Einsatzkostenvergleich der 3 Modelle	12
9.	Werte ohne Speicher	13
10.	Werte mit Speicher	13