



Modellgestützte Analyse zur Bewertung der zukünftigen Entwicklung des ägyptischen Elektrizitätssektors

Diplomarbeit

Zur Erlangung des akademischen Grades "Diplom Wirtschaftsingenieur"

Technische Universität Dresden Lehrstuhl für Energiewirtschaft Prof. Dr. Dominik Möst

vorgelegt von:

Christoph Stefan Dallmann

Immatrikulationsnummer: 3881848

Studiengang: Wirtschaftsingenieurwesen

Semester: 12

Email: christoph.dallmann@mailbox.tu-dresden.de

Betreuer: Matthew Schmidt

Datum der Abgabe: 16.01.2020

Kurzfassung

Ägyptens Elektrizitätssektor steht vor großen Veränderungen. Steigende Nachfrage, Rohstoffknappheit und die fortschreitende Entwicklung von Technologien zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie führen zu einem Umdenken bei der Planung neuer Kraftwerkskapazitäten. Diese Arbeit untersucht die Zusammenhänge zwischen der optimalen Nutzung verschiedener Kraftwerkstechnologien, deren regionalem Einsatz und dem damit verbundenen Ausbau des Übertragungsnetzes. Dazu wurde das umfassende Optimierungsmodell EgyMOSYS entwickelt. Mit dessen Hilfe wurden kostenoptimale Ausbaupfade für verschiedene Szenarien entworfen und Handlungsempfehlungen für den Ausbau von Kraftwerkskapazitäten abgeleitet. Für die Untersuchung wurden insgesamt acht verschiedene Teilregionen betrachtet, Typtage für drei Saisons des Jahres entwickelt und Einspeiseprognosen für insgesamt 320 Standorte von erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung auf Grundlage von Wetterdaten ermittelt. Die Arbeit kommt zu dem Schluss, dass insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leisten können. Für diese werden konkrete Standorte identifiziert. Der Einsatz von konventionellen Kraftwerken hängt von den benötigten Energieträgerkosten ab und wird für jede Teilregion ermittelt. Der erforderliche Ausbau des Übertragungsnetzes korreliert positiv mit dem Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom.

Abstract

Egypt's electricity sector is facing major changes. Increasing demand, scarcity of raw materials and the progressive development of technologies for the use of wind and solar energy are leading to a rethink in the planning of new power plant capacities. This thesis examines the links between the optimal use of different power plant technologies, their regional deployment and the associated expansion of the transmission grid. For this purpose, the comprehensive optimization model EgyMOSYS was developed. With its help the cost-optimal expansion path for different scenarios was designed and recommendations for the expansion of power plant capacities were derived. For the investigation a total of eight different sub-regions were considered, representative days for three seasons of the year were developed and feed- in forecasts for a total of 320 sites of renewable energies were determined in hourly resolution based on weather data. The study concludes that wind power and photovoltaic plants in particular can make an important contribution in order to meet the country's electricity demand. For these, concrete locations are being identified. The use of conventional power plants depends on the required energy source costs and is determined for each sub-region. The required expansion of the transmission grid correlates positively with the share of renewable electricity generated.

Keywords: Ägypten, Elektrizitätssektor, Optimierungsmodell, erneuerbare Energien, QGIS, OSeMOSYS

Inhaltsverzeichnis

1		itung	
2	Vorb 2.1	etrachtungLiteraturüberblick	
	2.2	Struktur	
	2.3	Ausbaupläne der Regierung	
	2.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	
3	Моае 3.1	ellbeschreibung EgyMOSYSModellarchitektur	
	3.2	Algebraische Formulierung	
	3.3	Modellierungsschema	
•	3.3.1	Kraftwerke	
	3.3.2		
	3.3.2		
4		llen von Input Daten	
	4.1	Einteilung der Teilregionen	
2	4.2	Erstellung von Typtagen	
	4.3	Standortbestimmung mit MapRE	
	4.4	Kraftwerkstechnologien	
	4.4.1	Konventioneller Kraftwerkspark	
	4.4.2	•	
	4.4.3	Übertragungsleitungen	
5		arien	
	5.1	Nachfrageentwicklung	
	5.2	Rohstoffpreise	
	5.2.1		
	5.2.2	-	
	5.2.3		
	5.2.4		
	5.3	Begrenzung des erneuerbaren Anteils am Gesamtstrommix	
6		onisse	
	6.1	Allgemein	
(6.2	Ortsspezifisch	60
	6.2.1	Freier Kapazitätsausbau	60
	6.2.2	Begrenzter Ausbau der erneuerbaren Energien	66
(6.3	Exkurs Concentrated Solar Power (CSP)	71
7	Disk	ussion und Ausblick	73
8		mmenfassung und Fazit	
		erzeichnis	
ΑD	penaix		82

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionaler Anteil am Gesamtverbrauch2	8
Tabelle 2: Modellwährungsparameter konventioneller Kraftwerke	7
Tabelle 3: Modellierungsparameter erneuerbare Kraftwerkstechnologien	2
Tabelle 4: Jahresoutput der Wasserkraftwerke	3
Tabelle 5: Kennwerte der Übertragungsleitungen	5
Tabelle 6: Überblick Szenarien	6
Tabelle 7: Energieaustausch zwischen den Regionen bei niedrigen Energieträgerkosten und ohne E	E
Begrenzung im Jahr 20426	3
Tabelle 8: Energieaustausch zwischen den Regionen bei hohen Energieträgerkosten und ohne E	Е
Begrenzung im Jahr 20426	3
Tabelle 9: Energieaustausch zwischen den Regionen bei niedrigen Energieträgerkosten und E	E
Begrenzung im Jahr 20426	9
Tabelle 10: Energieaustausch zwischen den Regionen bei hohen Energieträgerkosten und E	E
Begrenzung im Jahr 20426	9
Appendix	
Tabelle 11: Kraftwerkspark EgyMOSYS	3
Tabelle 12: Übertragungsnetzausbau	1

Abbildungsverzeichnis	
Abbildung 1: Struktur des ägyptischen Stromsektors	13
Abbildung 2: Anteil Primärenergieträger zur Stromerzeugung	14
Abbildung 3: Marktanteile Vertriebsunternehmen	15
Abbildung 4: Stromkunden Distributionslevel	15
Abbildung 5: Ausbaupläne MOEE	16
Abbildung 6: Entwicklung der Stromgestehungskosten	17
Abbildung 7: Modellübersicht	18
Abbildung 8: Anpassung der Modellierungsstruktur von OSeMOSYS für EgyMOSYS	19
Abbildung 9: Modellierungsschema Konventionelle Kraftwerke	23
Abbildung 10: Modellierungsschema EE	24
Abbildung 11: Modellierungsschema CSP	25
Abbildung 12: Modellierungsschema Übertragungsleitungen	26
Abbildung 13: Teilregionen der Modellierung	27
Abbildung 14: Typwochen im Jahresverlauf	29
Abbildung 15: Lastkurve Typtage	30
Abbildung 16: Anteil einzelner Zeitschritte an einer Modellierungsperiode	31
Abbildung 17: Wichtung der Bewertungskriterien von EE-Standorten	32
Abbildung 18: In EgyMOSYS berücksichtigte Windstandorte	33
Abbildung 19: In EgyMOSYS berücksichtigte Photovoltaikstandorte	33
Abbildung 20: In EgyMOSYS berücksichtigte CSP Standorte	34
Abbildung 21: Kapazitätsfaktoren Wind Küstengebiete	38
Abbildung 22: Kapazitätsfaktoren Wind Wüstengebiete	38
Abbildung 23: Investitionskosten PV	39
Abbildung 24: Kapazitätsfaktoren PV Südägypten	40
Abbildung 25: Kapazitätsfaktoren PV Nordägypten	40
Abbildung 26: Investitionskosten CSP	41
Abbildung 27: Übertragungsnetz Ägypten	44
Abbildung 28: Nachfrageentwicklungen	47
Abbildung 29: Preisszenarien Erdgas	49
Abbildung 30: Preisszenarien Diesel	50
Abbildung 31: Preisszenarien Kohle	50
Abbildung 32: Szenario gedeckelter EE-Ausbau	51
Abbildung 33: Ergebnisse mäßiger Nachfrageanstieg	53
Abbildung 34: Ergebnisse Nachfrageanstieg Basisszenario	54
Abbildung 35: Ergebnisse starker Nachfrageanstieg	55
Abbildung 36: Strommix Winter; ohne EE-Begrenzung (Szenario 5)	55

Abbildung 37: Strommix Winter; mit EE-Begrenzung und niedrigen Energieträgerkosten (Szenario 6)
Abbildung 38: Strommix Winter; mit EE-Begrenzung und hohen Energieträgerkosten (Szenario 8) . 56
Abbildung 39: Strommix Sommer; ohne EE-Begrenzung (Szenario 5)
Abbildung 40: Strommix Sommer; mit EE-Begrenzung und niedrigen Energieträgerkosten (Szenario 6)
57
Abbildung 41: Strommix Sommer; mit EE-Begrenzung und hohen Energieträgerkosten (Szenario 8)57
Abbildung 42: Mehrkosten durch EE Begrenzung bei niedrigen Energieträgerkosten
Abbildung 43: Mehrkosten durch EE Begrenzung bei hohen Energieträgerkosten
Abbildung 44: Wind- und PV-Standorte bei mäßigem Nachfrageanstieg ohne EE Begrenzung 60
Abbildung 45: Wind- und PV-Standorte bei Basisnachfrageanstieg ohne EE Begrenzung
Abbildung 46: Wind- und PV-Standorte bei starkem Nachfrageanstieg ohne EE Begrenzung 61
Abbildung 47: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten; ohne EE-Begrenzung und mit niedriger
Energieträgerkosten (Szenario 1, 5 & 9) 62
Abbildung 48: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten; ohne EE-Begrenzung und mit hoher
Energieträgerkosten (Szenario 3, 7 & 11)
Abbildung 49: Zusätzliche Kapazitäten des Übertragungsnetzes bis 2042 (Szenario 5)
Abbildung 50: Zusätzliche Kapazitäten des Übertragungsnetzes bis 2042 (Szenario 7)
Abbildung 51: Wind- und PV-Standorte bei mäßigem Nachfrageanstieg mit EE-Begrenzung
Abbildung 52: Wind- und PV-Standorte bei Basisnachfrageanstieg mit EE-Begrenzung
Abbildung 53: Wind- und PV-Standorte bei starkem Nachfrageanstieg mit EE Begrenzung 67
Abbildung 54: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten mit EE-Begrenzung und niedriger
Energieträgerkosten (Szenario 2, 6 & 10)
Abbildung 55: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten mit EE-Begrenzung und hoher
Energieträgerkosten (Szenario 4, 8 & 12)
Abbildung 56: Ausbau des Übertragungsnetzes (Szenario 6)
Abbildung 57: Ausbau des Übertragungsnetzes (Szenario 8)
Abbildung 58: Speicherverlauf CSP-Anlage
Abbildung 59: Auswirkung von einem Gigawatt CSP auf den optimalen Kraftwerkspark (Szenario 5)
Abbildung 60: Auswirkung von einem Gigawatt CSP auf den optimalen Kraftwerkspark (Szenario 6)
72

Appendix	
Abbildung 61: Windkraftstandorte	93
Abbildung 62: PV-Standorte	93
Abbildung 63: CSP-Standorte	94
Abbildung 64: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 1	95
Abbildung 65: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 2	95
Abbildung 66: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 3	96
Abbildung 67: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 4	96
Abbildung 68: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 5	97
Abbildung 69: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 6	97
Abbildung 70: Eingesetzte Kapazität Szenario 7	98
Abbildung 71: Eingesetzte Kapazität Szenario 8	98
Abbildung 72: Eingesetzte Kapazität Szenario 9	99
Abbildung 73: Eingesetzte Kapazität Szenario 10	99
Abbildung 74: Eingesetzte Kapazität Szenario 11	100
Abbildung 75: Eingesetzte Kapazität Szenario 12	100

Abkürzungsverzeichnis

CSP Concentrated Solar Power

EE erneuerbare Energien

EEHC Egyptian Electricity Holding Company

GuD Gas- und Dampfkraftwerk

GuD HE hocheffizientes Gas- und Dampfkraftwerk (high efficient)
GuD LE weniger effizientes Gas- und Dampfkraftwerk (low efficient)

GW Gigawatt

GWh Gigawattstunde

IEA International Energy Agency
IPP Independent Power Producer

IRENA International Renewable Energy Agency

JRC Joint Research Center der europäischen Kommission

kV Kilovolt kW Kilowatt

MOEE Ministry of Electricity and Renewable Energy

MW Megawatt

NPPA Nuclear Power Plant Authority

NREA New and Renewable Energy Authority

PV Photovoltaik

tsam Time Series Aggregation Module

TWh Terrawattstunden

US\$ US- Dollar

1 Einleitung

Der Elektrizitätssektor in Ägypten steht vor großen Herausforderungen. Durch eine wachsende Bevölkerung und ein steigendes Pro-Kopf-Einkommen steigt der Strombedarf des Landes stetig an (United Nations, Department of Economic and Social Affairs, 2019; World Bank, 2019). Zwar konnten durch hohe Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten die Zahl der großflächigen Stromausfälle verringert werden, aber eine zunehmende Rohstoffknappheit sowie eine zum Teil veraltete Infrastruktur führen weiterhin zu Problemen bei der Elektrizitätsversorgung (EEHC, 2016; IRENA, 2018a; Shouman, 2017).

Während das Land in den 70er Jahren den Strombedarf noch zur Hälfte durch das Wasserkraftwerk bei Assuan decken konnte, wurde seit dem beim Aufbau der Versorgungsinfrastruktur hauptsächlich auf den Energieträger Erdgas gesetzt (Abu-Zeid und E-Shibini, 1997). Die Nachfrage an Erdgas konnte dabei vollständig aus eigenen Reserven gedeckt werden. In den letzten Jahren ist jedoch zum einem die Fördermenge in einigen Gasfeldern zurückgegangen und zum anderen Ägyptens Eigenbedarf weiter gestiegen. So ist das einstige Gasexportland seit 2015 gezwungen, teureres Erdgas auf dem Weltmarkt zu kaufen oder auf andere Energieträger auszuweichen. Auch die neu erschlossenen zum Teil sehr großen Gasfelder im Mittelmeer werden nach Einschätzung von Experten nicht ausreichen, um das Land langfristig mit hinreichend Energie zu versorgen (Ouki, 2018).

Der Energiesektor wird in Ägypten zudem stark durch die Sozialpolitik des Landes beeinflusst und unterliegt weitreichenden Regulierungen. Um Haushalte mit niedrigen und mittleren Einkommen zu unterstützen, wurde der Energiesektor über Jahrzehnte hinweg stark subventioniert. Die regulierten Preise lagen dabei deutlich unter dem Marktwert, was zu verzerrten Märkten und einem übermäßigen Verbrauch führte. Infolgedessen wuchs die Belastung auf den Staatshaushalt, sodass im Geschäftsjahr 2013/14 insgesamt 21 Milliarden US-Dollar (US\$) oder 8,5 % des Bruttoinlandsproduktes für Energiesubventionen ausgegeben wurden. Seit 2014 werden daher die Subventionen stetig abgebaut. Die stärkere Belastung der Verbraucher führte jedoch zu erheblichen politischen Spannungen und Protesten. (Middle East Eye, 2019; Reuters, 2019).

Aus diesen Entwicklungen der letzten Jahre und dem prognostizierten Anstieg der Stromnachfrage ergibt sich für Ägypten eine dringende Notwendigkeit, den Kraftwerkspark umfassend und kostenoptimal zu erweitern. Dabei können erneuerbare Technologien zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie eine entscheidende Rolle spielen, da deren Bedingungen in den Wüstengebieten des Landes im globalen Vergleich sehr gut sind (GEO CRADL, 2018; Gylling et al., 2006). Die Regierung plant daher, den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2042 auf insgesamt 42 % zu steigern. Um mögliche Entwicklungspfade des ägyptischen Elektrizitätssektors zu analysieren und die Pläne der Regierung zu bewerten, wird in dieser Arbeit das umfassende Energiemodell EgyMOSYS entwickelt. Dabei werden acht Teilregionen mit 429 Kraftwerksoptionen untersucht. Für erneuerbare Technologien wurden standortspezifische Einspeisewerte ermittelt. Ein möglicher Kapazitätsausbau erfolgt damit standortgenau. Durch das Betrachten verschiedener Teilregionen können zudem Aussagen zum Ausbau des Übertragungsnetzes getroffen werden. Das Ermitteln von individuellen Last- und Einspeisekurven

in stündlicher Auflösung ermöglicht eine präzise Einsatzplanung von Kraftwerken im Rahmen ihrer Verfügbarkeiten. Durch das Einbeziehen von derzeit in Ägypten nicht verwendeten Kraftwerkstechnologien wie Kohle- oder Atomkraftwerken in das Modell ist es möglich, die Kapazitätsausbaupläne der ägyptischen Regierung aus ökonomischer Sicht zu bewerten. Zukünftige Entwicklungsfaktoren werden dabei in verschiedenen Szenarien betrachtet. Somit sollen im Rahmen dieser Arbeit folgende Forschungsfragen beantwortet werden:

- 1. Wie kann der Kraftwerkspark gesamtkostenoptimiert bis zum Jahr 2042 in Ägypten ausgebaut werden?
- 2. In welcher Region oder an welchem Standort sollten die entsprechenden Kraftwerkstechnologien errichtet werden?
- 3. Welche Kapazitätsanforderungen ergeben sich daraus für das Übertragungsnetz?

Zur Beantwortung dieser Forschungsfragen gibt Kapitel 2 zunächst einen Überblick über die Literatur, den Aufbau des Elektrizitätssektors in Ägypten sowie zu den Ausbauplänen der Regierung und den allgemeinen ökonomischen Rahmenbedingungen. In Kapitel 3 wird anschließend das Modell EgyMOSYS genauer erläutert. Das vierte Kapitel beschreibt die Erstellung der im Modell verwendeten Input-Daten. Die verschiedenen Faktoren der Szenarien werden in Kapitel 5 und die Ergebnisse in Kapitel 6 beschrieben. Die Limitierungen des Modells sowie mögliche weiterführende Untersuchungen werden in Kapitel 7 diskutiert. Abschließend werden in Kapitel 8 die Ergebnisse zusammengefasst sowie ein Fazit gezogen.

2 Vorbetrachtung

In diesem Kapitel wird diese Arbeit zunächst in die bisherige Literatur eingeordnet. Anschließend wird für ein besseres Verständnis des ägyptischen Elektrizitätssektors ein Überblick über dessen Organisation, die geplanten Entwicklungen und die ökonomischen Rahmenbedingungen gegeben.

2.1 Literaturüberblick

Durch das Modellieren von Energiesystemen können diese unter dem Einfluss von verschiedenen Faktoren untersucht und optimiert werden. Spätestens seit der Ölkrise 1973 wuchs das Interesse an einem effizienteren Rohstoffeinsatz, was zur Entwicklung von zahlreichen Energiesystemmodellen führte (Rath-Nagel und Voss, 1981). Durch eine fortschreitende Entwicklung der Computertechnik einerseits und der zunehmenden Komplexität des Elektrizitätssektors durch einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) andererseits hat sich die Energiesystemmodellierung stetig weiterentwickelt. Nach Bazmi und Zahedi (2011) werden die gewonnenen Erkenntnisse zunehmend von der Politik berücksichtigt und haben somit einen direkten Einfluss auf die Ausgestaltung des Energiesektors. Je nach Untersuchungsgegenstand unterscheidet man zwei Arten von Modellen. Techno-ökonomische Modelle ermöglichen eine differenzierte Sichtweise auf die verschiedenen Technologien, Prozesse und Abhängigkeiten zwischen den Energieträgern. Das Darstellen spezifischer Auswirkungen durch veränderte Einflussfaktoren wird dabei durch ein Aufteilen in kleine Technologieblöcke möglich, weshalb diese Modelle auch Bottom-Up-Modelle genannt werden. Makroökonomische Modelle betrachten hingegen die Zusammenhänge der Energiewirtschaft mit anderen Wirtschaftssektoren, der Gesellschaft oder dem Klima. Daher werden diese auch als Top-Down-Modelle bezeichnet (Burandt et al., 2019; Herbst et al., 2012). Die meisten Modelle werden in und für Industrieländern entwickelt. Die Ansprüche an die Modelle von Ländern des globalen Südens können jedoch ganz andere sein. So kann deren Fokus auf der Elektrifizierung von ländlichen Regionen, dem Betrieb von Insellösungen oder einer nutzungsabhängigen Versorgung, wie beispielsweise eine abendliche Beleuchtung, liegen. Kurzfristige Versorgungsengpässe oder Frequenzschwankungen werden gegebenenfalls in Kauf genommen. Urban et al. (2007) haben diese fehlenden Kriterien der Modelle untersucht und Anpassungsempfehlungen formuliert. In Teilen konnte diese Lücke durch die universelle Modellierungsplattform MARKAL, welche im Auftrag der International Energy Agency (IEA) entwickelt wurde, geschlossen werden (Loulou et al., 2004). MARKAL wurde beispielsweise von Shouman et al. (2016) für eine ökonomische Untersuchung des Photovoltaikpotentials Ägyptens genutzt. Im Jahr 2008 wurde MARKAL offiziell von der Weiterentwicklung TIMES abgelöst (Loulou and Labriet, 2008). Sowohl MARKAL als auch TIMES werden weltweit für eine Vielzahl von Studien verwendet. So wurden von Mondal et al. (2019) drohende Erdgasengpässe sowie der Ausstoß von Treibhausgasen in Ägypten auf Grundlage von TIMES untersucht. Sie empfehlen eine Diversifikation des Elektrizitätssektors mit einem deutlich höheren Anteil an erneuerbaren Energien, um sowohl Kosten zu senken, als auch Versorgungssicherheit zu garantieren. Auch wenn für die Nutzung von MARKAL oder TIMES keine Lizenzgebühren anfallen, ist die Verwendung ohne kostenpflichtige Software (Programmiersprache und Solver) nicht möglich. Dies stellt insbesondere für finanziell benachteiligte Länder oder Institutionen ein Hindernis dar. Aus diesem Grund wurde unter der Leitung des Königlichen Institutes für Technologie Stockholm (KTH) das Open Source Energy Modelling System (OSeMOSYS), sowie das darauf basierende Long Range Energy Alternatives Planning System (LEAP), entwickelt. OSeMOSYS ist ursprünglich in GNU MathProg programmiert und benötigt in Verbindung mit dem frei verfügbaren GLPK Solver keinerlei finanzielle Investitionen (Howells et al., 2011). LEAP hingegen ist nur für Institutionen des globalen Südens frei verfügbar (Heaps, 2016). Im Laufe der Zeit wurde sowohl eine Python- wie auch eine GAMS-Version von OSeMOSYS veröffentlicht. Es bildet heutzutage die Grundlage für eine Vielzahl von Energiesystemmodellen. Die Vereinten Nationen haben zur Vorbereitung der Konferenz über nachhaltige Entwicklung (Rio+20) in dem auf OSeMOSYS basierenden Modell CLEWS die Zusammenhänge zwischen Klima-, Land-, Energie- und Wassersystemen modelliert (Welsch et al., 2014). Spezifikationen von OSeMOSYS für einzelne Länder und Regionen wurden zum Beispiel zur Netzausbau- und Kapazitätsplanung in Südamerika (Moura et al., 2015), zur Entwicklung von Pfaden der Treibhausgasreduzierung in China (Burandt et al., 2019) oder zur Untersuchung von EE-Potentialen in Tunesien angewendet (Dhakouani et al., 2017). OSeMOSYS bildete auch die Grundlage für das Projekt TEMBA, bei dem eine Entwicklung des Stromsektors von Ägypten und 45 weitere afrikanische Länder untersucht wurde. Dabei wurden die Länder als Regionen angesehen, welche sich nach Empfehlungen der Studie in Zukunft deutlich stärker vernetzen sollten. Die Studie geht von einer langsam wachsenden Nachfrage und einer Steigerung der Erzeugungskapazitäten in Ägypten auf ca. 200 Gigawatt (GW) bei einer Nachfrage von 691 Terrawattstunden (TWh) bis 2040 aus (Taliotis et al., 2016). Eine mögliche Vernetzung der nordafrikanischen Länder und deren kostenoptimaler Kapazitätsausbau wurde ebenfalls von Kost (2015) mit dem in GAMS programmierten Model "RESlion" untersucht. Dabei wurde eine deutliche Steigerung des erneuerbaren Anteils am Strommix auf bis zu 72 % als kostenoptimale Lösung identifiziert. Insbesondere Concentrated Solar Power (CSP)-Kraftwerken wird mit einem Anteil von 33 % eine Schlüsselrolle zugeschrieben. Ägypten wurde bei der Untersuchung in drei Lastzonen unterteilt. Für die EE wurden insgesamt 14 Standortregionen berücksichtigt. Mondal et al. (2019) gehen von einem Nachfrageanstieg bis 2040 auf 524 TWh aus. Je nach EE-Anteil werden dafür zwischen 91 und 120 GW benötigt. Dabei wird insbesondere der Windkraft aber auch in Teilen Photovoltaikkraftwerken (PV) eine Schlüsselrolle zum Erreichen der Klimaziele zugeschrieben. CSP-Kraftwerke nehmen in den Ergebnissen nur eine untergeordnete Rolle ein. Ägypten wurde dabei ebenfalls wie von Rady et al. (2018) als eine einheitliche Region betrachtet. Diese haben den ägyptischen Elektrizitätssektor mit einem auf OSeMOSYS basierenden Modell untersucht. Die Verfügbarkeiten von EE-Technologien sind auf Grundlage von Jahresdurchschnittswerten ermittelt worden. Bei einem Nachfrageanstieg auf bis zu 350 TWh im Jahr 2040 wird ein Kapazitätsausbau auf ca. 110 GW angenommen. Für eine kostenoptimale Lösung wird insbesondere der Ausbau von Windkraftkapazitäten empfohlen. Kohle-, Atom- und CSP-Kraftwerke werden zwar ebenfalls untersucht, sind aber in keinem kostenoptimalen Szenario enthalten.

Der besondere Mehrwert dieser Arbeit gegenüber bisherigen Studien liegt in der genauen Berücksichtigung von geografischen Gegebenheiten sowie einer hohen zeitlichen Auflösung. Zudem erfolgt die Untersuchung mit aktualisierten Kostenprognosen. Im Vergleich mit etwas älteren Studien wie zum Beispiel von Kost (2015) haben sich insbesondere die Kosten für Photovoltaik- und CSP-Kraftwerke anders entwickelt als angenommen. Durch die Betrachtung der verschiedenen Teilregionen innerhalb des Landes werden anders als in den Studien von Taliotis et al. (2016), Rady et al. (2018) oder Mondal et al. (2019) die unterschiedlichen Verbrauchsregionen genau betrachtet. So können detailliertere Aussagen zu zukünftigen Kraftwerksstandorten sowie zum nötigen Netzausbau gemacht werden. Für die erneuerbaren Kraftwerkstechnologien werden zudem die genauen Standorte und die dort installierte Leistung ermittelt. Dies erfolgt anhand von individuellen stündlichen Einspeisewerten und damit ebenfalls deutlich detaillierter als in den genannten Studien. Diese Arbeit ermöglicht es daher, nicht nur Entwicklungstendenzen zu identifizieren, sondern ganz konkrete Ausbauempfehlungen für bestimmte Regionen zu entwerfen.

2.2 Struktur

Der Elektrizitätssektor in Ägypten wird von der Regierung reguliert. Zwar wurden im Laufe der Jahre die verschiedenen Teilbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung organisatorisch getrennt, sie unterstehen jedoch dem Ministerium für Elektrizität und Energie (MOEE). Die Rolle der Versorgungsunternehmen kommt dabei den Verteilungsnetzbetreibern zu, da sie auch den Vertrieb des Stromes übernehmen. Dieser Markt ist aufgrund ihrer Monopolstellung reguliert. Die konventionellen Zweige der Elektrizitätswirtschaft werden dabei von der Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) verwaltet. Zu ihr gehören fünf regional getrennte Erzeugungsunternehmen sowie ein Erzeugungsunternehmen, welches für die Wasserkraftwerke des Landes zuständig ist. Diesem fällt neben der Stromerzeugung die für das Land sehr wichtige Kontrolle über den Nilpegel zu. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird von der "New and Renewable Energy Authority" (NREA) durchgeführt. Diese ist unabhängig von der EEHC aber ebenfalls direkt dem Ministerium unterstellt. Die Struktur des ägyptischen Elektrizitätssektors ist in **Abbildung 1** dargestellt.

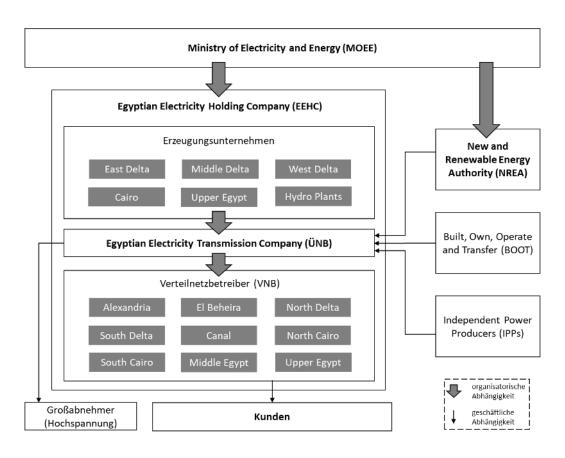


Abbildung 1: Struktur des ägyptischen Stromsektors

Quelle: Eigene Darstellung, EEHC (2019)

Für eine zukünftige Versorgung aus Atomstrom wurde die 1976 gegründeten "Nuclear Power Plant Authority" (NPPA) erweitert. Sie untersteht ebenfalls dem MOEE, trägt aber derzeit nicht zur Versorgung des Landes mit elektrischer Energie bei, da es kein Atomkraftwerk in Ägypten gibt.

Mit einem Marktanteil von 94 % generieren die staatlichen Erzeugungsunternehmen den überwiegenden Teil des bereitgestellten Stroms (EEHC, 2019). Der Rest wird von unabhängigen Stromerzeugern (IPPs) oder Unternehmen unter dem Built, Own, Operate & Transmit Prinzip (BOOT) betrieben. Diese sind vertraglich verpflichtet sämtliche Anlagen nach einer Nutzungszeit von 20 Jahren an den Staat zu überführen (Eberhard and Gratwick, 2007). Mit der fortschreitenden Öffnung des Marktes ist in Zukunft mit einem deutlich höheren Anteil von nicht-staatlichen Unternehmen zu rechnen.

Momentan ist der Elektrizitätssektor sehr einseitig aufgestellt. Wie in **Abbildung 2** dargestellt, werden 85,5 % des elektrischen Stroms aus Erdgas, 6,5 % aus Ölerzeugnissen, 6,5 % aus Wasserkraft und nur 1,5 % aus Sonnen- oder Windkraft erzeugt. Damit beträgt der Anteil der fossilen Energieträger 92 %.

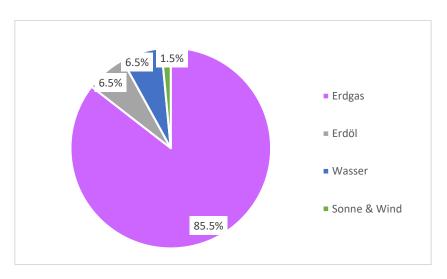


Abbildung 2: Anteil Primärenergieträger zur Stromerzeugung

Quelle: Eigene Darstellung, EEHC (2019)

In der Regel verkaufen alle Erzeugungsunternehmen ihren Strom an Ägyptens einzigen Übertragungsnetzbetreiber die "Egyptian Electricity Transmission Company". Eine Ausnahme ist nur nach ausdrücklicher Genehmigung in Fällen von Engpässen zulässig. Der Übertragungsnetzbetreiber ist für den Betrieb und Ausbau sämtlicher Hoch- und Höchstspannungsleitungen des Landes zuständig. Durch die Konzentration der Bevölkerung entlang des Nils ist das Übertragungsnetz von einer gut ausgebauten Nord-Südverbindung geprägt und wenig verzweigt. Zwar gibt es Verbindungen zu den Nachbarländern Jordanien und Libyen, sowie eine geplante Stromtrasse nach Saudi-Arabien, aber der Außenhandel spielt momentan mit einem Gesamtanteil des Marktvolumens von ca. 0,1 % keine bedeutende Rolle. Industrielle Großabnehmer können Elektrizität in Hoch- oder Höchstspannung direkt vom Netzbetreiber beziehen. Diese haben zusammengenommen einen Anteil am Marktvolumen von ca. 15 % (EEHC, 2019).

Der überwiegende Teil wird somit von den neun Verteilnetzbetreibern abgenommen. Wie aus der **Abbildung 3** ersichtlich wird, fällt ca. ein Drittel der Nachfrage im Großraum Kairo an.

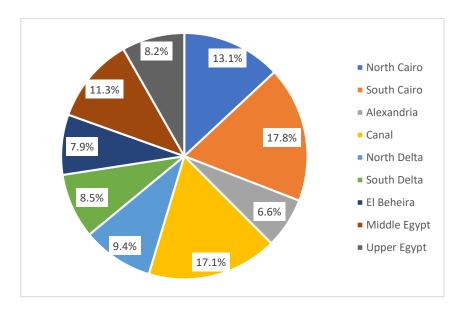


Abbildung 3: Marktanteile Vertriebsunternehmen

Quelle: Eigene Darstellung,

EEHC (2019)

Durch die regionale Trennung der Versorgungsgebiete stehen die einzelnen Verteilnetzbetreiber nicht in Konkurrenz zueinander. Sie sind bei der Preisgestaltung jedoch an die Vorgaben des Ministeriums gebunden.

Der Verbrauch wird maßgeblich von den privaten Haushalten bestimmt. Durch sie wird etwa die Hälfte des Stromes auf Verteilernetzebene konsumiert (**Abbildung 4**).

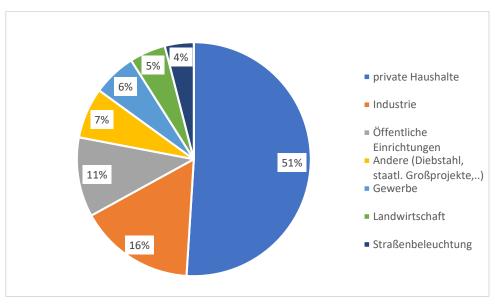


Abbildung 4: Stromkunden Distributionslevel

Quelle: Eigene Darstellung, EEHC (2019)

Dieser hohe Anteil der privaten Haushalte hat direkten Einfluss auf die Tageslastkurve. In Ägypten befindet sich der Tagespeak einer typischen Lastkurve daher in den Abendstunden, wenn viele Menschen von der Arbeit kommen. Durch den Einsatz von Klimaanlagen korrelieren Stromnachfrage und Temperatur positiv miteinander. Dies ist einer der Gründe für den Anstieg des Bedarfs in den heißen Sommermonaten.

2.3 Ausbaupläne der Regierung

Der Kapazitätsausbau Ägyptens wird zentral vom Ministerium für Elektrizität und Energie in Fünfjahresplänen reguliert. Der siebente Fünfjahresplan endete im Jahr 2017. Um in der Zukunft unabhängiger von einzelnen Rohstoffen zu werden und so möglichen Engpässen vorzubeugen, ist das MOEE bestrebt die Elektrizitätsversorgung in Zukunft diverser zu gestalten. Dafür sind in der aktuellen Planungsperiode Standorte für erneuerbare Technologien identifiziert und ausgeschrieben worden. Insgesamt sind zurzeit Projekte von Windkraftanlagen im Umfang von 2.340 Megawatt (MW) und von Photovoltaikanlagen im Umfang von 3.270 MW geplant. (New & Renewable Energy Authority Egypt, 2016; NREA, 2018). Langfristig soll der Anteil an erneuerbaren Energien wie in **Abbildung 5** bis zum Jahr 2022 auf 20 % und bis zum Jahr 2035 auf 42 % erhöht werden.

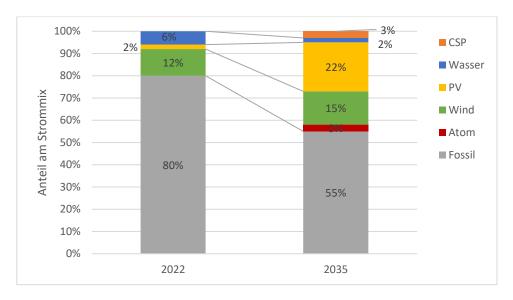


Abbildung 5: Ausbaupläne MOEE

Quelle: Eigene Darstellung, NREA (2018)

Aufgrund der prognostizierten starken Nachfragesteigerung werden dennoch weitere konventionelle Kraftwerke geplant. So ist im neunten Fünfjahresplan der Bau von zwei Kohlekraftwerken mit einer Gesamtleistung von 9.240 MW, einem Gaskraftwerk mit einer Leistung von 2.250 MW sowie einem Pumpspeicherkraftwerk mit einer Leistung von 2.400 MW vorgesehen (EEHC, 2019). Langfristig plant Ägypten auch den Bau eines Atomkraftwerkes mit einer Leistung von 4.800 MW. Dafür wurden entsprechende Verträge mit dem russischen Konzern Rosatom abgeschlossen (ROSATOM, 2019).

2.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Die ökonomischen Rahmenbedingungen für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien wurden in einer ausführlichen Studie des Fraunhofer Institutes für Solare Energie (ISE) auf Basis von Marktanalysen untersucht (Hussein et al., 2016). Neben den aktuellen Stromgestehungskosten wurden ebenfalls Prognosen bis zum Jahr 2035 formuliert. Dabei wurden verschiedene Ausführungen von Photovoltaik-, Windkraft- und solarthermischen Anlagen sowie unterschiedliche konventionelle Kraftwerksarten untersucht. Für Ägypten als relevant eingestuft wurden dabei verschiedene Gaskraftwerkstechnologien sowie Dieselgeneratoren. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass erneuerbare Energien in naher Zukunft konventionelle Kraftwerke als günstigste Erzeuger ablösen werden. Lediglich für solarthermischen Kraftwerke liegen die Stromgestehungskosten auch längerfristig über dem Niveau der anderen Technologien (**Abbildung 6**).

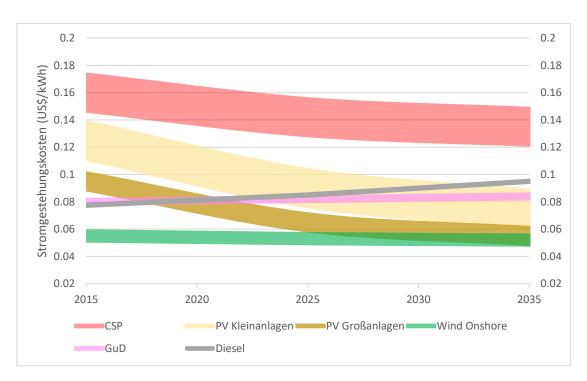


Abbildung 6: Entwicklung der Stromgestehungskosten Quelle: Hussein et al. (2016)

3 Modellbeschreibung EgyMOSYS

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Energiesystemmodell wird in diesem Abschnitt ausführlicher erläutert. Dafür wird zunächst auf den allgemeinen Aufbau und die Unterschiede gegenüber dem zu Grunde liegenden Orginalcode von OSeMOSYS eingegangen. Anschließend werden die Anpassungen des Codes mathematisch genauer beschrieben. Für ein besseres Verständnis der praktischen Umsetzung wird außerdem auf das Modellierungsschema der verwendeten "Technologien" eingegangen.

3.1 Modellarchitektur

Das Egypt Modelling System (EgyMOSYS) basiert zu großen Teilen auf dem Modellcode von OSeMOSYS. Anhand von einer Vielzahl von kraftwerks- und standortspezifischen Informationen werden für verschiedene Szenarien jeweils optimale Investitionen ermittelt (Abbildung 7). Daraus ergibt sich eine Aussage über den optimierten Ausbau des Kraftwerkparks, der Übertragungsleitungen, dem entsprechenden Anteil erneuerbarer Energien oder dem benötigten Rohstoffeinsatz. Eine Abbildung von makroökonomischen Zusammenhängen auf z.B. das Konsumverhalten oder die politische Stabilität ist nicht möglich. Es handelt sich also um ein klassisches Bottom-Up-Modell. Trotzdem können die Ergebnisse unterstützend bei der Formulierung von politischen Entscheidungen sein.

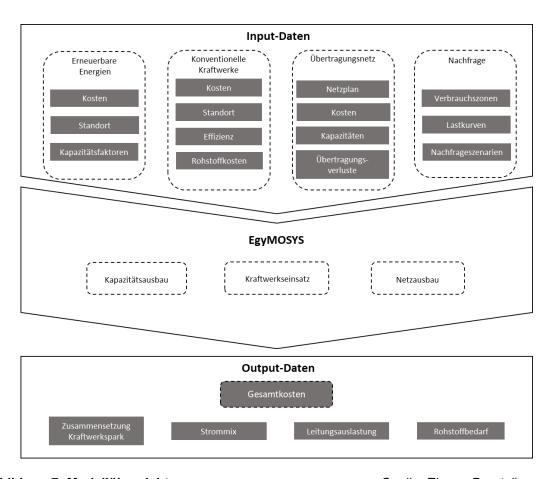


Abbildung 7: Modellübersicht

Quelle: Eigene Darstellung;

EEHC (2017)

Durch fehlende Informationen oder begrenzte Rechenkapazitäten sind jedem Modell Grenzen gesetzt. Je nach Forschungskontext muss daher abgewogen werden, an welcher Stelle Kompromisse zulässig sind. Ziel dieser Arbeit ist das Aufzeigen von Entwicklungs- und Ausbautendenzen. Aus diesem Grund wurden bei der Modellierung von EgyMOSYS einige Vereinfachungen vorgenommen. So wurden weder die kraftwerksbedingten Emissionen noch die benötigten Reservekapazitäten berücksichtigt. Der Bezug von Energieträgern ist in dem Modell in jeder Teilregion gleich verfügbar. Es wurden also keine Transport- oder Pipelinekosten berechnet und auch bei der Übertragung des elektrischen Stroms wurden nur die Hoch- und Höchstspannungsleitungen als Verbindung zwischen den Teilregionen berücksichtigt. Die einzelnen Teilregionen wurden selbst nach dem Prinzip der Kupferplatte betrachtet. Um die benötigte Rechenzeit pro Modelldurchlauf zu reduzieren, wurden drei stündlich aufgelöste saisonale Typwochen ermittelt und anschließend noch einmal zu Werk- und Wochenendtagen zusammengefasst. Die Anzahl der zu berechnenden Jahre wurde durch das Zusammenfassen zu Fünfjahresperioden reduziert. Die Berechnung eines Szenarios für das gesamte Modell konnte dabei auf eine Zeit von ca. 12 Stunden reduziert werden (Windows 10; 3,6 GHz; 16 GB RAM).

An die Blockstruktur von OSeMOSYS angelehnt, zeigt **Abbildung 8** die Anpassungen und Veränderungen gegenüber dem Original.

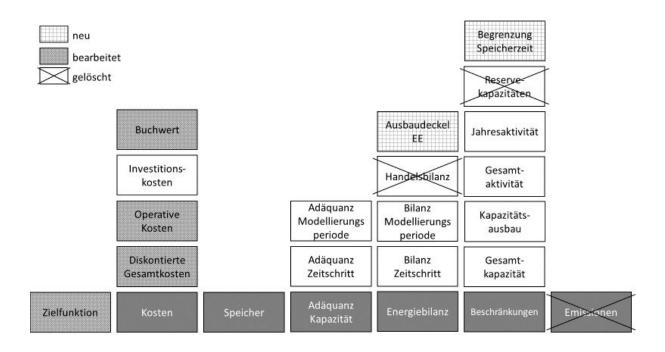


Abbildung 8: Anpassung der Modellierungsstruktur von OSeMOSYS für EgyMOSYS

Quelle: Eigene Darstellung

Das Basisjahr in EgyMOSYS ist das Jahr 2017. Die Fünfjahresperioden der Modellierung entsprechen damit den Fünfjahresplänen der ägyptischen Regierung für den Elektrizitätssektor. Um die mittelfristigen Entwicklungen untersuchen zu können, wurde ein Betrachtungszeitraum von 25 Jahren bis zum Jahr 2042 gewählt. Damit es zu keiner Verzerrung der Ergebnisse durch ein plötzliches Ende des Betrachtungszeitraumes kommt, beinhaltet der Modellierungszeitraum auch die darauffolgende Fünfjahresperiode (2043-2047). Für das Basisjahr wurde der aktuelle Kraftwerkspark sowie die aktuellen Übertragungsnetzkapazitäten abgebildet. Ein Ausbau von zusätzlichen Kapazitäten ist erst ab der darauffolgenden Periode möglich.

3.2 Algebraische Formulierung

Das Ziel einer Modellierung in EgyMOSYS ist, unter gegebenen Bedingungen, eine kostenoptimale Lösung zu finden. Dafür werden sämtliche Kosten, die in der *Region (r)*, von jeder *Technologie (t)* in jeder *Periode (p)* anfallen, berücksichtigt. Eine Periode steht dabei jeweils repräsentativ für fünf einzelne Kalenderjahre.

$$minimize \sum_{r} \sum_{t} \sum_{p} TotalDiscountedCost_{r,t,p}$$
 (1)

Als *Region (r)* wird das gesamte Land Ägypten betrachtet. Eine Unterscheidung der verschiedenen Teilregionen wurde durch die Einführung von regionsspezifischen Output-Einheiten realisiert. Der Orginalcode von OSeMOSYS beinhaltet zwar die Möglichkeit, Regionen einzeln zu definieren, was aber zu einem deutlich höheren Rechenaufwand führt. Als Technologien werden alle Modellierungselemente bezeichnet, welche in der Lage sind, Stromgrößen (*Fuel (f))* wie Energieträger oder Elektrizität zu verarbeiten bzw. zu generieren.

Die diskontierten Gesamtkosten (1) ergeben sich aus den diskontierten Betriebskosten (5), den diskontierten Investitionskosten (6) sowie den verbleibenden Buchwerten von nicht vollständig abgeschriebenen Technologien (8).

$$\forall_{r,t,p} Total Discounted Cost_{r,t,p}$$

$$= Discounted Operating Cost_{r,t,p}$$

$$+ Discounted Capital Investment_{r,t,p}$$

$$- Discounted Salvage Value_{r,t,p}$$

$$(2)$$

Die operativen Kosten setzen sich dabei aus fixen und variablen Betriebskosten zusammen. Variable Kosten ergeben sich aus der Aktivität einer Technologie (RateOfActivity) in einem bestimmten *Modus (m)* und wird für jeden *Zeitschritt (l)* ermittelt.

$$\forall_{r,t,p} \ VariableOperatingCost_{r,t,p,l} = \sum\nolimits_{m} RateOfActivity_{r,t,p,l,m} * VariableCost_{r,t,p,m} \tag{3}$$

Fixe Kosten fallen unabhängig vom Einsatz einer Technologie für jede installierte Leistungseinheit pro Jahr an. Für eine Periode von fünf Jahren also fünfmal.

$$\forall_{r,t,p} \ PeriodFixedOperatingCost_{r,t,p} = TotalCapacityAnnual_{r,t,p} * FixedCost_{r,t,p} * 5$$
 (4)

Um die operativen Kosten möglichst bedarfsgerecht abzuzinsen, werden diese zu je einem Fünftel zur Mitte eines Jahres abgezinst. Dabei steht *min(p)* jeweils für die erste Periode einer Modellierung.

 $\forall_{r,t,p} \ Discounted Operating Cost_{r,t,p}$

$$= (PeriodFixedOperatingCost_{r,t,p} + VariableOperatingCost_{r,t,p})/5$$

$$* \sum_{i=0}^{4} (\frac{1}{(DiscountRate_r + 1)^{(p-\min(p))*5 + 0,5+i}})$$
(5)

Investitionskosten fallen einmalig für jede neu ausgebaute Kapazitätseinheit zum Zeitpunkt des Ausbaus an. Da EgyMOSYS benötigte Kapazitäten jeweils blockweise für eine Periode ermittelt, ist dieser Zeitpunkt entsprechend deren Beginn. Somit erfolgt die Diskontierung ebenfalls zu Periodenbeginn.

 $\forall_{r,t,p} \ Discounted Capital Investment_{r,t,p}$

$$= CapitalCost_{r,t,p} * NewCapacity_{r,t,p} * \frac{1}{(DiscountRate_r + 1)^{(p-\min(p))*5}}$$
 (6)

Der Restwert einer Investition wird bei der Optimierung immer dann berücksichtigt, wenn der Modellierungszeitraum vor dem Ende der Nutzungsdauer einer Technologie endet. Technologien werden dabei linear abgeschrieben.

$$\forall_{r,t,p:(p+OperationalLife_{t}-1)>\max(p)} SalvageValue_{r,t,p}$$

$$= NewCapacity_{r,t,p} * CapitalCost_{r,t,p} * \frac{1 - (\max(p) - p + 1)}{OperationalLife_{r,t}}$$
(7)

Für den diskontierten Restwert wird jeweils der Barwert für die erste Periode berechnet.

$$\forall_{r,t,p} \ DiscountedSalvageValue_{r,t,p} = \frac{SalvageValue_{r,t,p}}{(1 + DiscountRate_r)^{1 + (\max(p) - \min(p) * 5)}} \tag{8}$$

Anders als in OSeMOSYS werden keine Strafkosten für Emissionen berücksichtigt und die Investitionskosten von Speichern werden vollständig auf die dazugehörigen Technologien umgelegt.

Das Einspeichern der erzeugten Wärme in CSP-Kraftwerken ist anders als beispielsweise bei Pumpspeicherkraftwerken nicht beliebig lange möglich. Durch die vereinfachte Annahme, dass der *Speicher (s)* jeweils zum Ende eines *Daytype (ld)*, also beim Übergang von Werktag auf Wochenendtag bzw. andersherum geleert sein muss, macht eine Bilanzierung des Speicherlevels über den gesamten Modellierungszeitraum überflüssig, wodurch die Rechenzeit des Modells erheblich verkürzt wurde. Dies gilt unabhängig in jeder *Saison (ls)*.

$$\forall_{r,s,p} \ StorageLevelDayTypeFinish_{r,s,ls,ld,p} = 0$$

$$\forall_{r,s,p} \ StorageLevelDayTypeStart_{r,s,ls,ld,p} = 0$$

$$\tag{9}$$

In Anlehnung an einen möglichen Mindestanteil an EE wurden die Bedingungen für EgyMOSYS entsprechend angepasst, um einen begrenzten Ausbau der EE in den Szenarien zu betrachten. Dafür wurden sowohl die Stromgrößen, deren Anteil festgelegt werden soll (RETagFuel), wie auch die entsprechenden Technologien (RETagTechnology) markiert.

 $\forall_{r,p:\ OutputActivityRatio\neq 0}\ REMaxProductionTarget_{r,p}$ $* \sum_{f} \sum_{l} RateOfActivity_{r,t,p,l,m} * OutputActivityRatio_{r,t,p,f,m}$ $* YearSplit_{l,p} * RETagFuel_{r,p,f}$ $\geq \sum_{t} \sum_{f} \sum_{l} \sum_{m} RateOfActivity_{r,t,p,l,m} * OutputActivityRatio_{r,t,p,f,m}$ $* YearSplit_{l,p} * RETagTechnology_{r,p,t}$ (11)

Dabei steht *RateOfActivity* für die Aktivitätsrate, *OutputActivityRatio* für die theoretisch maximale Outputmenge in einer Periode und *YearSplit* für den Anteil einer Typstunde an der Modellierungsperiode (siehe **Abbildung 16**).

Alle weiteren verwendeten Bedingungen sind im **Appendix E** aufgelistet. Diese basieren auf dem Originalcode von OSeMOSYS (Howells et al., 2011).

3.3 Modellierungsschema

Für ein besseres Verständnis und einen geordneten Überblick bei der Modellierung ist es hilfreich, die verschiedenen Technologien in Modellierungsschemata zu skizzieren. An diesen soll im folgenden Beispiel die Logik der Technologien erläutert werden.

3.3.1 Kraftwerke

Kraftwerke ohne Speicher lassen sich bei der Modellierung in zwei Gruppen einteilen. Auf der einen Seite stehen klassische konventionelle Kraftwerke, die spezifische Input-Faktoren wie Erdgas, Kohle oder Diesel benötigen. Für die Bereitstellung der entsprechenden Energieträger ist daher die Modellierung von "Input-Technologien" notwendig (**Abbildung 9**). Deren variable Kosten entsprechen den Rohstoffpreisen. Der Bedarf an den jeweiligen Input-Faktoren wird dabei vom spezifischen Gesamtwirkungsgrad (η) der Kraftwerke bestimmt. Diese Art von Kraftwerken stehen zu jedem Zeitschritt zur Verfügung und liefern jeweils Strom für die Teilregionen, in der sich ihr Standort befindet. Der Ausbau an konventionellen Kraftwerken ist nicht limitiert.

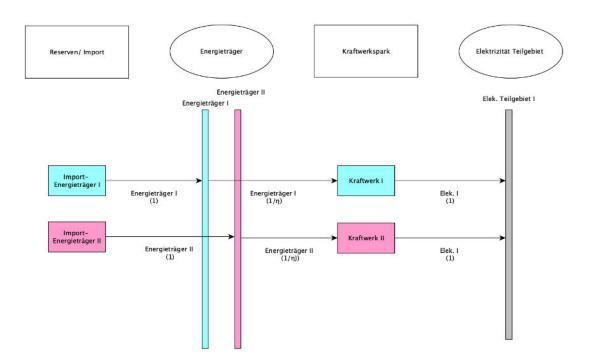


Abbildung 9: Modellierungsschema Konventionelle Quelle: Eigene Darstellung Kraftwerke

Quelle: Eigene Darstellung

Auf der anderen Seite stehen Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Wasserkraftwerke. Sie benötigen bei der Modellierung keine Inputfaktoren (**Abbildung 10**).

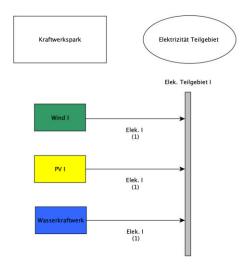


Abbildung 10: Modellierungsschema EE

Die Verfügbarkeit dieser Kraftwerke ist durch Umweltfaktoren eingeschränkt. Bei den Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird dies durch spezifische Kapazitätsfaktoren je Zeitschritt und Standort berücksichtigt. Auf Grundlage der Größe und Gegebenheit einer Standortfläche, ist der Ausbau dieser Technologien durch eine maximale Gesamtkapazität begrenzt (siehe Abschnitt 4.3). Wasserkraftwerke stehen jeder Zeit zur Verfügung, sind aber in ihrer Maximalproduktion je Periode durch die limitierten Wasserressourcen gedeckelt (siehe 4.4.2 (iv)). Die Wasserkraftpotentiale in Ägypten sind weitestgehend ausgeschöpft, sodass ein Kapazitätsausbau in der Modellierung nicht vorgesehen ist.

Die Lebensdauer der Kraftwerke wird in Perioden ausgedrückt. Die Kraftwerkseinheiten werden in Megawatt und die Input- und Output Faktoren in Gigawattstunden (GWh) gemessen. Somit kann jede installierte Kraftwerkseinheit bei 5 * 8.760 Vollaststunden maximal 43,8 GWh pro Periode produzieren. Andere Arten von erneuerbaren Technologien wie Geothermie, offshore Windkraftanlagen oder Wellenkraftwerke sind in Ägypten weder in Benutzung noch in Planung und werden daher nicht untersucht (EEHC, 2019)

3.3.2 CSP Kraftwerke mit Speicher

Solarthermische Kraftwerke oder CSP-Kraftwerke werden verschiedene Technologien bezeichnet, bei denen die direkte Sonnenstrahlung zur Erzeugung von Wärmeenergie genutzt wird. Diese kann anschließend in elektrische Energie umgewandelt werden. Durch die Nutzung eines Wärmespeichers muss dies nicht direkt erfolgen, sondern kann je nach Speichergröße in einem begrenzten zeitlichen Rahmen geschehen. Die Modellierung solcher Anlagen ist dadurch deutlich komplexer. So wird jeder einzelne CSP-Standort in verschiedene Technologien getrennt. Die verfügbare standortspezifische Sonneneinstrahlung wird dabei anhand von Tagestypkurven durch den Sonnenkollektor bereitgestellt. Das CSP-Kraftwerk kann in zwei Modi arbeiten. Im Modus 1 wird die eingespeicherte kraftwerksspezifische Wärme in Elektrizität umgewandelt, welche zuvor durch Modus 2 aus der direkten Sonneneinstrahlung gewonnen wurde (Abbildung 11).

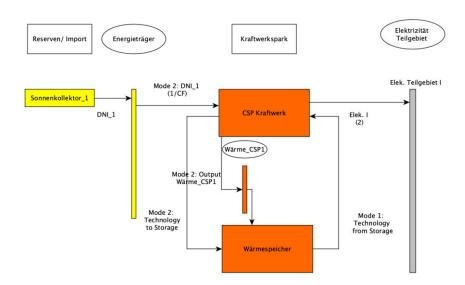


Abbildung 11: Modellierungsschema CSP

Quelle: Eigene Darstellung

Im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerken, können CSP-Kraftwerke die Wärme nicht beliebig lang speichern. Daher wurden gegenüber dem OSeMOSYS-Code die Speicherbeschränkungen angepasst, wonach eine Einspeicherung nur innerhalb eines *Daytypes (ld)* möglich ist (siehe **3.2**; (9) und (10)). Durch diese Vereinfachung wird der Speicher jeweils beim Wechsel zwischen Werk- und Wochenendtagen geleert. Dadurch muss eine Bilanzierung des Speichers nicht über den gesamten Modellierungszeitraum geschehen, wodurch der Rechenaufwand erheblich reduziert wurde. Ein Vergleich mit einer ausführlichen Berechnung hat zu keiner relevanten Veränderung der Ergebnisse geführt. Typischerweise wird die gewonnene Wärme für die Deckung von Lastspitzen in den Abendstunden nach Sonnenuntergang genutzt.

Quelle: Eigene Darstellung

3.3.3 Übertragungsleitungen

Jedes Kraftwerk generiert Strom für die jeweilige Teilregion. Um diesen in anderen Teilregionen zur Verfügung zu stellen, muss er über entsprechende Übertragungsleitungen transportiert werden. Modelltechnisch ist eine Übertragungsleitung somit eine Technologie, die verfügbaren Strom einer Teilregion dem Konsumenten einer anderen Teilregion zur Verfügung stellt. Die dabei anfallenden Übertragungsverluste werden durch den Input-Faktor abgebildet. Durch die Verwendung von zwei Modi ist der Transport in beide Richtungen möglich. Wird eine generierte Einheit in derselben Teilregion konsumiert, erfolgt die Umwandlung in eine Konsumeinheit ohne Verluste (Abbildung 12).

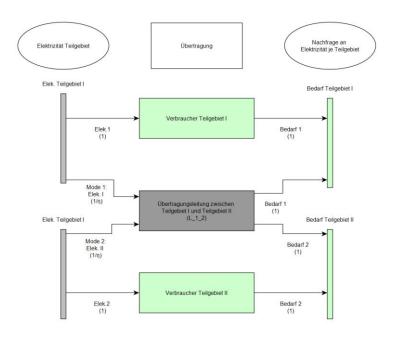


Abbildung 12: Modellierungsschema Übertragungsleitungen

Im Basisjahr werden die Kapazitäten der Übertragungsleitungen auf Grundlage des realen Übertragungsnetzes abgebildet. In zukünftigen Modellierungsperioden ist ein Kapazitätsausbau von bestehenden Leitungen sowie der Ausbau von neuen Verbindungen auf Grundlage geografischer Gegebenheiten möglich.

Erstellen von Input Daten

Nicht alle Input-Daten können von anderen Quellen bezogen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurden sie daher durch Aufbereitung von öffentlich zugänglichem Material erstellt. Dies fand zum einen mit Hilfe von bestehenden Programmen aber auch mit selbst geschriebenen Verarbeitungscode statt.

4.1 Einteilung der Teilregionen

Die Unterscheidung der verschiedenen Teilregionen erfolgt auf Grundlage der Netzgebiete der Einzugsgebiete definieren die Verteilnetzbetreiber. Deren jeweiligen Betrachtungsräume (Abbildung 13). Nord- und Südkairo werden dabei zu einer Teilregion zusammengefasst.

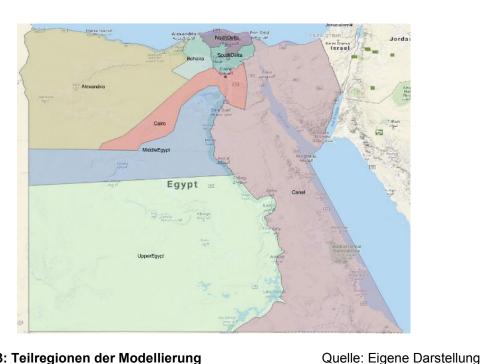


Abbildung 13: Teilregionen der Modellierung

Der jeweilige Gesamtverbrauch der Teilregionen wird in den Jahresberichten der EEHC veröffentlicht. Aus diesen historischen Daten geht hervor, dass sich der Anteil der gesamten Landesnachfrage in den letzten Jahren kaum verändert hat (EEHC, 2019, 2017, 2016, 2015). Das Land ist vollständig elektrifiziert und der Urbanisierungsgrad liegt konstant bei 46 % (Niu et al., 2013; Vagliasindi and Besant-Jones, 2013). Für die Modellierung wurde daher die Verteilung der Gesamtnachfrage zwischen den Teilregionen für den gesamten Modellierungszeitraum als konstant angenommen (Tabelle 1).

Tabelle 1: Regionaler Anteil am Gesamtverbrauch

	Cairo	Alexandria	Canal	North Delta	South Delta	El Beheira	Middle Egypt	Upper Egypt
Anteil 2017/18	32 %	7 %	17 %	9 %	9 %	7 %	11 %	8 %
Anteil 2016/17	31 %	7 %	17 %	10 %	9 %	8 %	11 %	8 %
Anteil 2015/16	32 %	7 %	17 %	9 %	9 %	7 %	11 %	8 %
Durchschnitt	32 %	7 %	17 %	9 %	9 %	7 %	11 %	8 %

Quelle: (EEHC, 2019, 2017, 2016)

Da der Standort der industriellen Abnehmer nicht bekannt ist, wird deren Anteil am Gesamtverbrauch (14 %) entsprechend der Nachfrage auf Verteilernetzebene zugeordnet (EEHC, 2017).

4.2 Erstellung von Typtagen

Die Verfügbarkeiten von erneuerbaren Energien unterliegen zeitlichen Schwankungen. Um deren Ausbau zu planen, ist es daher notwendig, nicht nur den Jahresoutput zu betrachten, sondern den zeitlichen Verlauf der Bereitstellung bzw. der Nachfrage. Damit wird verhindert, dass z.B. im Modell eine Photovoltaikanlage zur Deckung von Lastspitzen nach Sonnenuntergang verwendet wird. Andererseits ist eine sehr kleinteilige Betrachtung sehr rechenintensiv und würde eine nicht vorhandene Datengenauigkeit der Prognosen suggerieren. Durch die Erstellung von Typtagen wird sowohl die saisonale wie die stündliche Schwankung berücksichtigt und gleichzeitig der Rechenaufwand deutlich reduziert.

Toktarova et al. (2019) haben in einer umfassenden statistischen Analyse Lastprofile und Prognosen für Ägypten erstellt. Dazu wurden die realen Lastprofile von 57 Ländern untersucht und anhand von Merkmalen wie Temperatureinfluss, Tourismusanteil, Klima- oder Wirtschaftsdaten in Sinusfunktionen zerlegt. Die identifizierten Jahres-, Monats-, Wochentags- und Tagesschwankungen wurden anschließend anhand der landesspezifischen Merkmale auf andere Länder übertragen und Prognosen für die Zukunft erstellt. Der Verlauf dieser Lastprognosen für das Land Ägypten bildet die Grundlage für die verwendeten Typtage in EgyMOSYS. Aus den bereitgestellten Daten der Jahre 2020, 2030 und 2040 wurden mittels hierarchischem Clusterverfahren drei saisonale Typwochen mit je 168 Stunden identifiziert. Dabei kam das vom Forschungszentrum Jülich entwickelte Python-Tool "Time Series Aggregation Module" (tsam) zum Einsatz (Kotzur et al., 2018). Zunächst werden dafür alle Datenpunkte als eigenes Cluster betrachtet und anschließend so lange mit ähnlichen Datenpunkten verknüpft, bis eine definierte Anzahl an Clustern vorliegt (Bottom-Up Verfahren). Die so identifizierten Typwochen wurden anhand ihrer zeitlichen Abfolge im Jahr einer Saison zugeordnet. Somit umfasst, wie in Abbildung 14 dargestellt, die Wintersaison 21, die Übergangssaison 14 und die Sommersaison 17 Kalenderwochen.

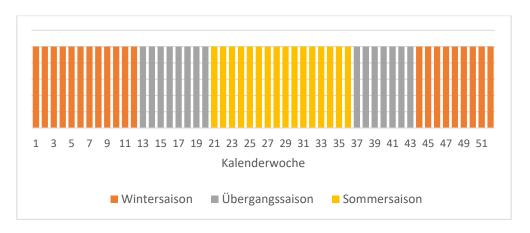


Abbildung 14: Typwochen im Jahresverlauf

Quelle: Eigene Darstellung

In der **Abbildung 15** ist deutlich zu erkennen, dass der Bedarf während der Sommersaison am höchsten und in der Wintersaison am geringsten ist. Dies lässt sich aus der positiven Korrelation zwischen Temperatur und Nachfrage aufgrund des Einsatzes von Klimaanlagen zurückführen (Beshara, 2008). Im Verlauf jeder Typwoche sind deutliche Tagesverläufe mit Peakwerten in den Abendstunden und Tiefstwerte während der Nacht zu erkennen. An zwei aufeinanderfolgenden Tagen ist der Bedarf deutlich geringer. Hierbei handelt es sich um die Wochenendtage Freitag und Samstag. Da sich die einzelnen Werktage sowie Wochenendtage nicht wesentlich unterscheiden, wurden diese jeweils zu Typtagen zusammengefasst (**Abbildung 15**). Dafür wurde der Durchschnitt des jeweiligen Tagestyps angenommen.

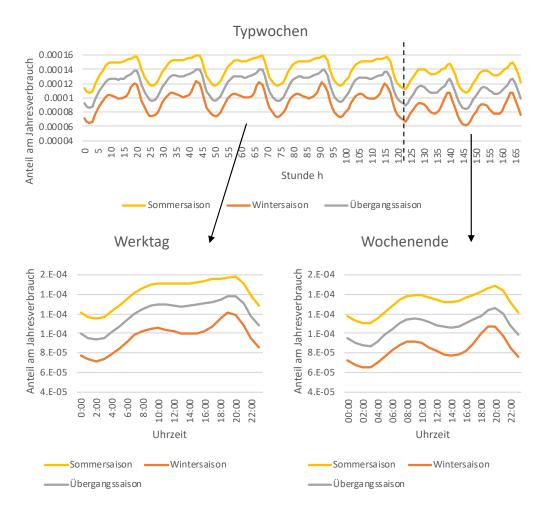


Abbildung 15: Lastkurve Typtage

Für jede Teilregion wird anhand der erstellten Lastkurven und den ermittelten Anteilen der einzelnen Teilregionen (**Tabelle 1**) ein spezifischer Anteil am Gesamtverbrauch für jede Typstunde einer Modellierungsperiode ermittelt. Durch die unterschiedliche Länge der betrachteten Typtage repräsentieren diese jeweils unterschiedlich große Anteile einer Modellierungsperiode (*YearSplit*). Der Anteil dieser Zeitschritte ergibt sich dabei aus den Anteilen der jeweiligen Saison am Jahr, dem Anteil der Typtage innerhalb einer Woche, sowie dem Anteil innerhalb eines Tages (**Abbildung 16**).

Quelle: Eigene Darstellung

Quelle: Eigene Darstellung

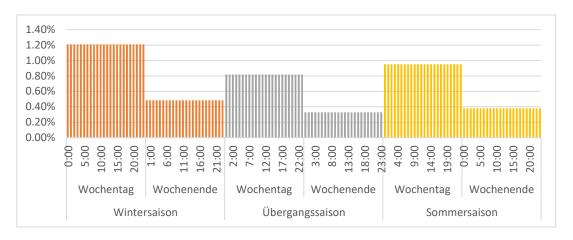


Abbildung 16: Anteil einzelner Zeitschritte an einer Modellierungsperiode

Pro Modellierungsperiode werden 144 und über die gesamte Modellierungsperiode 1.008 Zeitschritte berücksichtigt.

4.3 Standortbestimmung mit MapRE

Das Lawrence Barkley National Laboratory führte in Zusammenarbeit mit der International Renewable Energy Agency (IRENA) eine ausführliche Untersuchung von Standortpotentialen in Ägypten und 20 weiteren Ländern Süd- und Ostafrikas durch. Ziel dieser Studie war die Identifizierung sowie Bewertung, von konkreten Standorten für Windkraft-, Photovoltaik- oder solarthermischen Anlagen. Dabei wurden anhand von Geoinformationsdaten Ausschlusskriterien wie Bodenbeschaffenheit, Naturschutzgebiete oder sozioökonomische genutzte Flächen wie Siedlungsgebiete oder Verkehrsinfrastruktur berücksichtigt. Die potentiellen Flächen wurden mit Hilfe der statistischen Clustermethode Tree Edge Removal (SKATER) in Gebiete mit einer Größe zwischen 30 km² und 1.000 km² anhand ähnlicher Eigenschaften geteilt. (IRENA und LBNL, 2015). Durch den technischen Fortschritt der verschiedenen erneuerbaren Technologien war es notwendig diese Analyse unter angepassten Gegebenheiten neu zu bewerten. So sind insbesondere die Kosten für Photovoltaikmodule deutlich gesunken und Windkraftanlagen sind tendenziell größer und leistungsfähiger geworden. Mit den bereitgestellten Datensätzen und Scripten von MapRE sowie aktuellen Kostenparametern (siehe 4.4.2) wurde eine neue Analyse der Standorte durchgeführt (Appendix B). Neben technischen Kapazitätspotentialen und den auf Wetterdaten basierenden Einspeisepotentialen werden auch Faktoren wie die Entfernung zu Lastzentren, Übertragungsleitungen oder der Verkehrsinfrastruktur ermittelt. Diese können bewertet und individuell gewichtet werden, wodurch sich eine Rangfolge der einzelnen Standorte ergibt (IRENA und LBNL, 2015). Die für EgyMOSYS verwendete Wichtung dieser Kriterien sind in Abbildung 17 dargestellt.

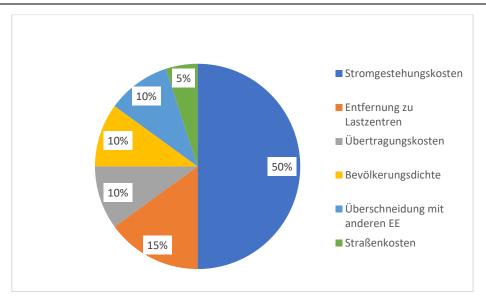


Abbildung 17: Wichtung der Bewertungskriterien von Quelle: Eigene Darstellung EE-Standorten

Die potenziellen Standorte wurden den ägyptischen Teilregionen zugeordnet und entsprechend der Bewertungsrangfolge in die Modellierung von EgyMOSYS eingepflegt (**Abbildung 18-Abbildung 20**). Dabei wurde die Anzahl der berücksichtigten Standorte durch wiederholte Modelldurchläufe so lange erhöht, bis entweder das Potential eines Teilgebietes ausgeschöpft oder zusätzliche Standorte innerhalb des Betrachtungszeitraumes zu keiner Ergebnisänderung geführt haben. Somit wurden insgesamt 165 Wind-, 150 Photovoltaik- und fünf CSP-Standorte in EgyMOSYS untersucht.

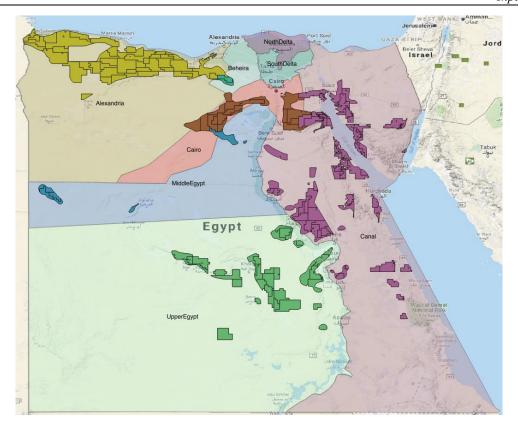


Abbildung 18: In EgyMOSYS berücksichtigte Quelle: Eigene Darstellung Windstandorte

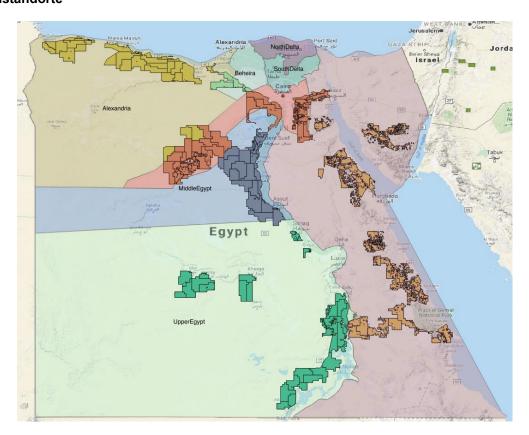


Abbildung 19: In EgyMOSYS berücksichtigte Quelle: Eigene Darstellung Photovoltaikstandorte



Abbildung 20: In EgyMOSYS berücksichtigte CSP Standorte

Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Kraftwerkstechnologien

Der Ausbau der verschiedenen Kraftwerkstechnologien (**Appendix A**) hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit sowie den ökonomischen Parametern ab. Aufgrund der vielfältigen Kostentreiber, Berechnungen und Technologien fallen die Preise je nach benutzter Quelle unterschiedlich aus. Wenn möglich wurden daher die Untersuchungen von Hussein et al. (2016) als einheitliche Quelle verwendet. Lediglich für die Parameter der Kraftwerkstechnologien von Kohle- und Atomkraftwerken mussten andere Quellen genutzt werden. Da es in der Vergangenheit wiederholte Anschläge auf die Pipelineinfrastruktur oder juristische Unregelmäßigkeiten bei Ausschreibungen von PV-Großanlagen gegeben hat, verlangen Investoren mittlerweile einen hohen Risikoaufschlag (Cohen and Rabinovitch, 2018; Pothecary, 2016).

Basierend auf den Untersuchungen von Hussein et al. (2016) wird in dieser Arbeit von durchschnittlichen Kapitalkosten von 10 % ausgegangen. Dabei wird eine Fremdkapitalquote von 70 % sowie eine Inflationsrate von 1 % angenommen.

4.4.1 Konventioneller Kraftwerkspark

Konventionelle Kraftwerke sind zu jeder Zeit im Jahr verfügbar. Ihr Einsatz hängt also vollständig von den jeweiligen Kostenparametern ab. Die in EgyMOSYS verwendeten Werte sind in **Tabelle 2** zusammengefasst.

(i) Erdgasbetriebene Kraftwerke

Zurzeit werden in Ägypten Gasturbinen, Dampfturbinen sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) eingesetzt. Ausführliche Informationen über den Einsatz jeden Kraftwerks können den jährlichen Berichten der EEHC entnommen werden. Insgesamt waren im Basisjahr ca. 51 GW erdgasbasierte Kraftwerke im Einsatz. Während die neuesten Kraftwerkstechnologien Gesamtwirkungsgrade von bis zu 55 % erreichen sind in Ägypten auch noch sehr alte Kraftwerke aus den 80er Jahren am Netz, welche zum Teil mit deutlich ungünstigeren Wirkungsgraden von ca. 16 % (El Seiuf) arbeiten (EEHC, 2019). Für jedes eingesetzte Kraftwerk ergibt sich somit ein spezifischer Rohstoffbedarf. Neben den Rohstoffkosten liegen keine Information bezüglich der operativen Betriebskosten vor. Für die bestehenden Kraftwerke werden daher dieselben Kosten angenommen, wie sie auch für zukünftige Kraftwerke gelten. Dabei werden 22.000 US\$ pro installierter Megawatt Leistung als fixe und 20.000 US\$ pro Gigawattstunde erzeugtem Strom als variable Kosten angenommen. Als Lebensdauer für alle neuen Kraftwerke gelten 30 Jahre, was sechs Modellierungsperioden entspricht (Hussein et al., 2016). Einige vorhandene Kraftwerke sind schon über 30 Jahre in Betrieb, sie werden bei der Modellierung daher nur im Basisjahr mit einbezogen und stehen danach nicht mehr zur Verfügung. Tendenziell können GuD-Kraftwerke etwas länger als 30 Jahre eingesetzt werden, weshalb die Lebensdauer von bestehenden GuD-Kraftwerken in der Modellierung auf volle Perioden aufgerundet wurde (Markewitz, 2016). Für die Modellierung von zukünftigen Kraftwerken werden zwei

verschiedene GuD-Kraftwerkstypen betrachtet. Zum einen eine besonders effiziente, aber teure Bauweise (GuD HE) und zum anderen eine günstigere aber weniger effiziente Bauweise (GuD LE).

(ii) Dieselgeneratoren

Dieselgeneratoren zeichnen sich durch eine hohe Flexibilität sowie geringe Investitionskosten aus. Die Brennstoffkosten sind aber deutlich höher als bei anderen Technologien. In Ägypten werden sie daher entweder als Reservekapazität im Fall von Stromausfällen, zur Spitzenlastabdeckung oder im Inselbetrieb verwendet. Mit dem Fortschreiten des Netzausbaus werden jedoch immer mehr abgelegene Orte erreicht und die vorhandenen Dieselgeneratoren zur Deckung von Grundlast nicht mehr benötigt. Momentan sind in Ägypten insgesamt 600 MW im Netzbetrieb und 185 MW im Inselbetrieb installiert (EEHC, 2019). Für die Modellierung werden die Kosten von großen Dieselgeneratoren (>25 MW) verwendet. Kleine Generatoren, wie sie von Privatpersonen, Hotels oder Unternehmen bei Stromausfällen verwendet werden, sind in der Modellierung nicht berücksichtigt.

(iii) Kohlekraftwerke

Um den Energiemix in Ägypten weiter zu diversifizieren, plant die Regierung den Einsatz von Kohlekraftwerken. Da es in Ägypten bisher keine relevanten Kohlekraftwerke gab, wird für die Modellierung auf Kennzahlen anderer Länder zurückgegriffen. Die U.S. Energy Information Administration (EIA) veröffentlicht zu verschiedenen Kraftwerkstypen spezifische Kostenparameter (EIA, 2016). Für die Modellierung wurde ein modernes Kraftwerk ohne CO²⁻Abscheidung angenommen.

(iv) Atomkraftwerke

Das Massachusetts Institute of Technology (MIT) führt in regelmäßigen Abständen Kostenerhebungen von existierenden Kernkraftwerken durch (MIT, 2018). Die durchschnittlichen Ergebnisse der verschiedenen Reaktortypen werden in EgyMOSYS als zukünftige Kosten potenzieller Atomkraftwerke angenommen. Dabei wurden die neben den Investitionskosten anfallenden operativen Kosten je produzierter Energieeinheit berechnet. Im Durchschnitt wurde der Wirkungsgrad mit 43 % angegeben. Eine Stilllegung von Kernkraftwerken ist in vielen Fällen politisch motiviert und hängt stark von der Bauweise des Reaktors ab. Für die Modellierung wird jedoch die wahrscheinliche technische Nutzungsdauer angenommen. Diese beträgt nach heutigem Stand der Technik ca. 40 Jahre (World Nuclear Association, 2019).

Tabelle 2: Modellwährungsparameter konventioneller Kraftwerke

	Investitionskosten	Fixe Kosten	Variable Kosten	Wirkungs-	Lebensdauer
	(US\$/MW)	(US\$/MW)	(US\$/GWh)	grad (%)	(Jahre)
Best. Kraftwerke	-	22.000	20.000	spezifisch	30
GuD HE	1.050.000	22.000	20.000	55	30
GuD LE	750.000	22.000	20.000	45	30
Dieselgeneratoren	160.000	30.000	4.600	35	30
Steinkohlekraftwerk	3.636.000	42.000	46.000	39	40
Atomkraftwerk	4.850.000	-	15.102	43	40

Quelle: (EIA, 2016; Hussein et al., 2016; MIT, 2018; World Nuclear Association, 2019)

4.4.2 Erneuerbare Energien

Die Verfügbarkeit von Technologien der erneuerbaren Energien hängt stark von den Wetterbedingungen ab. Daher wurden für die Modellierung neben den ökonomischen Parametern spezifische Einspeisefaktoren ermittelt.

(i) Windkraftanlagen

Windkraftanlagen werden in verschiedene Typklassen unterteilt. Die Analyse der Standortbedingungen hat ergeben, dass für die meisten Standorte Ägyptens Windkraftanlagen der Typklasse III optimal sind. Als Referenzkraftwerk wird daher die vom Weltmarktführer Vestas vertriebene Windkraftanlage V150 mit einer Leistung von 4,5 MW angenommen (Wiser und Bolinger, 2016). Die Nabenhöhe dieser Anlage variiert zwischen 105 und 166 Metern. Bei der Modellierung wurde eine Nabenhöhe von 145 Metern angenommen. Dabei wurden die Kostenparameter von Hussein et al. (2016) verwendet. Diese gehen von spezifischen Investitionskosten von 1,35 Mio. US\$ pro installiertem Megawatt Peakleistung aus, wobei nur eine geringe Kostensenkung erwartet wird (siehe 2.4). Des Weiteren werden variable Kosten in Höhe von 18.000 US\$ pro erzeugter Gigawattstunde Strom und eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen.

Um den elektrischen Output einer Windkraftanlage möglichst genau abbilden zu können, wurden für jeden Modellierungszeitschritt standortspezifische Kapazitätsfaktoren ermittelt. Die Erhebung erfolgte dabei mit Hilfe des frei verfügbaren Onlinetools "Renewable Ninja" (Staffell und Pfenninger, 2016). Dafür wurden zunächst in QGIS die jeweiligen Mittelpunktkoordinaten der potentiellen Standorte identifiziert. Für diese wurden anschließend die theoretischen stündlichen Einspeisefaktoren der Referenzanlage an diesem Standort für einen Zeitraum von jeweils zehn Jahren (2007-2016) ermittelt. Um aus diesen die stündlichen Einspeisewerte für die Typtage (siehe **4.2**) zu generieren wurde ein Python-Skript erstellt. Die verschiedenen Typkurven wurden nach dem hierarchischen Clusterverfahren

erzeugt, um einem unverhältnismäßig starken Einfluss von Extremwetterereignissen entgegenzuwirken. Der Verlauf der Typtageskurven ist maßgeblich von der Entfernung des Meeres abhängig. Während der Wind in küstennahen Standorten sehr gleichmäßig weht (**Abbildung 21**), treten in den Wüstenstandorten im Landesinneren typische Tag-Nachtschwankungen auf (**Abbildung 22**). Im Basisjahr waren 747 MW an Windkraftleistung installiert.

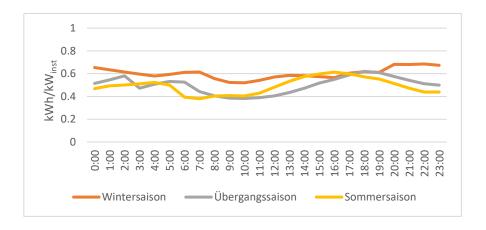


Abbildung 21: Kapazitätsfaktoren Wind Küstengebiete

Quelle: Eigene Darstellung; Staffell and Pfenninger (2016)

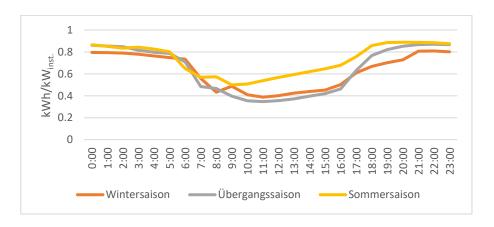


Abbildung 22: Kapazitätsfaktoren Wind Wüstengebiete

Quelle: Eigene Darstellung; Staffell and Pfenninger (2016)

(ii) Photovoltaik-Großanlagen

Wüste macht einen großen Anteil der Fläche Ägyptens aus. Diese Gebiete zeichnen sich durch eine hohe Sonneneinstrahlung aus und sind zudem weder besiedelt noch anderweitig genutzt, was sie zu optimalen Standorten für Photovoltaik-Großanlagen macht. Ein Beispiel für ein solches Kraftwerk ist der Solarpark Benban. Dieser, sich momentan im Bau befindliche Kraftwerkspark, wird mit 1,8 GW installierter Peakleistung zum Zeitpunkt der Fertigstellung die größte zusammenhängende Photovoltaikanlage der Welt sein (New & Renewable Energy Authority Egypt, 2016). In EgyMOSYS wird dieses als Referenzkraftwerk für zukünftige Projekte angenommen. Zur Verbesserung der

Einspeisekapazitäten werden die Photovoltaikpaneele dort einachsig nachgeführt (Willis, 2018). Ausgehend von Investitionskosten in Höhe von 1,35 Mio. US \$ je installierten Megawatt Peakleistung im Jahr 2016 geht Hussein et al. (2016) von einer Kostensenkung bis zum Jahr 2020 auf 1,08 Mio. US\$ und bis zum Jahr 2035 auf 0,79 Mio. US\$ je installierter Megawatt Peakleistung aus. Daraus ergibt sich die in **Abbildung 23** dargestellte Kostenreduktion im Verlauf der Modellierungsperiode.

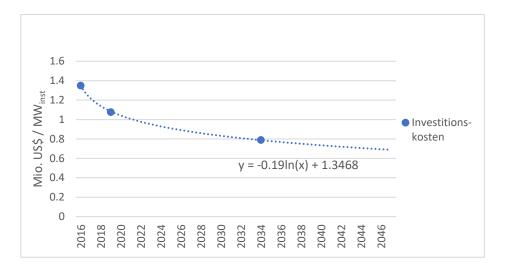


Abbildung 23: Investitionskosten PV

Quelle: Eigene Berechnung; Hussein et al. (2016)

Bei den angenommenen fixen Betriebskosten wird ausgehend von 24.000 US\$ pro installierter Megawatt Peakleistung im Jahr 2016 eine Reduzierung auf 14.000 US\$ im Jahr 2035 angenommen. Die Lebensdauer von Photovoltaik-Großanlagen wird auf 25 Jahre geschätzt (Hussein et al., 2016).

Zur Ermittlung des elektrischen Outputs wurde das vom European Commission Joint Research Centre (JRC) (2019) der Europäischen Kommission im Rahmen des PVGIS Projekts entwickelte Onlinetool genutzt. Mit diesem wurden für die in QGIS identifizierten Standortmittelpunkte die stündlichen theoretischen Einspeisewerte von zehn Jahren (2007-2016) ermittelt. Dabei wurde eine einachsige Nachführung wie bei der Referenzanlage Benban angenommen. Zur Aufbereitung der so gewonnenen Datensätze wurde ein Python-Skript erstellt, mit dem die Kapazitätsfaktoren der saisonalen Typtage für jede volle Stunde ermittelt wurden. Durch die intensivere Strahlung im Süden des Landes (Abbildung 24) können besonders in der Wintersaison höhere Erträge generiert werden als an der Mittelmeerküste (Abbildung 25).

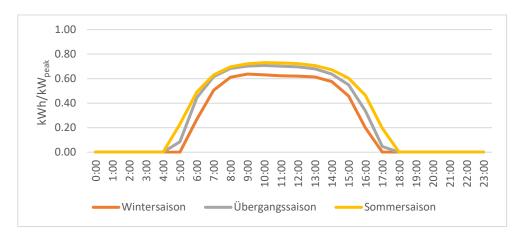


Abbildung 24: Kapazitätsfaktoren PV Südägypten

Quelle: Eigene Darstellung;

JRC (2019)

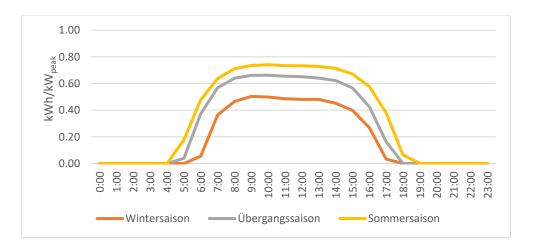


Abbildung 25: Kapazitätsfaktoren PV Nordägypten

Quelle: Eigene Darstellung;

JRC (2019)

(iii) Solarthermische Anlagen

Solarthermische Kraftwerke nutzen die direkte Sonnenstrahlung zur Erzeugung von Wärme, welche anschließend in elektrische Energie umgewandelt wird. Durch die Nutzung eines Zwischenspeichers kann dies zeitlich versetzt geschehen, was gegenüber anderen erneuerbaren Technologien ein großer Vorteil ist. Aufgrund der geringen weltweit installierten Leistung ist die technische Entwicklung aber noch nicht so weit vorangeschritten und somit sind die Kosten noch auf einem relativ hohen Niveau (IRENA, 2018b). Am weitesten verbreitet ist dabei eine Bauweise, die sich aus einem Sonnenkollektor aus Parabolspiegeln und einer Dampfturbine zur Stromerzeugung zusammensetzt (Hussein et al., 2016). Durch eine fortschreitende Entwicklung dieser Technologie gehen Hussein et al. (2016) von einer Kostensenkung von 5,23 Mio. US\$ je installierter Megawatt Leistung im Jahr 2016 auf Kosten unter 4,18 Mio. US\$ je installierter Megawatt Leistung im Jahr 2035 aus. Daraus ergeben sich die in EgyMOSYS verwendeten Investitionskosten wie sie in **Abbildung 26** dargestellt sind.

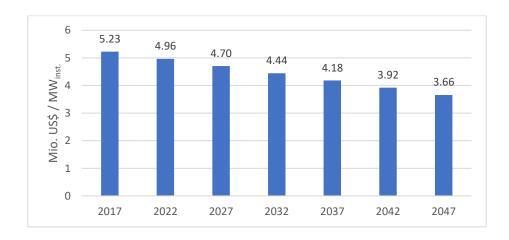


Abbildung 26: Investitionskosten CSP

Quelle: Eigene Darstellung; Hussein et al. (2016)

Im gleichen Verhältnis wird auch das Absinken der fixen Betriebskosten ausgehend von 22.000 US\$ je installierter Megawatt Leistung angenommen. Die variablen Betriebskosten in Höhe von 20.000 US\$ pro generierter Gigawattstunde Strom werden genau wie die fixen Betriebskosten und die Investitionskosten zu 40 % auf den Sonnenkollektor und zu 60 % auf den Generator und Wärmespeicher umgelegt (Gielen, 2012; Hinkley et al., 2011; Kistner, 2016; Pitz-paal, 2015).

Anders als für die Einspeisewerte der Wind- und Photovoltaikanlagen gibt es für CSP-Kraftwerke kein Onlinetool. Bei der Standortberechnung mit Hilfe von MapRE (siehe 4.3) wurde sowohl die standortspezifische Maximalkapazität wie auch der zu erwartende elektrische Jahresoutput ermittelt. Dieser wurde anhand der für die Wärmeerzeugung relevanten direkten Sonneneinstrahlung über ein gesamtes Jahr verteilt. Die Daten wurden ebenfalls mit Hilfe des Onlinetools des JRC der Europäischen Kommission für die jeweiligen Standortmittelpunkte ermittelt und umfassen zehn Jahre (2007-2016) in stündlicher Auflösung. Analog zu den anderen erneuerbaren Technologien wurden die jeweiligen Kurvenverläufe der Typtage mit einem Python-Skript erstellt. Bei diesen Werten handelt es sich also nicht um die realen Einspeisewerte, sondern um die Verteilung des durch MapRE ermittelten

Jahresoutputs. Da sie jedoch von dem Modell wie Kapazitätsfaktoren verwendet werden, wurden diese Werte halbiert, um einer nicht realen Begrenzung durch das Modell vorzubeugen. Aus einer Wärmeeinheit können dem entsprechend zwei Gigawattstunden Elektrizität generiert werden. (siehe 3.3.2; Abbildung 11).

Momentan gibt es noch keine nennenswerten CSP-Kraftwerke in Ägypten. Eine 20-MW-Anlage wird als Hybridkraftwerk in Verbindung mit einem Gaskraftwerk in Kuriemat genutzt. Die aus der Sonnenstrahlung gewonnene Energie kann dabei jedoch nicht den Eigenbedarf des Kraftwerkes decken und wurde daher nicht bei der Modellierung in EgyMOSY berücksichtigt (EEHC, 2019).

Für die potentiellen neuen erneuerbaren Kraftwerke wurden die in **Tabelle 3** aufgezeigten Parameter verwendet.

Tabelle 3: Modellierungsparameter erneuerbare Kraftwerkstechnologien

	Investitionskosten	Fixe Kosten	Variable Kosten	Lebensdauer
	(US\$/MW)	(US\$/MW)	(US\$/GWh)	(Jahre)
Windkraftanlage	1.350.000	0	18.000	20
PV Großanlage	1.350.000	24.000	0	25
(Basisjahr)	5.005 .000	22 000	• • • • • •	20
CSP gesamt (Basisjahr)	5.225.000	22.000	20.000	30

Quelle: Hussein et al. (2016)

(iv) Wasserkraftwerke

Es gibt derzeit sechs Wasserkraftwerke in Ägypten. Sie befinden sich alle im südlichen Teil des Landes und werden vom Nilwasser gespeist. Die mit Abstand größte Erzeugungsleistung hat dabei der "High Dam" mit einer Kapazität von 2.100 MW. Da die überwiegende Stromgewinnung aus aufgestauten Wassermassen besteht, werden diese bei der Modellierung als flexibel einsetzbare Kraftwerke betrachtet. Für die Modellierung wird ein Einspeisemaximum auf Grundlage von historischen Werten festgelegt (**Tabelle 4**). Lediglich für das neuste Wasserkraftwerk "Assiut" liegen keine historischen Daten vor, da es erst im Juni 2018 ans Netz gegangen ist. Mit einer Leistung von lediglich 30,7 MW hat es keinen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung des Elektrizitätssektors in Ägypten und wurde daher in der Modellierung nicht berücksichtigt (EEHC, 2019). Das Wasserkraftpotential ist in Ägypten weitestgehend ausgeschöpft und ein weiterer Ausbau im Modell nicht vorgesehen (Ahmed, 2014).

Tabelle 4: Jahresoutput der Wasserkraftwerke

	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	Modellierung
	(GWh)						
High Dam	9.113	9.304	9.805	9.484	8.859	8.747	9.219
Aswan Dam I	1.502	1.559	1.543	1.578	1.489	1.403	1.512
Aswan Dam II	1.596	1.503	1.567	1.523	1.547	1.608	1.557
Esna	473	535	459	507	501	482	493
Naga Hamadi	437	451	448	453	454	453	449

Quelle: EEHC (2019)

4.4.3 Übertragungsleitungen

Der Ausbau von möglichen Übertragungskapazitäten ist in EgyMOSYS stark vereinfacht. So werden, wie unter 3.1 beschrieben, die Übertragungsentfernungen und verschiedenen Lastzentren innerhalb einer Teilregion nach dem Prinzip der Kupferplatte nicht beachtet und der Handel mit den Nachbarländern aufgrund des geringen Handelsvolumens nicht berücksichtigt. Auf Basis von Geodaten des aktuellen Übertragungsnetzes wurden die Leitungsentfernungen zwischen existierenden Umspannstationen ermittelt und als Grundlage für einen möglichen Netzausbau verwendet (World Bank, 2017). Dabei kann es vorkommen, dass eine Teilregion von einer Leitung durchkreuzt wird, ohne selbst durch eine Umspannstation daran beteiligt zu sein. Den bestehenden Verbindungen wurden mögliche Leitungen zwischen den Gebieten El Beheira und Nord Delta sowie Canal und Upper Egypt hinzugefügt (Abbildung 27).

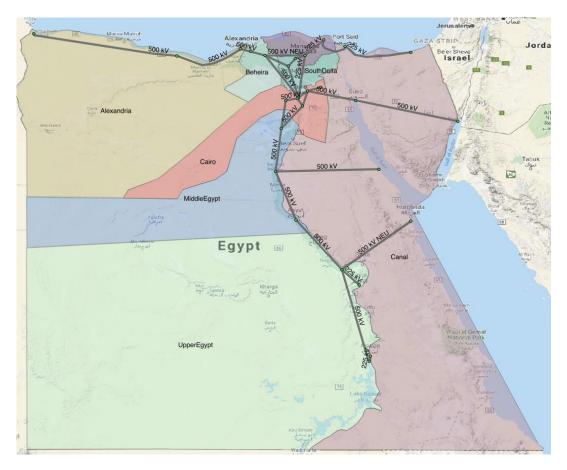


Abbildung 27: Übertragungsnetz Ägypten

Quelle: Eigene Darstellung; World Bank (2017)

Übertragungskapazitäten existierender Leitungen sowie die Kosten für mögliche neue Verbindungen wurden mit Hilfe eines frei zugänglichen Ausbautools von Pletka et al. (2014) ermittelt. Als Grundlage wurden die Kosten einer 500 kV-Einzelleitung in Wüstengebieten mit einer Übertragungsleistung von maximal 1.500 MW verwendet. Die Kosten jeder Leitung setzen sich dabei aus je zwei Umspannstationen, sowie dem Leitungsausbau in Abhängigkeit der Entfernung zusammen (siehe **Tabelle 5**). Da das Modell als lineares Optimierungsmodell formuliert ist, ist ein Ausbau in beliebig kleinen Kapazitätseinheiten möglich.

Tabelle 5: Kennwerte der Übertragungsleitungen

Leitung	Ursprungskapazität	Entfernung	Investitionskosten
	(MW)	(Meilen)	(US\$/ MW)
Alexandria – El Beheira	1.500	142	240.000
El Beheira – North Delta	0	60	110.500
El Beheira – South Delta	400	38	75.800
El Behira – Cairo	1.500	80	142.100
North Delta – South Delta	400	73	131.100
North Delta - Canal	800	130	221.000
North Delta – Cairo	400	65	118.400
South Delta – Cairo	400	50	94.700
Canal – Cairo	1.500	90	157.900
Canal – Middle Egypt	1.500	155	260.500
Canal – Upper Egypt	0	125	213.100
Cairo – Middle Egypt	3.000	125	213.100
Middle Egypt – Upper Egypt	3.000	325	528.900

Quelle: Eigene Berechnung; Pletka et al. (2014); World Bank (2017)

Für die Modellierung werden die durchschnittlichen Übertragungsverluste der letzten fünf Jahre angenommen. Zwischen 2014 und 2019 betrugen diese 4,35 %.

5 Szenarien

Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen Variablen der einzelnen Szenarien erläutert. Es wurden für drei Nachfrageentwicklungen jeweils ein hohes und ein niedriges Preisniveau für die Energieträger sowie ein freier und ein begrenzter Anteil der erneuerbaren Energien im Strommix untersucht. Wie in **Tabelle 6** aufgeführt, wurden somit insgesamt zwölf Szenarien betrachtet.

Tabelle 6: Überblick Szenarien

Nachfrage	Rohstoffkosten	Ausbau EE	Nr.
mäßiger	Niedrig	Frei	1
Nachfrageanstieg	Niedrig	Gedeckelt	2
	Hoch	Frei	3
	Hoch	Gedeckelt	4
Basisszenario	Niedrig	Frei	5
	Niedrig	Gedeckelt	6
	Hoch	Frei	7
	Hoch	Gedeckelt	8
starker	Niedrig	Frei	9
Nachfrageanstieg	Niedrig	Gedeckelt	10
	Hoch	Frei	11
	Hoch	Gedeckelt	12

Quelle: Eigene Darstellung

5.1 Nachfrageentwicklung

Der Bedarf an elektrischer Energie ist in Ägypten stetig gewachsen. Dies lässt sich zum einen auf eine stark wachsende Bevölkerung und zum anderen auf das steigende Pro-Kopf Einkommen zurückführen (United Nations, Department of Economic and Social Affairs, 2019; World Bank, 2019). Die zukünftige Entwicklung spielt für eine Abbildung des Kapazitätsausbaus eine grundlegende Rolle, ist aber nicht eindeutig bestimmbar. Zur Abschätzung der Wachstumskurve werden dabei in der Literatur unterschiedliche Methoden angewandt. Die IRENA geht in dem "Renewable Energy Outlook: Egypt" (IRENA, 2018a) von einer vollständigen Korrelation von Wirtschaftswachstum und Energienachfrage aus. Dabei wird ein stabiles Wachstum von 4 % pro Jahr angenommen. Dies würde einer Nachfragesteigerung bis zum Jahr 2040 auf ca. 434 TWh entsprechen.

Betrachtet man jedoch als Basis die durchschnittliche Konsumsteigerung der letzten Jahre, so steigt die Nachfrage um ca. 7,4 % pro Jahr, was einer Gesamtnachfrage von ca. 940 TWh entspricht. Toktarova et al. (2019) haben in ihrer statistischen Analyse Wachstumsmuster auf Grundlage von bisheriger Nachfrage, Spitzenlastprofilen und Pro-Kopf-Einkommen für jedes Land der Erde erstellt. Speziell für Ägypten prognostizieren sie einen sehr starken Anstieg des Verbrauchs auf bis zu 1.525 TWh im Jahr 2042. Für die Modellierung der Szenarien in EgyMOSYS wird die Prognose von Toktarova et al. (2019) als Maximalszenario und die Prognose der IRENA als Minimalszenario angenommen. Der Durchschnitt aller oben genannten Prognosen bildet das Basisszenario ab. Demnach steigt die Nachfrage bis zum Jahr 2042 auf 920 TWh. Durch die sehr unterschiedlich verlaufenden Nachfragesteigerungen wird ein großes Spektrum untersucht (Abbildung 28).

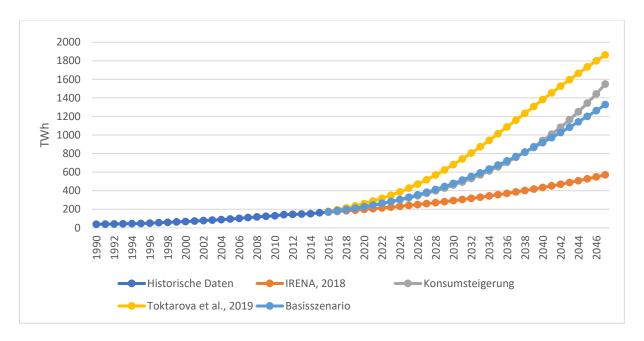


Abbildung 28: Nachfrageentwicklungen

Quelle: Eigene Darstellung; IRENA (2018a); Toktarova et al. (2019)

5.2 Rohstoffpreise

Um den Einfluss von Rohstoffkostenänderungen zu analysieren, werden für die Energieträger zwei Szenarien betrachtet. Ein Szenario betrachtet dabei ein niedriges Preisniveau aller Energieträger und ein anderes ein hohes Preisniveau.

5.2.1 Erdgas

Als wichtigster Energieträger im aktuellen Strommarkt kann Erdgas momentan nur in sehr geringem Maß substituiert werden. Bereitstellungskosten haben somit einen direkten Einfluss auf die Gesamtkosten. Zusätzlich ist die Regierung bestrebt, die Subventionen für Erdgas möglichst zügig zu reduzieren. Daher wird auch für das Niedrigszenario zunächst von steigenden Kosten aufgrund des Subventionsabbaus ausgegangen. Da Ägypten in der Vergangenheit sehr viel Erdgas exportiert hat, besteht zu einigen Ländern ein gut ausgebautes Pipelinesystem. Durch dieses ist das Land in der Lage sehr günstiges Gas aus neu erschlossenen Feldern von dem Nachbarland Israel zu beziehen. Entsprechend wurden 2018 Verträge über die Lieferung von 64 Mrd. Kubikmetern unterzeichnet und 2019 noch einmal auf ein Gesamtvolumen von 85 Mrd. Kubikmetern erweitert (Cohen and Rabinovitch, 2018; Rabinovitch and Cohen, 2019). Der Bezugspreis von 0,23 US\$/m³ entspricht, bei einem durchschnittlichem Brennwert des ägyptischen Erdgases von 1.041 BTU/ft³ einem Preis von ca. 0,021 US\$/kWh_{thermisch} (Egyptian Natural Gas Holding Company, 2018). Im Niedrigszenario wird angenommen, dass Ägypten langfristig Erdgas zu diesem Preis aus eigenen oder fremden Quellen beziehen kann. Lediglich im Basisjahr wird ein subventionierter Preis von 0,019 US\$/kWh_{thermisch} angenommen (Hussein et al., 2016).

Durch den Eigenverbrauch der zur Verfügung stehenden Ressourcen sind die ehemals wichtigen Einnahmequellen durch den Gasexport weitestgehend weggefallen. Die Weltbank hat in einer Analyse daher die ökonomischen Kosten für den Konsum von Erdgas anhand von Exportausfällen berechnet (World Bank, 2014). Dieser ökonomische Preis von 0,036 US\$/kWh_{thermisch} wird für das Hochpreisszenario angenommen (**Abbildung 29**).

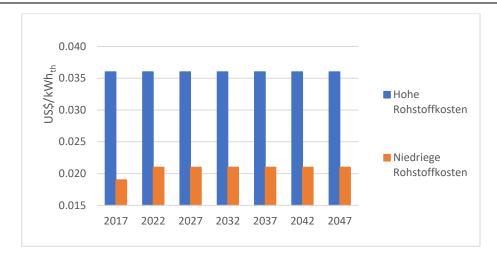


Abbildung 29: Preisszenarien Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung; Hussein et al. (2016); World Bank, (2014)

5.2.2 Diesel

Auf dem Weltmarkt hängt der Preis für Diesel stark mit dem Preis für Rohöl zusammen. Eine Prognose ist aufgrund der vielen Einflussfaktoren daher sehr unsicher. Fest steht jedoch, dass es in Ägypten anders als in der Vergangenheit keine Subventionen mehr geben soll. Im Juli 2019 wurden sämtliche Subventionen für Diesel (im Verkehrssektor) fallen gelassen. Der neue Preis von 6,75 ägyptischen Pfund entspricht dabei 0,42 US\$ pro Liter bzw. 0,043 US\$/kWh_{thermisch} (Mohamed Hanan, 2019) (Wechselkurs 25.09.2019) Im Basisjahr 2017 betrug der subventionierte Dieselpreis für den Energiesektor 0,018 US\$/kWh_{thermisch}. (Hussein et al., 2016). Für das Niedrigszenario wird von einem Subventionsabbau bis zur dritten Modellierungsperiode mit anschließend gleichbleibendem Preisniveau ausgegangen. Das Hochpreisszenario geht von einer gleichmäßigen Steigerung des Preises aufgrund einer neu eingeführten Steuer aus (**Abbildung 30**). Dabei gleicht sich der Preis innerhalb des Modellierungszeitraumes dem weltweiten Durchschnittsniveau für Diesel (inklusive Steuern) von 0,103 US\$/kWh_{thermisch} an (IEA, 2019).

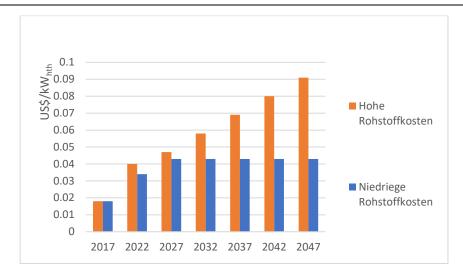


Abbildung 30: Preisszenarien Diesel

Quelle: Eigene Darstellung; Hussein et al., (2016); IEA (2019)

5.2.3 Kohle

Da Ägypten selbst über keine relevanten Kohlevorkommen verfügt, wäre es vollständig auf Importe angewiesen (EIA, 2017; Shaaban et al., 2018). Als Grundlage werden daher die Weltmarktpreise für Steinkohle verwendet. Dabei wird der langfristige Wachstumstrend als Referenz für das Hochpreisszenario und eine Fortschreibung des kurzfristigen Trends (fünf Jahre) als Referenz für das Niedrigpreisszenario angenommen. Innerhalb des Modellierungszeitraumes steigt der Preis somit auf 0,023 US\$/kWh_{thermisch} bzw. sinkt auf ein Preisniveau von 0,011 US\$/kWh_{thermisch} (Abbildung 31).

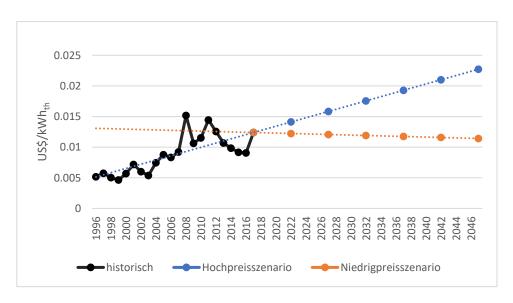


Abbildung 31: Preisszenarien Kohle

Quelle: Eigene Darstellung; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019)

5.2.4 Uran

Die Kosten für den Rohstoff Uran machen nur einen sehr kleinen Teil der Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken aus. Für Aufbereitung des Urans sowie die Herstellung von Brennstäben fallen ca. 0,0062 US\$/kWh_{thermisch} an (MIT, 2018). Da dieser Preis anders als bei den anderen Rohstoffen hauptsächlich durch die Kosten der technischen Anlagen entsteht und Preisänderungen des Rohstoffs einen zu geringen Einfluss auf die Gesamtkosten haben, wird für Uran in beiden Szenarien dieser Preis als konstant angenommen.

5.3 Begrenzung des erneuerbaren Anteils am Gesamtstrommix

Die sehr günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien in Ägypten können aus modelltheoretischer Sicht zu einem schnellen und massiven Ausbau dieser Technologien führen. Durch die Wetterabhängigkeit ist deren Einsatz jedoch nur in Grenzen planbar. Die damit einhergehenden Herausforderungen an Flexibilität der anderen Kraftwerke, Versorgungssicherheit während Dunkelflauten oder Frequenzstabilitäten des Netzes werden jedoch von EgyMOSYS nicht berücksichtigt. Bei der Untersuchung werden daher zwei verschiedene Fälle betrachtet:

- Der theoretisch und ökonomisch optimale Kapazitätsausbau ohne Begrenzung von Strom aus erneuerbaren Kraftwerkstechnologien
- Ein Kapazitätsausbau mit einer Begrenzung des erneuerbaren Anteils am Gesamtstrommix entsprechend eines formulierten Zielpfades.

Als Referenzausbaupfad werden die formulierten Ausbauziele der Regierung für die Jahre 2022 und 2035 angenommen (NREA, 2018). Für jede Modellierungsperiode ergibt sich damit eine Steigerung von 7 % (**Abbildung 32**). Lediglich in den ersten Jahren nach dem Basisjahr ist ein stärkerer Ausbau möglich.

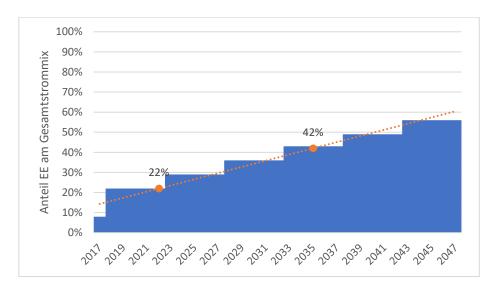


Abbildung 32: Szenario gedeckelter EE-Ausbau

Quelle: Eigene Darstellung; NREA (2018)

6 Ergebnisse

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die Modellergebnisse der verschiedenen Szenarien. Dabei werden zunächst allgemeine und landesweite Tendenzen aufgezeigt. Anschließend wird auf den Ausbau an den spezifischen Standorten innerhalb der Teilregionen und den Übertragungen zwischen den verschiedenen Teilregionen eingegangen. Zusätzlich zu den Szenarien werden die Auswirkungen von solarthermischen Kraftwerken (CSP) betrachtet.

6.1 Allgemein

Die Modellierung zeigt deutlich, dass sowohl Wind- als auch Photovoltaikkraftwerke in Zukunft eine bedeutende Rolle in der Stromversorgung des Landes spielen können. So haben beide Technologien in allen Szenarien einen hohen Anteil am kostenoptimierten Kraftwerkspark. Bei einem unbegrenzten Anteil an erneuerbaren Energien decken diese beiden Technologien fast vollständig die steigende Nachfrage ab. Im Falle eines begrenzten Anteils der erneuerbaren Energien wird aufseiten der konventionellen Kraftwerke bei niedrigen Kosten weiterhin auf den Energieträger Erdgas gesetzt und bei hohen Energieträgerkosten lohnt sich aus ökonomischer Sicht ein Zubau von Atomkraftwerken. Zur Abdeckung von Lastspitzen kommt es zudem zum Einsatz von Dieselgeneratoren. Kohlekraftwerke, sowie solarthermische Anlagen kommen in keinem der untersuchten Szenarien zum Einsatz.

Der Umfang des Kapazitätsausbaus bis zum Jahr 2042 hängt maßgeblich von der angenommenen Nachfragesteigerung und dem Anteil an erneuerbaren Kapazitäten am Kraftwerkspark ab. Ein mäßiger Nachfrageanstieg auf 470 TWh im Jahr 2042 führt zu einer benötigten Kraftwerkskapazität von ca. 130 GW bei unbegrenztem EE-Anteil und 110 GW bei begrenztem erneuerbarem Anteil, sowohl bei niedrigen wie auch bei hohen Energieträgerkosten (**Abbildung 33**).

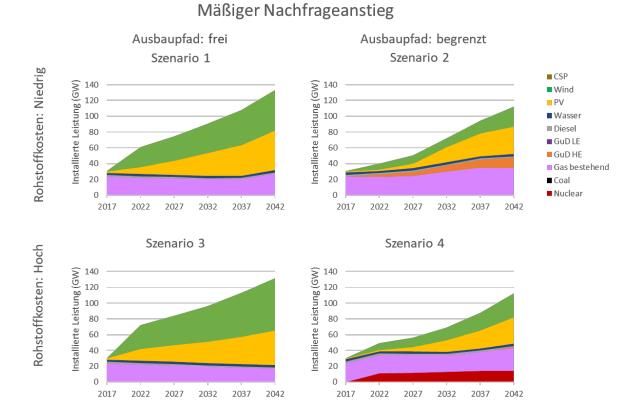


Abbildung 33: Ergebnisse mäßiger Nachfrageanstieg Quelle: Eigene Darstellung

Durch einen stärkeren Nachfrageanstieg im Basisszenario auf 1.026 TWh im Jahr 2042 wird der Kraftwerkspark bei einem unbegrenzten EE-Anteil und niedrigen Energieträgerkosten auf 275 GW und bei hohen Energieträgerkosten auf 284 GW erweitert. Eine Begrenzung des EE-Anteils reduziert die installierten Kraftwerkskapazitäten bei niedrigen Energieträgerkosten auf 216 GW und bei hohen Energieträgerkosten auf 221 GW (Abbildung 34).

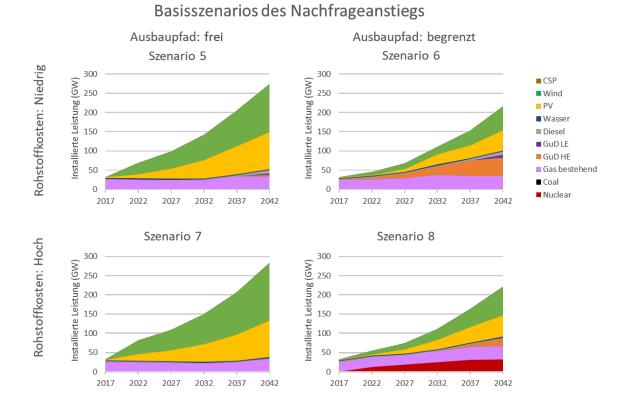
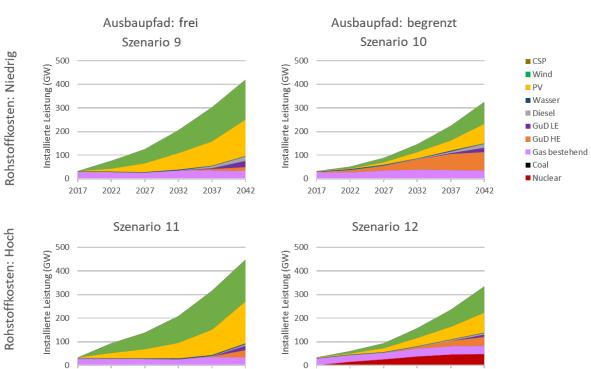


Abbildung 34: Ergebnisse Nachfrageanstieg Basisszenario Quelle: Eigene Darstellung

Wird ein starker Nachfrageanstieg auf bis zu 1.525 TWh bis zum Jahr 2042 angenommen, so beträgt die Gesamtkapazität des optimierten Kraftwerkparks ohne EE-Begrenzung und niedrigen Energieträgerkosten 419 GW und bei hohen Energieträgerkosten 447 GW. Durch eine EE-Begrenzung wird die Gesamtkapazität deutlich reduziert. So beträgt diese 326 GW bei niedrigen und 334 GW bei hohen Energieträgerkosten (**Abbildung 35**).



Starker Nachfrageanstieg

Abbildung 35: Ergebnisse starker Nachfrageanstieg

2032

2037

2017

2022

2027

Quelle: Eigene Darstellung

2042

2027

2032

2037

Die Betrachtung des Strommixes zu den einzelnen Stunden der verschiedenen Typtage verdeutlicht, unter welchen Bedingungen die verschiedenen Technologien eingesetzt werden (siehe **Appendix C**). Im Winter ist eine kostenoptimale Versorgung durch die geringere Nachfrage fast vollständig aus erneuerbaren Energien möglich (**Abbildung 36**). Begrenzt man jedoch deren Ausbau, wird die Versorgungslücke bei günstigen Energieträgern mit dem Einsatz von hocheffizienten GuD-Kraftwerken (**Abbildung 37**) und im Fall von teuren Energieträgern durch Atomkraftwerke geschlossen (**Abbildung 38**).

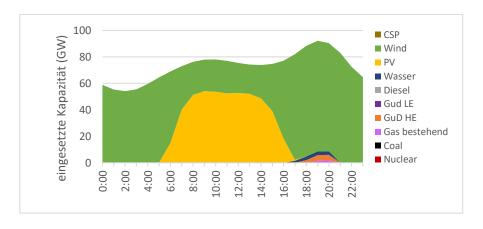


Abbildung 36: Strommix Winter; ohne EE-Begrenzung (Szenario 5)

Quelle: Eigene Darstellung

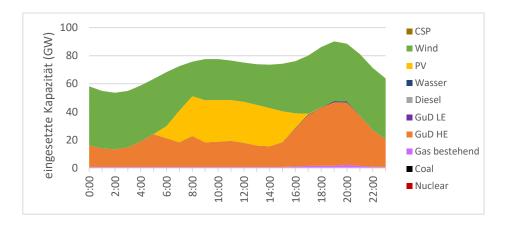


Abbildung 37: Strommix Winter; mit EE-Begrenzung und Quelle: Eigene Darstellung niedrigen Energieträgerkosten (Szenario 6)

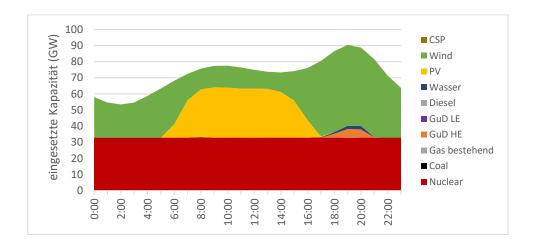


Abbildung 38: Strommix Winter; mit EE-Begrenzung und Quelle: Eigene Darstellung hohen Energieträgerkosten (Szenario 8)

Im Sommer ist die Nachfrage deutlich höher. Diese Nachfragesteigerung wird bei einem unbegrenzten Ausbau vor allem durch bestehende erdgasbasierte Kraftwerke gedeckt (**Abbildung 39**). Zusätzlich kommt es zum Einsatz von neuen hocheffizienten (GuD HE) und neuen günstigeren (GuD LE) GuD-Kraftwerken. Eine Begrenzung des EE-Anteils am Gesamtstrommix wird bei niedrigen Energieträgerkosten durch GuD-Kraftwerke (**Abbildung 40**) und bei hohen Energieträgerkosten durch Atomkraftwerke ausgeglichen (**Abbildung 41**).

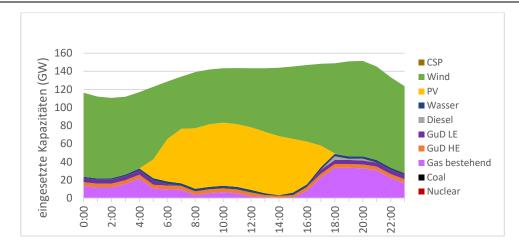


Abbildung 39: Strommix Sommer; ohne EE-Begrenzung (Szenario 5)

Quelle: Eigene Darstellung

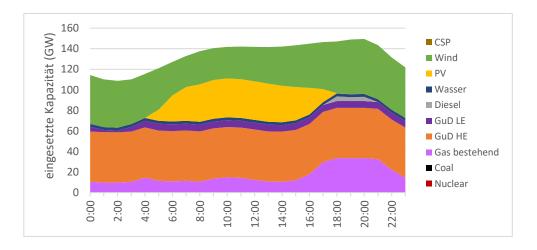


Abbildung 40: Strommix Sommer; mit EE-Begrenzung und niedrigen Energieträgerkosten (Szenario 6)

Quelle: Eigene Darstellung

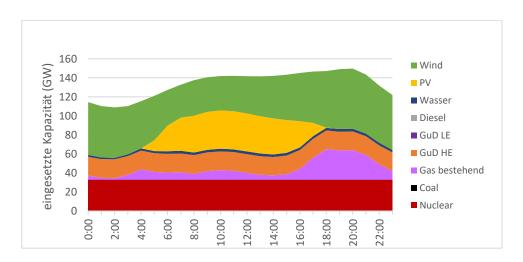


Abbildung 41: Strommix Sommer; mit EE-Begrenzung und hohen Energieträgerkosten (Szenario 8)

Quelle: Eigene Darstellung

Der Einsatz von Dieselgeneratoren erfolgt nur zur Abdeckung von Lastspitzen und ist stark von den Dieselpreisen abhängig. Für das Jahr 2042 ergeben sich somit, bei einer angenommenen Nachfragesteigerung entsprechend dem Basisszenario, jährliche Volllaststunden von 72 h (Szenario 7) bis maximal 365 h (Szenario 6).

Eine Begrenzung des EE-Stromanteils führt zu deutlich höheren Gesamtkosten. In den Szenarien mit niedrigen Rohstoffkosten fallen für die erneuerbaren Energien deutlich höhere Investitionskosten an, es werden langfristig jedoch Rohstoffkosten gespart. Für das Basisszenario der Nachfragesteigerung entstehen so insgesamt ca. 66,5 Mrd. US\$ an zusätzlichen Kosten während des Betrachtungszeitraumes (**Abbildung 42**). Dies entspricht durchschnittlichen Mehrausgaben von 2,66 Mrd. US\$ pro Jahr. Bei einem mäßigen Anstieg der Nachfrage fallen mit 67 Mrd. US\$ ähnliche Mehrkosten an und bei einem starken Nachfrageanstieg vergrößert sich die Differenz auf 74 Mrd. US\$.

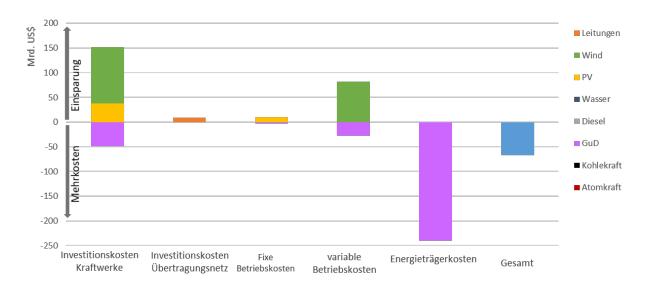


Abbildung 42: Mehrkosten durch EE Begrenzung bei Quelle: Eigene Darstellung niedrigen Energieträgerkosten

In den Szenarien mit hohen Rohstoffkosten fallen durch den Ausbau der Atomkraftwerkskapazitäten bei einer Begrenzung des EE-Anteils am Strommix ähnlich hohe Investitionskosten an. Langfristig entstehen so im Basisszenario Mehrkosten von ca. 175 Mrd. US\$ bzw. 7 Mrd. US\$ jährlich (Abbildung 43). Bei einem mäßigen Nachfrageanstieg beträgt die Kostendifferenz ca. 107 Mrd. US\$ und bei einem starken Nachfrageanstieg 225,5 Mrd. US\$.

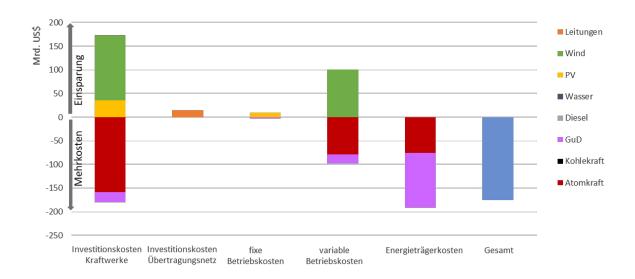


Abbildung 43: Mehrkosten durch EE Begrenzung bei hohen Energieträgerkosten

Quelle: Eigene Darstellung

6.2 Ortsspezifisch

Im folgenden Abschnitt wird genauer auf die geografische Lage der Kapazitätsausbauten innerhalb des Betrachtungszeitraumes durch das Modell eingegangen. So werden für die erneuerbaren Technologien die verwendeten Standorte, für die konventionellen Kraftwerke die Teilgebiete sowie für das Übertragungsnetz die auszubauenden Leitungen aufgezeigt.

6.2.1 Freier Kapazitätsausbau

In den Szenarien ohne Begrenzung des erneuerbaren Stromanteils werden Windkraft- und Photovoltaikanlagen stark ausgebaut. Die Anzahl der zu erschließenden Standorte während des Betrachtungszeitraumes hängt stark von der Entwicklung der Nachfrage ab. Eine Verteuerung der Energieträgerkosten führt dabei zu einer leichten Zunahme der zu erschließenden Standorte, obwohl in einigen Fällen die absolute installierte Leistung abnimmt. Dies liegt an einer größeren Diversifizierung der Standorte, welche in einigen Fällen nur teilweise erschlossen werden. **Abbildung 44** zeigt die während des Betrachtungszeitraumes ausgebauten Wind- und PV-Standorte bei einem mäßigen Nachfrageanstieg. Dabei werden vor allem die der Teilregion "Cairo" zugehörigen Standorte genutzt. Insgesamt werden bei niedrigen Energieträgerkosten 51 GW Wind- und 50 GW PV-Kapazitäten und bei hohen Energieträgerkosten 66 GW Wind- und 44 GW PV-Kapazitäten installiert.

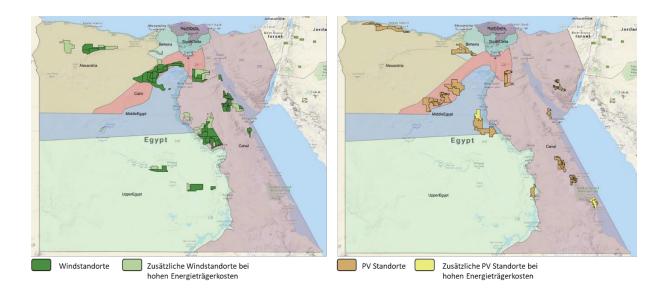


Abbildung 44: Wind- und PV-Standorte bei mäßigem Nachfrageanstieg ohne EE Begrenzung

Für das Basisszenario des Nachfrageanstiegs kommen innerhalb des Betrachtungszeitraumes weitere Standorte hinzu, sodass insgesamt die in **Abbildung 45** dargestellten Standorte verwendet werden. Insgesamt werden so 125 GW an Wind- und 96 GW an PV-Kapazitäten bei niedrigen Energieträgerkosten und 150 GW Wind- und ebenfalls 96 GW an PV-Kapazitäten ausgebaut.

Quelle: Eigene Darstellung

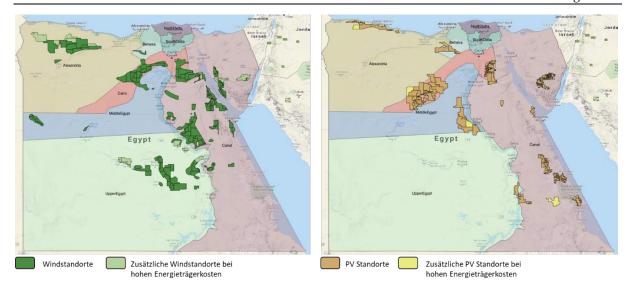


Abbildung 45: Wind- und PV-Standorte bei Quelle: Eigene Darstellung Basisnachfrageanstieg ohne EE Begrenzung

Der stärkste Ausbau an EE-Kapazitäten erfolgt, wie in **Abbildung 46** dargestellt, bei einem starken Nachfrageanstieg. Dabei werden bei niedrigen Energieträgerkosten insgesamt 196 GW Wind- und 153 GW PV-Kapazitäten und bei hohen Energieträgerkosten 177 GW Wind- und 178 GW PV-Kapazitäten errichtet.

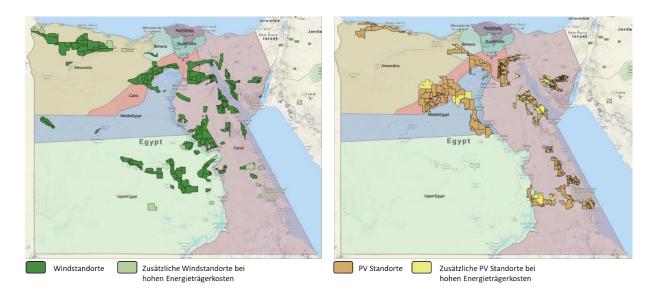


Abbildung 46: Wind- und PV-Standorte bei starkem Quelle: Eigene Darstellung Nachfrageanstieg ohne EE Begrenzung

Während die Windkraft relativ gleichmäßig im ganzen Land genutzt wird, werden Standorte für Photovoltaikanlagen tendenziell eher im Norden des Landes erschlossen. Obwohl die Standorte im Süden einen höheren Ertrag bringen. So erreichen manche Photovoltaikanlagen im Süden (Standort FV) mit insgesamt 2.465 Volllaststunden fast 200 Volllaststunden mehr als ein PV Kraftwerk an der

Mittelmeerküste (Standort BD- siehe **Appendix B**). Durch die Nähe zu den Lastzentren im Nildelta lohnt es sich aber die etwas ungünstigeren Standorte zu erschließen und somit Übertragungsverluste und Leitungskosten zu vermeiden. Zusätzlich zu den erneuerbaren Energien werden in einigen Fällen auch konventionelle Kraftwerke in ausgewählten Teilregionen errichtet. Diese werden insbesondere zur Lastspitzenabdeckung oder in Regionen ausgebaut, wo das Potential der betrachteten erneuerbaren Technologien gering oder nicht vorhanden ist. Wie in **Abbildung 47** dargestellt kann der Bedarf an konventionellen Kraftwerken bei einem mäßigen Nachfrageanstieg durch den bestehenden Kraftwerkspark abgedeckt werden.

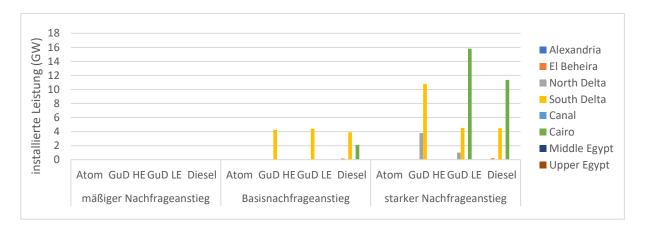


Abbildung 47: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten; Quelle: Eigene ohne EE-Begrenzung und mit niedrigen Energieträgerkosten Darstellung (Szenario 1, 5 & 9)

Durch hohe Energieträgerkosten sorgen vor allem die zusätzlichen Windkraftkapazitäten für einen geringeren Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Somit werden, wie in **Abbildung 48** dargestellt, auch im Basisszenario des Nachfrageanstiegs keine zusätzlichen konventionellen Kraftwerke benötigt.

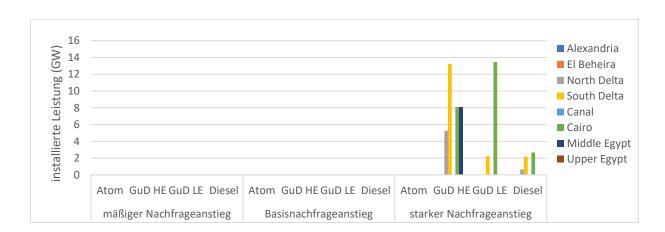


Abbildung 48: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten; ohne EE-Begrenzung und mit hohen Energieträgerkosten (Szenario 3, 7 & 11)

Quelle: Eigene Darstellung Durch die Verlagerung von Erzeugungseinheiten in die von den Ballungszentren entfernten Gebiete kommt es in einigen Regionen zu einer großen Erzeugungslücke, welche durch eine Überproduktion in anderen Teilregionen gedeckt werden muss. Es entstehen demnach Import- und Exportregionen. Durch hohe Energieträgerkosten wird dieses Ungleichgewicht weiter verstärkt. Insbesondere in den Regionen "Alexandria", "Canal" und "Upper Egypt" werden deutlich mehr Energieeinheiten generiert, als für den Eigenbedarf benötigt wird. **Tabelle 7** zeigt die ausgetauschten Energiemengen der einzelnen Regionen in einem Jahr der sechsten Modellierungsperiode (2038-2042) bei einer Nachfragesteigerung entsprechend dem Basisszenario und niedrigen Energieträgerkosten.

Tabelle 7: Energieaustausch zwischen den Regionen bei niedrigen Energieträgerkosten und ohne EE Begrenzung im Jahr 2042

	Export (GWh)	Import (GWh)	Saldo (GWh)
Alexandria	30.651	0	30.651
El Beheira	2.417	33.682	-31.265
North Delta	2.481	74.846	-72.365
South Delta	131	42.487	-42.356
Canal	155.737	40.911	114.826
Cairo	52.299	84.966	-32.668
Middle Egypt	374	34.477	-34.104
Upper Egypt	67.427	148	67.280
Summe	311.517	311.517	0

Quelle: Eigene Berechnung

Die erwähnten zusätzlichen Windkraftkapazitäten sowie die damit einhergehende Reduzierung von konventionellen Kraftwerken führt, wie in **Tabelle 8** dargestellt, im Basisszenario der Nachfrage zu einer Verstärkung des Ungleichgewichts.

Tabelle 8: Energieaustausch zwischen den Regionen bei hohen Energieträgerkosten und ohne EE Begrenzung im Jahr 2042

	Export (GWh)	Import (GWh)	Saldo (GWh)
Aelxandria	68.748	0	68.748
El Beheira	31.574	70.008	-38.434
North Delta	2.641	78.678	-76.037
South Delta	92	80.131	-80.038
Canal	174.460	45.245	129.215
Cairo	52.280	97.217	-44.937
Middle Egypt	1.401	46.790	-45.389
Upper Egypt	86.872	0	86.872
Summe	418.068	418.068	0

Quelle: Eigene Berechnung

Dieser Austausch an Energie ist nur durch einen massiven Ausbau des Übertragungsnetzes möglich. Bei einer Steigerung der Nachfrage entsprechend dem Basisszenario werden die Übertragungsleitungen im Falle von niedrigen Energieträgerkosten, wie in **Abbildung 49** dargestellt, erweitert.

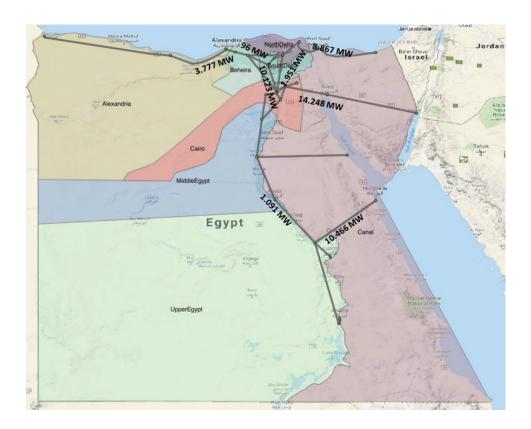


Abbildung 49: Zusätzliche Kapazitäten des Übertragungsnetzes Quelle: Eigene bis 2042 (Szenario 5) Darstellung

Durch das verstärkte Gefälle zwischen den Teilregionen bei hohen Energieträgerkosten werden für einige Verbindungen deutlich stärkere Kapazitätszuwächse der Übertragungsleitungen benötigt (Abbildung 50).

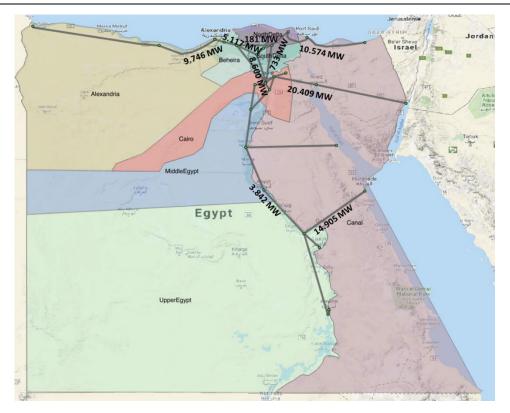


Abbildung 50: Zusätzliche Kapazitäten des Übertragungsnetzes

Darstellung

Darstellung

Bei den Szenarien mit mäßigem oder starkem Nachfrageanstieg fällt der Netzausbau entsprechend geringer bzw. stärker aus (siehe **Appendix D**)

6.2.2 Begrenzter Ausbau der erneuerbaren Energien

Durch eine Begrenzung des erneuerbaren Stromanteils werden deutlich weniger Standorte für erneuerbare Energien erschlossen. Eine Verteuerung der Energieträger führt dabei ebenfalls zu mehr genutzten Standorten. Bei einem mäßigen Nachfrageanstieg werden bis zum Jahr 2042 die in **Abbildung 51** dargestellten Standorte ausgebaut. Bei angenommenen niedrigen Energieträgerkosten werden dabei 25 GW Wind- und 34 GW PV-Kapazitäten installiert. In den Szenarien mit hohen Energieträgerkosten erhöht sich die installierte Windleistung auf 31 GW und es werden nur 33 GW an PV-Leistung installiert.

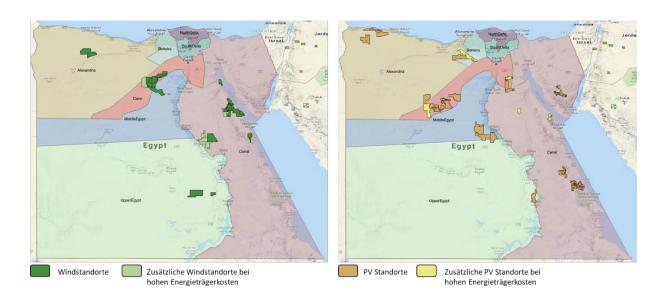


Abbildung 51: Wind- und PV-Standorte bei mäßigem Nachfrageanstieg

Mit EE-Begrenzung

Darstellung

Bei einer Nachfragesteigerung entsprechend des Basisszenarios werden insgesamt 62 GW an Wind- und 52 GW PV-Leistung bei niedrigen Energieträgerkosten errichtet. Hohe Energieträgerkosten führen zu einem Ausbau von insgesamt 74 GW Wind- und 56 GW PV-Leistung.

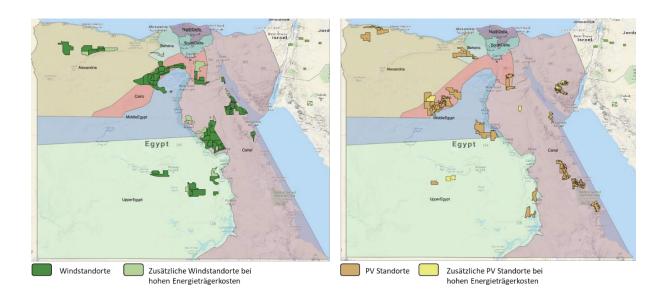


Abbildung 52: Wind- und PV-Standorte bei Basisnachfrageanstieg mit EE-Begrenzung

Quelle: Eigene Darstellung

Ein starker Nachfrageanstieg führt zur Nutzung der in **Abbildung 53** dargestellten Standorte. Dabei werden bei niedrigen Energieträgerkosten 94 GW Wind- und 81 GW PV-Kapazitäten installiert. Durch hohe Energieträgerkosten erhöht sich die installierte Windleistung auf 111 GW und die installierte PV-Leistung auf 83 GW.

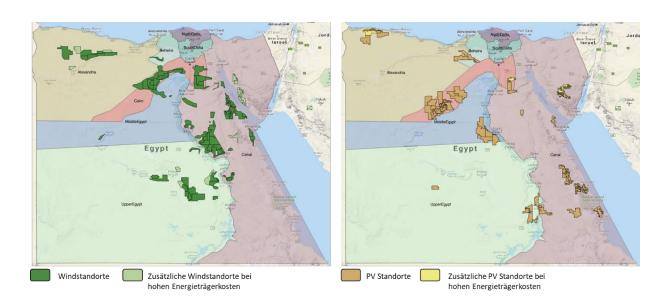


Abbildung 53: Wind- und PV-Standorte bei starkem Quelle: Eigene Nachfrageanstieg mit EE Begrenzung Darstellung

Durch die Begrenzung der EE werden deutlich mehr konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage benötigt. Diese entstehen insbesondere in den Gebieten Cairo und Middle Egypt sowie in der Deltaregion. Dabei werden bei niedrigen Energieträgerkosten vor allem effiziente GuD-Kraftwerke installiert (Abbildung 54).

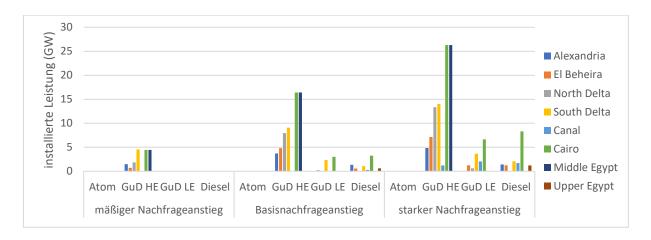


Abbildung 54: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten mit EE
Begrenzung und niedrigen Energieträgerkosten (Szenario 2, 6 & 10)

Darstellung

Durch hohe Energieträgerkosten werden, wie in **Abbildung 55** dargestellt, neben den effizienten GuD-Kraftwerken vor allem auch Atomkraftwerke errichtet.

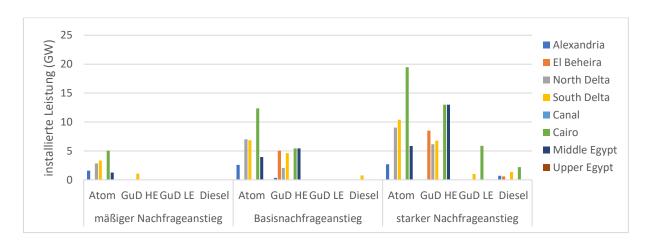


Abbildung 55: Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten mit

EE-Begrenzung und hohen Energieträgerkosten (Szenario 4, 8 & 12)

Darstellung

Durch diese Kraftwerke sind die Ballungszentren nicht nur weniger abhängig von den anderen Teilregionen, sondern versorgen diese teilweise in Zeiten mit geringerer EE-Einspeisung. Für eine Nachfragesteigerung entsprechend dem Basisszenario werden im Jahr 2042 Energiemengen, wie in **Tabelle 9** und **Tabelle 10** dargestellt, zwischen den Regionen ausgetauscht. Im Vergleich mit den Szenarien einer Begrenzung des erneuerbaren Anteils am Strommix wird der Austausch entsprechend um das Sechs- bis Siebenfache reduziert (siehe **Tabelle 7** und **Tabelle 8**).

Tabelle 9: Energieaustausch zwischen den Regionen bei niedrigen Energieträgerkosten und EE Begrenzung im Jahr 2042

	Export (GWh)	Import (GWh)	Saldo (GWh)
Aelxandria	2.504	226	2.278
El Beheira	1.972	4.110	-2.138
North Delta	1.763	16.831	-15.068
South Delta	1.242	2.019	-777
Canal	24.194	920	23.274
Cairo	4.092	7.559	-3.467
Middle Egypt	2.538	17.322	-14.785
Upper Egypt	11.406	723	10.683
Summe	49.710	49.710	0

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 10: Energieaustausch zwischen den Regionen bei hohen Energieträgerkosten und EE Begrenzung im Jahr 2042

	Export (GWh)	Import (GWh)	Saldo (GWh)
Aelxandria	4.689	502	4.187
El Beheira	3.401	15.942	-12.540
North Delta	5.526	7.656	-2.130
South Delta	5.352	2.634	2.718
Canal	12.110	2.213	9.897
Cairo	10.480	7.428	3.052
Middle Egypt	2.621	18.509	-15.888
Upper Egypt	11.762	1.058	10.704
Summe	55.942	55.942	0

Quelle: Eigene Berechnung

Durch die deutliche Reduktion der auszutauschenden Energiemenge muss das Übertragungsnetz bei einem begrenzten EE Anteil in einem deutlich geringeren Umfang ausgebaut werden. Im Basisszenario des Nachfrageanstiegs werden sowohl bei niedrigen Energieträgerkosten (**Abbildung 56**) als auch bei hohen Energieträgerkosten (**Abbildung 57**) lediglich zusätzliche Kapazitäten in der Deltaregion ausgebaut (siehe **Appendix D**).

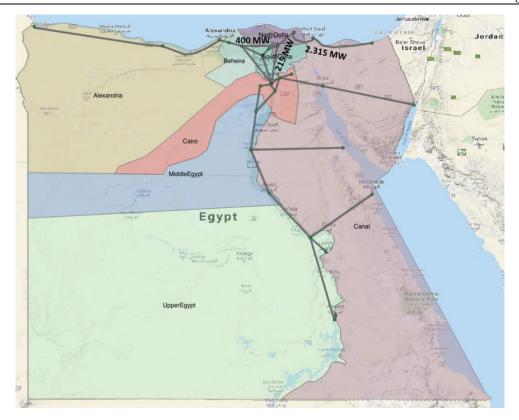


Abbildung 56: Ausbau des Übertragungsnetzes (Szenario 6)

Quelle: Eigene Darstellung

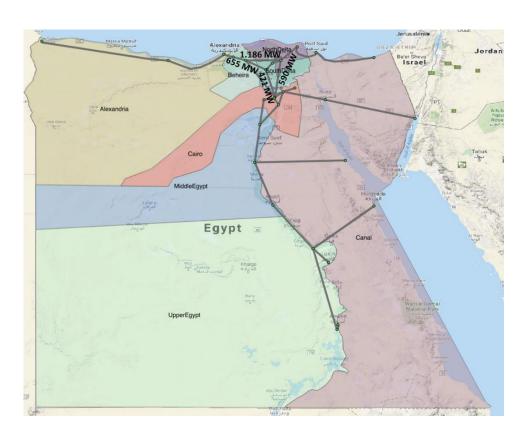


Abbildung 57: Ausbau des Übertragungsnetzes (Szenario 8)

Quelle: Eigene Darstellung

6.3 Exkurs Concentrated Solar Power (CSP)

CSP-Anlagen sind in keinem der untersuchten Szenarien Bestandteil eines optimierten Ausbauplans. In der Literatur wird dieser Technologie jedoch großes Potential für die Zukunft des ägyptischen Elektrizitätssektors zugeschrieben (Kost, 2015; Moreno, 2011; Shouman and Khattab, 2015). Um den Einfluss auf den Kraftwerkspark dieser Technologie zu untersuchen, wurde mit Hilfe von Randbedingungen der Ausbau an vier ausgewählten Standorten mit jeweils 250 MW erzwungen. Wie erwartet zeigt der Speicherverlauf, dass die während des Tages erzeugte Wärme besonders in den Abendstunden zur Stromerzeugung genutzt wird (Abbildung 58).

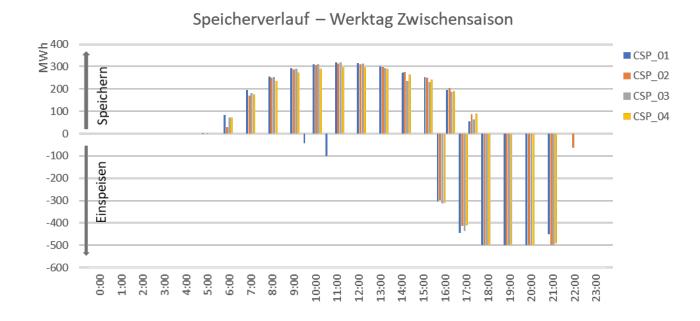


Abbildung 58: Speicherverlauf CSP-Anlage Quelle: Eigene Darstellung

Durch die flexiblen Einsatzmöglichkeiten der CSP-Kraftwerke kommt es aufseiten der konventionellen Technologien zu einer Reduzierung von Spitzenlastkraftwerken (Diesel, GuD LE) und je nach Szenario zu einem leicht verstärkten Ausbau von Grundlastkraftwerken (GuD HE, Atomkraftwerke). Aufseiten der erneuerbaren Energien führt der Einsatz von CSP-Kraftwerken zu einem verstärkten Ausbau von PV-Kraftwerken und einer Reduzierung der zu installierenden Windkraftleistung.

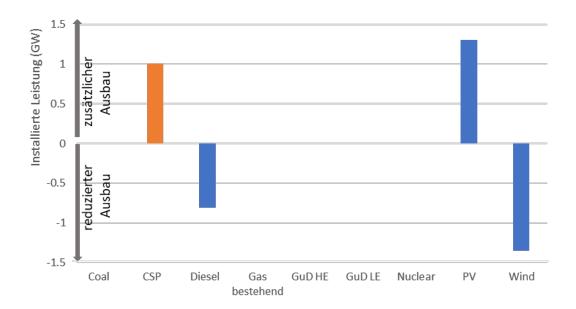


Abbildung 59: Auswirkung von einem Gigawatt CSP auf den optimalen Kraftwerkspark (Szenario 5)

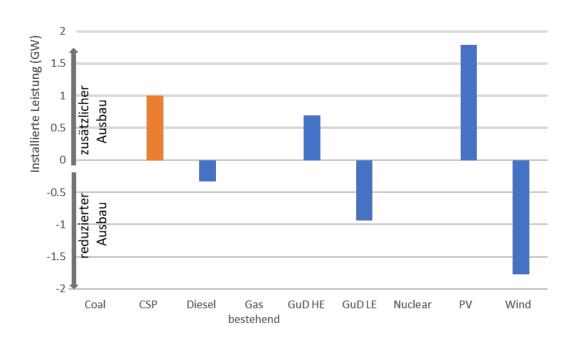


Abbildung 60: Auswirkung von einem Gigawatt CSP auf den optimalen Kraftwerkspark (Szenario 6)

Quelle: Eigene Darstellung

Für die Installation, den Betrieb und die Wartung der installierten CSP-Leistung von einem Gigawatt fallen während des Modellierungszeitraumes (2017-2042) insgesamt Kosten in Höhe von ca. 6,5 Mrd. US\$ an. Durch die entsprechenden Einsparungen liegen die Mehrkosten für das Gesamtsystem zwischen 0,4 und 3,5 Mrd. US\$. Dies entspricht jährlichen Zusatzkosten von etwa. 18 – 60 Mio. US\$ je installierter Gigawatt Leistung.

7 Diskussion und Ausblick

Wie jede Modellierung kann auch EgyMOSYS nur eine begrenzte Anzahl an Einflussfaktoren berücksichtigen. Bei der Optimierung wurden vor allem die ökonomischen monetären Gesamtkosten betrachtet. Externe Kosten wie Umweltbelastungen oder Landnutzung sind nicht mit in die Betrachtung eingeflossen. Zudem wurde ein Ausbau aus der Sicht eines Social-Planners modelliert, wobei auf die Interessen anderer Stakeholder nicht speziell eingegangen wurde. Da der Ausbau des Elektrizitätssektors in Ägypten jedoch von staatlicher Seite geplant wird und eine vollständige Liberalisierung in naher Zukunft nicht vorgesehen ist, entspricht dies in etwa den Interessen der Regierung. Dabei sollte beachtet werden, dass EgyMOSYS nicht geeignet ist, um Aussagen zur Versorgungssicherheit zu treffen. Insbesondere die individuellen Einspeisekurven an Typtagen können zwar bei Investitionsentscheidungen hilfreich sein, sind aber nicht geeignet, um Extremwetterereignisse abzubilden. Aufseiten der konventionellen Kraftwerke wurden zudem weder Reservekapazitäten oder Ramp-Up-Zeiten berücksichtigt. Eine genaue Analyse der Wetterschwankungen auf die unflexiblen Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist insbesondere bei einem wachsenden Anteil dieser Technologien sinnvoll.

Aufseiten der Nachfragekurve könnte die Analyse durch die Bereitstellung von realen Lastkurven durch die ägyptischen Behörden verbessert werden. Schließlich basieren die in dieser Arbeit verwendeten Werte auf Annahmen und der anteilige Kurvenverlauf so wie die Anteile der einzelnen Teilregionen am Gesamtverbrauch sind über den gesamten Modellierungszeitraum konstant. Die einzelnen Teilregionen sind nach dem Prinzip der Kupferplatte betrachtet, wodurch es durch das Modell zu einem Ausbau von entlegenen EE-Standorten für die Versorgung von weit entfernten Lastzentren kommen kann. Insbesondere in der Teilregion "Canal" kann die große Nord- Südausdehnung zu verzerrten Ergebnissen führen. Eine Unterteilung dieser Teilregion könnte die Aussagekraft der Standortidentifikation stärken. Ein regionaler Unterschied wurde ebenfalls nicht für die Verfügbarkeit der verschiedenen Energieträger gemacht. In der Realität dürften die Gasfelder des Mittelmeeres sowie die Importe via Pipeline den Ausbau von Gaskraftwerken im Norden des Landes gegenüber Standorten des Südens begünstigen.

Da es sich bei dem Modell um ein lineares Optimierungsproblem handelt, ist der Ausbau von neuen Kapazitäten in beliebig kleinen Schritten möglich. In der Realität werden jedoch konventionelle Technologien wie Kohle- oder Atomkraftwerke in großen Kapazitätsblöcken errichtet. Auch für die Übertragungsleitungen ergeben sich durch die Spannungsebenen verschiedene Kostenstufen. In dieser Arbeit wurden die spezifischen Kosten einer 500 kV-Leitung mit einer Übertragungskapazität von 1.500 MW angenommen. Geringere Übertragungskapazitäten würden zu deutlich höheren spezifischen Kosten führen. Eine Veränderung des Modells zu einem Mixed-Linear-Programming-Ansatz (MLP) könnte so zu neuen Erkenntnissen führen.

Obwohl es eine Vielzahl an verschiedenen Bauarten und damit spezifischen Kostenstrukturen der Technologien gibt, wurden diese in den Szenarien nicht variiert. Auch könnten zusätzliche Technologien die Ergebnisse beeinflussen. So werden die Ballungsräume in dieser Arbeit als

Ausschlusskriterien für PV- und Windstandorte gesehen. Eine Nutzung von PV-Dachanlagen könnte aber zur Versorgung direkt auf der Verteilernetzebene vor Ort beitragen.

Der Vergleich mit anderen Studien zeigt, dass das in dieser Arbeit angenommene Szenario mit starkem Nachfrageanstieg deutlich über den Annahmen der anderen Autoren liegt. Die Prognosen für die Nachfrage im Jahr 2040 liegen von Taliotis et al. (2016) mit 691 TWh und Mondal et al. (2019) mit 524 TWh in dem Bereich zwischen dem in dieser Arbeit angenommenen Basisszenario mit 918 TWh und dem Szenario mit mäßigem Nachfrageanstieg von 434 TWh. Die Annahmen von Rady et al. (2018) gehen sogar von nur 350 TWh im Jahr 2040 aus. Dem entsprechend unterscheiden sich auch die Prognosen für die zu installierende Leistung. Alle genannten Autoren kommen aber ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die Windkraft in Ägypten deutlich intensiver genutzt werden sollte. CSP-Kraftwerken wird besonders in etwas älteren Untersuchungen wie denen von Kost (2015) oder Taliotis et al. (2016) eine Schlüsselrolle zugeschrieben, während hingegen diese Arbeit genau wie die etwas aktuelleren Studien von Rady et al. (2018) oder Mondal et al. (2019) kein herausragendes Potential in dieser Technologie sieht. Die Photovoltaik nimmt in dieser Arbeit eine wichtige Rolle ein. Deren kostenoptimaler Anteil am Kraftwerkspark ist dabei deutlich höher als in den Untersuchungen der anderen Autoren. Dies dürfte vor allem an den unterschiedlich angenommenen Kostenfaktoren und der Bauweise liegen, da für die Ermittlung der Einspeisewerte in dieser Arbeit in Anlehnung an reale Bauprojekte eine einachsige Nachführung zur besseren Nutzung des verfügbaren Sonnenpotentials angenommen wurde. Aufseiten der konventionellen Kraftwerkstechnologien kommen Rady et al. (2018) und Taliotis et al. (2016) ebenfalls zu dem Ergebnis, dass Kohlekraftwerke nicht Bestandteil eines optimierten Kraftwerkparks in Ägypten sind. Mondal et al. (2019) hat diese in der Modellierung nicht berücksichtigt. Das größte Potential für konventionelle Kraftwerke sehen die Autoren ebenfalls bei den auf Erdgas basierenden GuD-Kraftwerken. Die Entwicklung des Gaspreises kann die Ergebnisse jedoch deutlich verändern. EgyMOSYS kann dabei durch einpflegen von aktuelleren oder genaueren Daten aktualisiert oder ergänzt werden und somit die Grundlage für weiterführende Untersuchungen bilden.

8 Zusammenfassung und Fazit

Dem Elektrizitätssektor in Ägypten stehen große Veränderungen bevor. Die Bevölkerung wächst und mit zunehmendem Wohlstand wächst auch der Pro-Kopf-Verbrauch stetig. Dieser wurde in der Vergangenheit überwiegend durch den Energieträger Erdgas gedeckt. Durch eine steigende Nachfrage bei gleichzeitig sinkender Fördermenge im eigenen Land ist Ägypten auf Gasimporte angewiesen. Die Energiesubventionen belasten zudem zunehmend den Staatshaushalt. Die Regierung plant daher den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2035 auf insgesamt 42 % zu steigern und zusätzlichen den Bau von Atom- und Kohlekraftwerken.

Um die geplanten Entwicklungen bewerten zu können, wurde in dieser Arbeit das Energiesystemmodell EgyMOSYS entwickelt. Dieses untersucht den optimalen Kapazitätsausbau bis zum Jahr 2042 für verschiedene Szenarien. Dabei wurden insgesamt acht unterschiedliche Teilregionen betrachtet. In die Untersuchung sind alle momentan bestehenden ägyptischen Kraftwerke und Leitungen des Übertragungsnetzes eingeflossen. Aufseiten der konventionellen Kraftwerke wurden Kohle- und Atomkraftwerke sowie Dieselgeneratoren und zwei verschiedenen Bauarten von modernen GuD-Kraftwerken berücksichtigt. Für die erneuerbaren Energien wurden Windkraftanlagen, PV-Großanlagen sowie CSP-Kraftwerke an insgesamt 320 verschiedenen Standorten untersucht. Für jeden dieser Standorte wurden auf Basis von zehnjährigen Wetterdaten Einspeiseprognosen in stündlicher Auflösung erstellt. Zudem wurde der Ausbau von bestehenden und neuen Übertragungsleitungen zwischen den einzelnen Teilregionen untersucht. Für die Lastkurve wurden mit Hilfe des hierarchischen Clusterverfahrens aus einem ausführlichen stündlichen Datensatz drei saisonale Typwochen identifiziert und anschließend zu typischen Werk- und Wochenendtagen zusammengefasst. Insgesamt wurden zwölf Szenarien untersucht, wobei jeweils Kombinationen aus drei Nachfrageprognosen, zwei Preisniveaus der Energieträger sowie ein freier und ein begrenzter Anteil an erneuerbar generiertem Strom am Gesamtstrommix betrachtet wurden. Eine Begrenzung des erneuerbaren Anteils entsprechend des Ausbaupfades der Regierung wurde vorgenommen, da die Herausforderungen eines sehr hohen erneuerbaren Anteils wie Versorgungssicherheit oder Kraftwerksflexibilität nicht umfassend in der Modellierung berücksichtigt sind.

Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien zeigen, dass die Nutzung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen aus ökonomischer Sicht zu bevorzugen sind und deutlich stärker ausgebaut werden sollten als bisher von der Regierung geplant. Dadurch können je nach Szenario während des gesamten Betrachtungszeitraumes Kosten zwischen 67 Mrd. US\$ und 225,5 Mrd. US\$ eingespart werden. Die Windkraft sollte dabei im gesamten Land und die Photovoltaik trotz ungünstigeren Umweltbedingungen besonders im nördlichen Teil des Landes genutzt werden.

Der Ausbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist stark vom Preis für Erdgas abhängig. Bleibt dieser niedrig, sind GuD-Kraftwerke auch in Zukunft die zu präferierende Kraftwerkstechnologie neben den genannten Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Nur in den Szenarien mit hoch angenommenen

Gaspreisen und einem begrenzten Anteil an erneuerbarem Strom ist es aus modelltechnischer Sicht sinnvoll, Atomkraftwerke zu errichten. Ein optimaler Standort für diese wäre Kairo oder die Nildeltaregion. Der von der Regierung vorgesehene Standort im Gebiet von Alexandria führt unter den verwendeten Modellbedingungen hingegen zu einer suboptimalen Lösung. Zudem sind Atomkraftwerke nur bei einer durchgängigen Nutzung rentabel und nicht geeignet um Schwankungen von EE-Kraftwerken auszugleichen. Zur Abdeckung von Lastspitzen werden in einigen Szenarien Dieselgeneratoren in wenigen Stunden des Jahres eingesetzt. Diese werden vor allem in Kairo oder der südlichen Deltaregion installiert. Kohlekraftwerke sind in keinem Szenario Bestandteil des optimierten Kraftwerkparks. Die Ergebnisse widersprechen damit den Plänen der Regierung, mittels Importkohle in die Kohleverstromung einzusteigen. Der geplante Standort in der Teilregion "Canal" ist zudem aufgrund der besonders guten Bedingungen für erneuerbare Kraftwerkstechnologien nicht empfehlenswert. Auch CSP-Kraftwerke werden in keinem Szenario ausgebaut. Weitergehende Untersuchungen haben aber gezeigt, dass die Mehrkosten durch eine Reduzierung der Energieträgerkosten teilweise ausgeglichen werden. Je nach Szenario ergeben sich somit jährliche Zusatzkosten von 18- 60 US\$ je installierte Kilowatt Leistung. Es wird zudem gezeigt, dass dadurch Technologien zur Abdeckung von Lastspitzen wie Dieselgeneratoren substituiert würden. Auch auf den optimalen Kapazitätsausbau der anderen erneuerbaren Technologien haben CSP-Anlagen einen Einfluss. So wird der Ausbau von PV-Kapazitäten durch CSP-Kraftwerke deutlich verstärkt und Windkraftanlagen weniger ausgebaut.

Die Anforderungen an das Übertragungsnetz korrelieren positiv mit dem Anteil an unflexiblen EE-Technologien im Kraftwerkspark. So generieren bei einem unbegrenzten Ausbau die EE-Kraftwerke in den Teilregionen "Alexandria", "Canal" und "Upper Egypt" deutliche Stromüberschüsse, welche durch das Übertragungsnetz den anderen Regionen bereitgestellt wird. In diesen Szenarien müssen daher die Verbindungen zu diesen Teilregionen sehr stark ausgebaut werden. Eine Begrenzung des EE-Anteils führt hingegen zu einer deutlich ausgewogeneren Energiebilanz zwischen den Regionen. In diesen Szenarien werden lediglich einige Verbindungen in der Deltaregion erweitert.

Damit zeigt diese Arbeit, dass es sich aus ökonomischen Gesichtspunkten für die Regierung Ägyptens lohnt noch deutlich stärker als bisher geplant in Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu investieren. Auch wenn dadurch die Anforderungen an das Übertragungsnetz zunehmen. Der Kapazitätszubau von konventionellen Kraftwerkstechnologien hängt stark von den Preisen für die Energieträger ab. Der Ausbau von Kohlekraftwerken ist aber aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll. Solarthermische Kraftwerke sind unter den Modellbedingungen in Ägypten ebenfalls nicht rentabel. Sie könnten aber durch spezielle Förderungen einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, da diese durch ihre Flexibilität besonders ineffiziente Technologien ablösen.

Literaturverzeichnis

- Abu-Zeid, M.A., E-Shibini, F.Z., 1997. Egypt's High Aswan Dam. *Water Resources Development* 13, S. 209–217.
- Ahmed, A., 2014. Optimized Integration of Renewable Energy Technologies into Egypt's Power Plant Portfolio.
- Bazmi, A.A., Zahedi, G., 2011. Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, S.3480–3500.
- Beshara, A.S., 2008. Energy Efficiency in the Buildings Sector: Egyptian Experience *Energy outlook Concerning Primary Energy*
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2019. Drittlandskohlepreis. Zugriff am 11.09.2019. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis node.html
- Burandt, T., Xiong, B., Löffler, K., Oei, P.-Y., 2019. Decarbonizing China's energy system Modeling the transformation of the electricity, transportation, heat, and industrial sectors. *Applied Energy* S.255, 113820.
- Cohen, T., Rabinovitch, A., 2018. Egyptian firm to buy \$15 billion of Israeli natural gas | Reuters. Zugriff am 10.01.2020. Verfügbar unter: https://de.reuters.com/article/us-israel-egypt-natgas/egyptian-firm-to-buy-15-billion-of-israeli-natural-gas-idUSKCN1G31BK
- Dhakouani, A., Gardumi, F., Znouda, E., Bouden, C., Howells, M., 2017. Long-term optimisation model of the Tunisian power system. *Energy* 141, S.550–562.
- Eberhard, A., Gratwick, K., 2007. From state to market and back again: Egypt's experiment with independent power projects, *Energy*.
- EEHC, 2019. Annual Report 2017/18. Zugriff am 05.11.2019. Verfügbar unter: http://www.moee.gov.eg/english_new/report.aspx
- EEHC, 2017. Egyptian Electricity Holding Company Annual Report 2016/2017. Zugriff am 29.11.2018. Verfügbar unter: http://www.moee.gov.eg/english_new/report.aspx
- EEHC, 2016. Egyptian Electricity Holding Company Annual Report 2015/2016. Zugriff am 29.11.2018. Verfügbar unter: http://www.moee.gov.eg/english_new/report.aspx
- EEHC, 2015. Ministry of Electricity & Energy 2015, The Annual Report of 2014/2015 2015. Zugriff am 29.11.2018. Verfügbar unter: http://www.moee.gov.eg/english_new/report.aspx
- Egyptian Natural Gas Holding Company, 2018. Annual Report 20017-2018. Zugriff am 14.10.2019. Verfügbar unter: https://www.egas.com.eg/annual-reports/2018
- EIA, 2016. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. US Department of Energy, Energy Information Administration. 141.

- EIA, U.S., 2017. Country Analysis Brief: United Arab Emirates 18, 1–7.
- European Commission Joint Research Centre (JRC), 2019. Photovoltaic Geographical Information System Verfügbar unter https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- GEO CRADL, 2018. The Solar Atlas of Egypt.
- Gielen, D., 2012. Irena Working paper: Concentrating Solar Power (Volume 1: Power Sector Issue 2/5) 1, 1–48.
- Gylling, N., Said, S., Said, S., 2006. Wind Atlas for Egypt.
- Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system.
- Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., Jochem, E., 2012. Introduction to Energy Systems Modelling. *Swiss Journal of Economics and Statistics* 148, S.111–135.
- Hinkley, J.T., Hayward, J.A., Curtin, B., Wonhas, A., Boyd, R., Grima, C., Tadros, A., Hall, R., Naicker, K., 2011. Concentrating solar power drivers and opportunities for cost-competitive electricity. *Renewable Energy* 57, 653–661.
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., DeCarolis, J., Bazillian, M., Roehrl, A., 2011. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy* 39,
- Hussein, N.S., Abokersh, M., Kost, C., Schlegl, T., 2016. ELECTRICITY COST FROM RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES IN EGYPT.
- IEA, 2019. World Energy Prices 2019 Verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/world-energy-prices-2019
- IRENA, 2018a. Renewable Energy Outlook: Egypt.
- IRENA, 2018b. International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2017, *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA, LBNL, 2015. Africa Renewable Energy Zones.
- Kistner, R., 2016. Update on recent developments in the CSP technology.
- Kost, C., 2015. Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment. *Fraunhofer Verlag*.
- Kotzur, L., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D., 2018. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. *Renewable Energy* 117, S.474–487.

- Loulou, R., Goldstein, G., Noble, K., 2004. Documentation for the MARKAL Family of Models. *International Energy Agency* 1–389.
- Loulou, R., Labriet, M., 2008. ETSAP-TIAM: The TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *Computational Management Science* 5, S.7–40.
- Markewitz, P., 2016. Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke.
- Middle East Eye, 2019. Egypt lowers fuel prices following wave of protests. Zugriff am 02.11.2019. Verfügbar unter: https://www.middleeasteye.net/news/egypt-lowers-fuel-prices-following-spat-protests
- MIT, 2018. The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World. *MIT Future of Series 1*–275.
- Mohamed Hanan, 2019. Egypt-lifts-fuel-subsidies-completely-announces-new-prices. Egypt Today. Zugriff am 13.10.2019 Verfügbar unter: https://www.egypttoday.com/Article/1/72448/Egypt-lifts-fuel-subsidies-completely-announces-new-prices
- Mondal, M.A.H., Ringler, C., Al-Riffai, P., Eldidi, H., Breisinger, C., Wiebelt, M., 2019. Long-term optimization of Egypt's power sector: Policy implications. Energy 166, 1063–1073. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.158
- Moreno, L.E.G., 2011. Concentrated Solar Power (CSP) in DESERTEC Analysis of technologies to secure and affordable Energy Supply. *Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications*, IDAACS'2011 2, S.923–926.
- Moura, G., Howells, M., Legey, L., 2015. A BRAZILIAN PERSPECTIVE ON POWER SYSTEMS INVESTMENT AND INTEGRATION IN SOUTH AMERICA USING SAMBA (SOUTH AMERICA MODEL BASE).
- New & Renewable Energy Authority Egypt, 2016. STRATEGIC ENVIRONMENTAL & SOCIAL ASSESSMENT FINAL REPORT.
- Niu, S., Jia, Y., Wang, W., He, R., Hu, L., Liu, Y., 2013. Electricity consumption and human development level: A comparative analysis based on panel data for 50 countries. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 53, S.338–347.
- NREA, 2018. Renewable Energy Annual Report 3–37. Zugriff am 06.05.2019 Verfügbar unter: http://nrea.gov.eg/Content/reports/Englishv2%20AnnualReport.pdf
- Ouki, M., 2018. Egypt a return to a balanced gas market? Oxford Institute for Energy Studies
- Pitz-paal, R., 2015. Kosten und Wert von CSP Solarstrom Weltweiter CSP Markt 18. Sonnenkolloguium.
- Pletka, R., Khangura, J., Rawlines, A., Waldren, E., Wilson, D., 2014. Capital Costs for Transmission and Substations. *Western Electricity Coordinating Council* 35.

- Pothecary, S., 2016. Egypt agrees to international arbitration for PV projects but slashes FITs. *pv magazine*.
- Rabinovitch, A., Cohen, T., 2019. Israel to increase gas exports to Egypt, companies say. *REUTERS* Zugriff am 15.10.2019 Verfügbar unter: https://www.reuters.com/article/us-israel-egypt-natgas/israel-to-increase-gas-exports-to-egypt-companies-say-idUSKBN1WH0I6
- Rady, Y.Y., Rocco, M. V., Serag-Eldin, M.A., Colombo, E., 2018. Modelling for power generation sector in Developing Countries: Case of Egypt. *Energy* 165, S.198–209.
- Rath-Nagel, S., Voss, A., 1981. Energy models for planning and policy assessment. *European Journal of Operational Research* 8, S.99–114.
- Reuters, 2019. Egypt lowers fuel prices for first time as part of IMF-backed pricing mechanism. *REUTERS* Zugriff am 18.11.2019 Verfügbar unter: https://af.reuters.com/article/egyptNews/idAFL5N26O5DS
- ROSATOM, 2019. Egypt's Dabaa nuclear plant granted site permit Zugriff am 07.09.2019. Verfügbar unter: http://www.rosatom.ru/en/press-centre/industry-in-media/egypt-s-dabaa-nuclear-plant-granted-site-permit/?sphrase id=913741
- Shaaban, M., Scheffran, J., Böhner, J., Elsobki, M., 2018. Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis. *Energy Policy*.
- Shouman, E.R., 2017. International and national renewable energy for electricity with optimal cost effective for electricity in Egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77, S.916–923.
- Shouman, E.R., El Shenawy, E.T., Khattab, N.M., 2016. Market financial analysis and cost performance for photovoltaic technology through international and national perspective with case study for Egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, S.540–549.
- Shouman, E.R., Khattab, N.M., 2015. Future economic of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41, S. 1119–1127.
- Staffell, I., Pfenninger, S., 2016. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy* 114, S.1224–1239.
- Taliotis, C., Shivakumar, A., Ramos, E., Howells, M., Mentis, D., Sridharan, V., Broad, O., Mofor, L., 2016. An indicative analysis of investment opportunities in the African electricity supply sector - Using TEMBA (The Electricity Model Base for Africa). *Energy for Sustainable Development* 31, S.50–66.
- Toktarova, A., Gruber, L., Hlusiak, M., Bogdanov, D., Breyer, C., 2019. Long term load projection in high resolution for all countries globally. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 111, S.160–181.
- United Nations, Department of Economic and Social Affairs, P.D. (2019), 2019. Probabilistic Population Projections Rev. 1 based on the World Population.

- Urban, F., Benders, R.M.J., Moll, H.C., 2007. Modelling energy systems for developing countries. *Energy Policy* 35, S.3473–3482.
- Vagliasindi, M., Besant-Jones, J., 2013. Power Market Structure Revisiting Policy Options.
- Welsch, M., Hermann, S., Howells, M., Rogner, H.H., Young, C., Ramma, I., Bazilian, M., Fischer, G., Alfstad, T., Gielen, D., Le Blanc, D., Röhrl, A., Steduto, P., Müller, A., 2014. Adding value with CLEWS Modelling the energy system and its interdependencies for Mauritius. *Applied Energy* 113, S.1434–1445.
- Willis, B., 2018. Building Benban: Inside Egypt's 1.6GW Solar Park. PV Tech.
- Wiser, R., Bolinger, M., 2016. 2016 Wind Technologies Market Report.
- World Bank, 2019. World Development Indicators.
- World Bank, 2017. July 2017 Electricity Transmission Network Egypt Zugriff am 03.07.2019 Verfügbar unter https://datacatalog.worldbank.org/dataset/egypt-electricity-transmission-network-2017
- World Bank, 2014. EGYPT HOUSEHOLD NATURAL GAS CONNECTION PROJECT. Zugriff am 16.10.2019 Verfügbar unter: http://documents.worldbank.org/curated/en/659031509593936179/Egypt-Household-Natural-Gas-Connection-Project-restructuring
- World Nuclear Association, 2019. Decommissioning Nuclear Facilities Zugriff am 16.10.2019 Verfügbar unter: https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx

Appendix

A. Kraftwerkspark EgyMOSYS

Tabelle 11: Kraftwerkspark EgyMOSYS

Kraftwerksname/ Standort	Modellname	Abschaltjahr	InputActivity Ratio	Output ActivityRatio	TotalAnnual MaxCapacity (MW)
Alexandria					
1SidiKrir	1AL_Gas_01	2040	2.10	Elek_1AL	750
Shabab	1AL_Gas_02	Basisjahr	4.80	Elek_1AL	67
SidiKrir 2000	1AL_Gas_03	2030	2.53	Elek_1AL	640
SidiKrir 3.4	1AL_Gas_04	2032	2.53	Elek_1AL	682.5
Matrouh	1AL_Gas_05	2020	3.40	Elek_1AL	60
JX	1AL_Wind_new_01	-	-	Elek_1AL	1550
JQ	1AL_Wind_new_02	-	-	Elek_1AL	2441
KD	1AL_Wind_new_03	-	-	Elek_1AL	749
IP	1AL_Wind_new_04	-	-	Elek_1AL	824
JM	1AL_Wind_new_05	-	-	Elek_1AL	2030
IR	1AL_Wind_new_06	-	-	Elek_1AL	560
JA	1AL_Wind_new_07	-	-	Elek_1AL	479
JN	1AL_Wind_new_08	-	-	Elek_1AL	2338
JW	1AL_Wind_new_09	-	-	Elek_1AL	1202
Ю	1AL_Wind_new_10	-	-	Elek_1AL	1226
IS	1AL_Wind_new_11	-	-	Elek_1AL	842
JO	1AL_Wind_new_12	-	-	Elek_1AL	2520
KG	1AL_Wind_new_13	-	-	Elek_1AL	1395
JF	1AL_Wind_new_14	-	-	Elek_1AL	1226
кс	1AL_Wind_new_15	-	-	Elek_1AL	1688
IJ	1AL_Wind_new_16	-	-	Elek_1AL	630
IZ	1AL_Wind_new_17	-	-	Elek_1AL	506
II	1AL_Wind_new_18	-	-	Elek_1AL	630
IL	1AL_Wind_new_19	-	-	Elek_1AL	846
IJ	1AL_Wind_new_20	-	-	Elek_1AL	3602
IV	1AL_Wind_new_21	-	-	Elek_1AL	619
IT	1AL_Wind_new_22	-	-	Elek_1AL	1485
IU	1AL_Wind_new_23	-	-	Elek_1AL	673
KE	1AL_Wind_new_24	-	-	Elek_1AL	2306
KI	1AL_Wind_new_25	-	-	Elek_1AL	959
IQ	1AL_Wind_new_26	-	-	Elek_1AL	392
IX	1AL_Wind_new_27	_	-	Elek_1AL	619
KH	1AL_Wind_new_28	-	-	Elek_1AL	1656
JS	1AL_Wind_new_29	-	-	Elek_1AL	1688
JH	1AL_Wind_new_30	-	-	Elek_1AL	6599
JD	1AL_Wind_new_31	-	-	Elek_1AL	1051
IW	1AL_Wind_new_32	-	-	Elek_1AL	702
JT	1AL_Wind_new_33	-	-	Elek_1AL	2417
JR	1AL_Wind_new_34	-	-	Elek_1AL	1377
КВ	1AL_Wind_new_35	-	-	Elek_1AL	1917

Nubaria 1,2	2Be_Gas_01	2036	1.96	Elek_2Be	2250
El-Atf	2Be_Gas_03	2040	1.88	Elek_2Be	75
Damanhour	2Be_Gas_04	2025	2.53	Elek_2Be	15
Mahmoudia	2Be_Gas_05	2025	2.65	Elek_2Be	26
New Mahmoudia Damanhour Ext	2Be_Gas_06	2046	3.38	Elek_2Be	33
300	2Be_Gas_07	2021	2.79	Elek_2Be	30
Abu Kir New	2Be_Gas_08	2043	2.54	Elek_2Be	130
Abu Kir	2Be_Gas_09	2021	4.18	Elek_2Be	78
Kafr El-Dawar	2Be_Gas_10	Basisjahr	3.53	Elek_2Be	29
Wind JY	ind JY 2Be_Wind_new_01		-	Elek_2Be	68
Wind JZ	2Be_Wind_new_02	-	-	Elek_2Be	103
PV BS	2Be_PV_new_01	-	-	Elek_2Be	306
PV BZ	2Be_PV_new_02	-	-	Elek_2Be	106
	2Be_GuD_new_LE	-	2.22	Elek_2Be	
	2Be_GuD_new_HE	-	1.82	Elek_2Be	
	2Be_Diesel_new	-	2.86	Elek_2Be	
	2Be_Coal_new	-	2.56	Elek_2Be	
	2Be_Nuclear_new	-	2.33	Elek_2Be	
North Delta					
Damietta	3ND_Gas_01	2023	2.21	Elek_3ND	120
Talkha	3ND_Gas_02	2019	2.88	Elek_3ND	23
Talkha 750	3ND_Gas_03	2040	1.81	Elek_3ND	75
Burulls New Gas	3ND_Gas_04	2047	2.78	Elek_3ND	480
Damietta	3ND_Gas_05	2041	3.17	Elek_3ND	50
Damietta West West Damietta	3ND_Gas_06	2043	3.11	Elek_3ND	75
Ext	3ND_Gas_07	2046	3.15	Elek_3ND	50
Talkha 210	3ND_Gas_08	2025	3.18	Elek_3ND	42
	3ND_GuD_new_LE	-	2.22	Elek_3ND	
	3ND_GuD_new_HE	-	1.82	Elek_3ND	
	3ND_Diesel_new	-	2.86	Elek_3ND	
	3ND_Coal_new	-	2.56	Elek_3ND	
	3ND_Nuclear_new	-	2.33	Elek_3ND	
South Delta					
Banha	4SD_Gas_01	2045	1.91	Elek_4SD	75
	4SD_GuD_new_LE	-	2.22	Elek_4SD	
	4SD_GuD_new_HE	-	1.82	Elek_4SD	
	4SD_Diesel_new	-	2.86	Elek_4SD	
	4SD_Coal_new	-	2.56	Elek_4SD	
	4SD_Nuclear_new	-	2.33	Elek_4SD	
Canal					
Kuriemat 1	5Can_Gas_01	2039	1.90	Elek_5Can	75
Kuriemat 2	5Can_Gas_02	2041	1.80	Elek_5Can	75
New Gas Shabab El-Huraghda Ext	5Can_Gas_03	2041	3.10	Elek_5Can	150
Sharm	5Can_Gas_04	2047	2.83	Elek_5Can	28
Ataka	5Can_Gas_05	2046	3.03	Elek_5Can	64

HJ

ΕO

5Can_Wind_new_32

5Can_Wind_new_33

907

1517

Elek_5Can

Elek_5Can

EZ Q	5Can_Wind_new_34				
	Sean_wina_new_s	-	-	Elek_5Can	1672
В	5Can_Wind_new_35	-	-	Elek_5Can	473
P	5Can_Wind_new_36	-	-	Elek_5Can	675
EX	5Can_Wind_new_37	-	-	Elek_5Can	434
J	5Can_Wind_new_38	-	-	Elek_5Can	1062
НА	5Can_Wind_new_39	-	-	Elek_5Can	655
FN	5Can_Wind_new_40	-	-	Elek_5Can	2286
HN	5Can_Wind_new_41	-	-	Elek_5Can	1375
ID	5Can_Wind_new_42	-	-	Elek_5Can	1141
FF	5Can_Wind_new_43	-	-	Elek_5Can	731
FA	5Can_Wind_new_44	-	-	Elek_5Can	2104
0	5Can_Wind_new_45	-	-	Elek_5Can	974
DW	5Can_Wind_new_46	-	-	Elek_5Can	398
HF	5Can_Wind_new_47	-	-	Elek_5Can	1582
GW	5Can_Wind_new_48	-	-	Elek_5Can	929
М	5Can_Wind_new_49	-	-	_ Elek_5Can	855
I	5Can_Wind_new_50	_	-	_ Elek_5Can	464
FP	5Can_Wind_new_51	_	-	_ Elek_5Can	1031
FH	5Can_Wind_new_52	_	-	Elek_5Can	2239
EQ	5Can_Wind_new_53	_	_	Elek_5Can	1013
GZ	5Can_Wind_new_54	_	_	Elek_5Can	407
НТ	5Can_Wind_new_55	_	_	Elek_5Can	1251
MO	5Can_PV_new_01	_	_	Elek_5Can	594
D	5Can_PV_new_02	_	_	Elek_5Can	1275
A	5Can_PV_new_03	_	_	Elek_5Can	1245
G	5Can_PV_new_04	_	_	Elek_5Can	489
LY	5Can_PV_new_05	_	_	Elek_5Can	1071
LN	5Can_PV_new_06	_	_	Elek_5Can	1521
JI .	5Can_PV_new_07	_	_	Elek_5Can	1983
KD	5Can_PV_new_08	_	_	Elek_5Can	2361
E	5Can_PV_new_09	_	_	Elek_5Can	510
KW	5Can_PV_new_10	_	_	Elek_5Can	2916
MG	5Can_PV_new_11	_	_	Elek_5Can	2985
LZ	5Can_PV_new_12	_	_	Elek_5Can	909
КО	5Can_PV_new_13	_	_	Elek_5Can	4191
MY	5Can_PV_new_14	_	_	Elek_5Can	783
LD	5Can_PV_new_15	_	_	Elek_5Can	2424
IW	5Can_PV_new_16	_	_	Elek_5Can	1086
KT	5Can_PV_new_17	_	_	Elek_5Can	3408
NF	5Can_PV_new_18	_	_	Elek_5Can	1557
JX	5Can_PV_new_19	_	_	Elek_5Can	678
KL	5Can_PV_new_20	_	_	Elek_5Can	1593
S	5Can_PV_new_21	_	_	Elek_5Can	1200
JK	5Can_PV_new_22	_	-	Elek_5Can	1014
MJ	5Can_PV_new_23	_	_	Elek_5Can	1431
KS	5Can_PV_new_24	_	-	Elek_5Can	1878
Q	5Can_PV_new_25	_	-	Elek_5Can	798
LX	5Can_PV_new_25	-	-	Elek_5Can	798 789

					Appen
JZ	5Can_PV_new_27	-	-	Elek_5Can	1782
LP	5Can_PV_new_28	-	-	Elek_5Can	1623
R	5Can_PV_new_29	-	-	Elek_5Can	1092
MF	5Can_PV_new_30	-	-	Elek_5Can	3342
KM	5Can_PV_new_31	-	-	Elek_5Can	1539
L	5Can_PV_new_32	-	-	Elek_5Can	1803
МН	5Can_PV_new_33	-	-	Elek_5Can	1107
ML	5Can_PV_new_34	-	-	– Elek_5Can	1071
JG	5Can_PV_new_35	-	-	– Elek_5Can	1395
MK	5Can_PV_new_36	-	-	– Elek_5Can	4848
KJ	5Can_PV_new_37	-	_	– Elek_5Can	2724
LQ	5Can_PV_new_38	-	_	Elek_5Can	4425
 U	5Can_PV_new_39	_	_	Elek_5Can	3633
LK	5Can_PV_new_40	_	_	Elek_5Can	2244
AG	5Can_CSP_01_SolarField	_	_	DNI_01: 1	755
	30an_031 _01_30lan lela			Heat_1: 1;	, 33
AG	5Can_CSP_01_CSP	-	-	Elek_5Can: 2	755
V	5Can_CSP_02_SolarField	-	-	DNI_01: 1	859
V	5Can_CSP_02_CSP	_	_	Heat_1: 1; Elek_5Can: 2	859
v AH	5Can_CSP_03_SolarField	_	_	DNI_01: 1	442
-111	Scall_CSF_0S_SolalFleid	_	_	Heat_1: 1;	442
AΗ	5Can_CSP_03_CSP	-	-	Elek_5Can: 2	442
E	5Can_CSP_04_SolarField	-	-	DNI_01: 1 Heat_1: 1;	566
E	5Can_CSP_04_CSP	-	-	Elek_5Can: 2	566
AB	5Can_CSP_05_SolarField	-	-	DNI_01: 1	1243
A.D.	FC CCD OF CCD			Heat_1: 1;	42.42
AΒ	5Can_CSP_05_CSP	-	-	Elek_5Can: 2	1243
	5Can_GuD_new_LE	-	2.22	Elek_5Can	-
	5Can_GuD_new_HE	-	1.82	Elek_5Can	-
	5Can_Diesel_new	-	2.86	Elek_5Can	-
	5Can_Coal_new	-	2.56	Elek_5Can	-
_	5Can_Nuclear_new	-	2.33	Elek_5Can	-
Cairo	CC-1 C 04	2025	2.60	Flat CCai	4.65
Cairo South II	6Cai_Gas_01	2025	2.60	Elek_6Cai	165
Cairo North	6Cai_Gas_02	2038	2.03	Elek_6Cai	1500
North Giza	6Cai_Gas_03	2046	1.94	Elek_6Cai	2250
New Capital	6Cai_Gas_04	2047	2.54	Elek_6Cai	4800
Cairo South I	6Cai_Gas_05	2019	3.37	Elek_6Cai	330
6. October Shoubra El-	6Cai_Gas_06	2046	3.26	Elek_6Cai	1200
Kheima	6Cai_Gas_07	2028	2.90	Elek_6Cai	1260
Cairo West Ext	6Cai_Gas_08	2041	2.75	Elek_6Cai	1360
El-Tebeen	6Cai_Gas_09	2040	2.46	Elek_6Cai	700
Heliopolis	6Cai_Diesel_01	2045	3.33	Elek_6Cai	50
East Cairo	6Cai_Diesel_02	2045	3.33	Elek_6Cai	50
El-Basateen	6Cai_Diesel_03	2045	3.33	Elek_6Cai	50
HD	6Cai_Wind_new_01	-	-	Elek_6Cai	1463
GH	6Cai_Wind_new_02	-	-	Elek_6Cai	1373
GN	6Cai_Wind_new_03			Elek_6Cai	1404

					Appendix
НН	6Cai_Wind_new_04	-	_	Elek_6Cai	731
НС	6Cai_Wind_new_05	-	-	Elek_6Cai	2752
GL	6Cai_Wind_new_06	-	-	Elek_6Cai	1073
GI	6Cai_Wind_new_07	-	-	Elek_6Cai	396
GU	6Cai_Wind_new_08	-	-	Elek_6Cai	3060
GV	6Cai_Wind_new_09	-	-	Elek_6Cai	878
GG	6Cai_Wind_new_10	-	-	Elek_6Cai	1364
HG	6Cai_Wind_new_11	-	-	Elek_6Cai	1764
GK	6Cai_Wind_new_12	-	-	Elek_6Cai	563
GQ	6Cai_Wind_new_13	-	-	Elek_6Cai	1505
GP	6Cai_Wind_new_14	-	-	Elek_6Cai	1577
GF	6Cai_Wind_new_15	-	-	_ Elek_6Cai	2021
GR	6Cai_Wind_new_16	_	-	_ Elek_6Cai	893
GE	6Cai_Wind_new_17	_	-	_ Elek_6Cai	1244
GO	6Cai_Wind_new_18	-	-	Elek_6Cai	1971
GJ	6Cai_Wind_new_19	_	_	Elek_6Cai	925
DP	6Cai_PV_new_01	_	_	Elek_6Cai	2157
MS	6Cai_PV_new_02	_	-	Elek_6Cai	1020
CX	6Cai_PV_new_03	_	-	Elek_6Cai	2298
OI	6Cai_PV_new_04	<u>-</u>	-	Elek_6Cai	3837
NH	6Cai_PV_new_05	<u>-</u>	-	Elek_6Cai	1044
CS	6Cai_PV_new_06	_	_	Elek_6Cai	864
CU	6Cai_PV_new_07	_	_	Elek_6Cai	1140
DG	6Cai_PV_new_08	_	_	Elek_6Cai	1875
ОВ	6Cai_PV_new_09	_	_	Elek_6Cai	2190
DQ	6Cai_PV_new_10	_	_	Elek_6Cai	3150
ОН	6Cai_PV_new_11	_	_	Elek_6Cai	1533
CM	6Cai_PV_new_12	_	_	Elek_6Cai	1125
DO	6Cai_PV_new_13	_	_	Elek_6Cai	2250
CR	6Cai_PV_new_14	_	_	Elek_6Cai	1011
BQ	6Cai_PV_new_15	_	_	Elek_6Cai	5451
DA	6Cai_PV_new_16	_	_	Elek_6Cai	2922
DW	6Cai_PV_new_17	_	_	Elek_6Cai	2550
BJ	6Cai_PV_new_18	_	_	Elek_6Cai	786
MW	6Cai_PV_new_19	_	_	Elek_6Cai	1530
DS	6Cai_FV_new_19	-	-	Elek_6Cai	4800
	6Cai_FV_new_20	-	-		2904
MR		-	-	Elek_6Cai	
CO	6Cai_PV_new_22	-	-	Elek_6Cai	975
DV	6Cai_PV_new_23	-	-	Elek_6Cai	3732
DJ	6Cai_PV_new_24	-	-	Elek_6Cai	3381
CF	6Cai_PV_new_25	-	-	Elek_6Cai	3003
DE	6Cai_PV_new_26	-	-	Elek_6Cai	2607
CQ	6Cai_PV_new_27	-	-	Elek_6Cai	2472
СН	6Cai_PV_new_28	-	2.22	Elek_6Cai	2880
	6Cai_GuD_new_LE	-	2.22	Elek_6Cai	-
	6Cai_GuD_new_HE	-	1.82	Elek_6Cai	-
	6Cai_Diesel_new	-	2.86	Elek_6Cai	-
	6Cai_Coal_new	-	2.56	Elek_6Cai	-

Appendix

	6Cai_Nuclear_new	-	2.33	Elek_6Cai	-
MiddleEgypt				_	
Beni Suef	7ME_Gas_01	2047	2.81	Elek_7ME	4800
West Assiut	7ME_Gas_02	2046	3.30	Elek_7ME	1250
Red Assiut	7ME_Diesel_01	2046	3.30	Elek_7ME	100
Upper Mobile	7ME_Diesel_02	2046	3.13	Elek_7ME	350
Walidia	7ME_Diesel_03	2027	3.00	Elek_7ME	600
EB	7ME_Wind_new_01	-	-	Elek_7ME	392
FJ	7ME_Wind_new_02	-	-	Elek_7ME	104
GM	7ME_Wind_new_03	-	-	Elek_7ME	2374
EJ	7ME_Wind_new_04	-	-	Elek_7ME	758
EI	7ME_Wind_new_05	-	-	Elek_7ME	430
EK	7ME_Wind_new_06	-	-	– Elek_7ME	986
EL	7ME_Wind_new_07	-	_	– Elek_7ME	851
CW	7ME_PV_new_01	-	-	– Elek 7ME	1737
DN	 7ME_PV_new_02	-	-	– Elek_7ME	3150
EK	 7ME_PV_new_03	_	_	– Elek_7ME	2550
EJ	7ME PV new 04	_	-	– Elek_7ME	2862
EC	7ME_PV_new_05	_	_	Elek_7ME	981
CV	7ME_PV_new_06	<u>-</u>	_	Elek_7ME	1101
DD	7ME_PV_new_07	_	_	Elek_7ME	2925
DM	7ME_PV_new_08	_	_	Elek_7ME	3750
CK	7ME_PV_new_09	_	_	Elek_7ME	501
EL	7ME_PV_new_10	_	_	Elek_7ME	2286
CY	 7ME_PV_new_11	-	_	– Elek_7ME	3525
DC	 7ME_PV_new_12	-	_	– Elek_7ME	2523
EO	7ME_PV_new_13	_	_	Elek_7ME	3150
EI	 7ME_PV_new_14	_	-	– Elek_7ME	2775
СР	 7ME_PV_new_15	-	_	– Elek_7ME	1275
DH	 7ME_PV_new_16	-	_	– Elek_7ME	2700
EN	 7ME_PV_new_17	-	_	– Elek_7ME	4557
СТ	 7ME_PV_new_18	-	_	– Elek_7ME	582
DL	 7ME_PV_new_19	-	_	– Elek_7ME	2175
CJ	 7ME_PV_new_20	-	-	– Elek_7ME	852
	7ME_GuD_new_LE	-	2.22	– Elek_7ME	-
	7ME_GuD_new_HE	-	1.82	– Elek_7ME	-
	7ME Diesel new	-	2.86	– Elek_7ME	-
	7ME_Coal_new	-	2.56	– Elek_7ME	-
	7ME_Nuclear_new	-	2.33	– Elek_7ME	-
Upper Egypt				_	
High Dam	8UE_Hydro_01	2070	-	Elek_8UE	2100
Aswan Dam I	8UE_Hydro_02	2060	-	Elek_8UE	280
Aswan Dam II	8UE_Hydro_03	2086	-	Elek_8UE	270
Esna	8UE_Hydro_04	2093	-	Elek_8UE	86
Naga Hamadi	8UE_Hydro_05	2108	-	Elek_8UE	64
Benban (GI)	8UE_PV_01	2043	-	Elek_8UE	1650
AA	8UE_Wind_new_01	-	-	Elek_8UE	1226
AB	8UE_Wind_new_02	-	-	Elek_8UE	524
	_				

					Appendix
GB	8UE_PV_new_16	-	-	Elek_8UE	2694
IB	8UE_PV_new_17	-	-	Elek_8UE	2307
GQ	8UE_PV_new_18	-	-	Elek_8UE	1614
НН	8UE_PV_new_19	-	-	Elek_8UE	3942
IA	8UE_PV_new_20	-	-	Elek_8UE	3594
HD	8UE_PV_new_21	-	-	Elek_8UE	3090
НР	8UE_PV_new_22	-	-	Elek_8UE	1275
FU	8UE_PV_new_23	-	-	Elek_8UE	1371
HI	8UE_PV_new_24	-	-	Elek_8UE	2472
HE	8UE_PV_new_25	-	-	Elek_8UE	3375
IM	8UE_PV_new_26	-	-	Elek_8UE	3114
ID	8UE_PV_new_27	-	-	Elek_8UE	2997
GY	8UE_PV_new_28	-	-	Elek_8UE	1767
HL	8UE_PV_new_29	-	-	Elek_8UE	915
НС	8UE_PV_new_30	-	-	Elek_8UE	2457
	8UE_GuD_new_LE	-	2.22	Elek_8UE	-
	8UE_GuD_new_HE	-	1.82	Elek_8UE	-
	8UE_Diesel_new	-	2.86	Elek_8UE	-
	8UE_Coal_new	-	2.56	Elek_8UE	-
	8UE_Nuclear_new	-	2.33	Elek_8UE	-

B. EE-Standorte

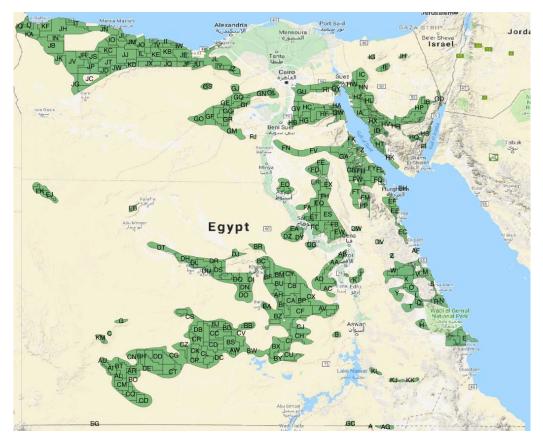


Abbildung 61: Windkraftstandorte

Quelle: eigene Darstellung; IRENA und LBNL (2015)

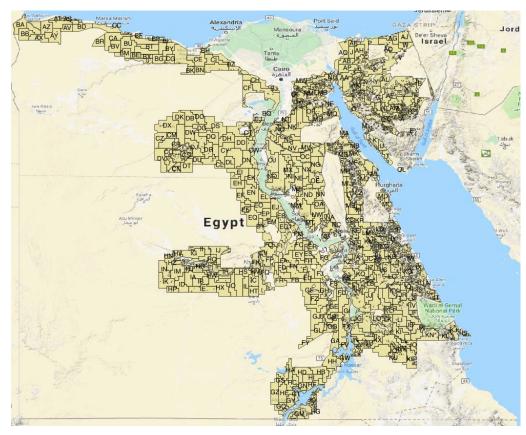


Abbildung 62: PV-Standorte

Quelle: eigene Darstellung; IRENA und LBNL (2015)



Abbildung 63: CSP-Standorte

Quelle: eigene Darstellung; IRENA und LBNL (2015)

C.Eingesetzte Kraftwerkskapazitäten

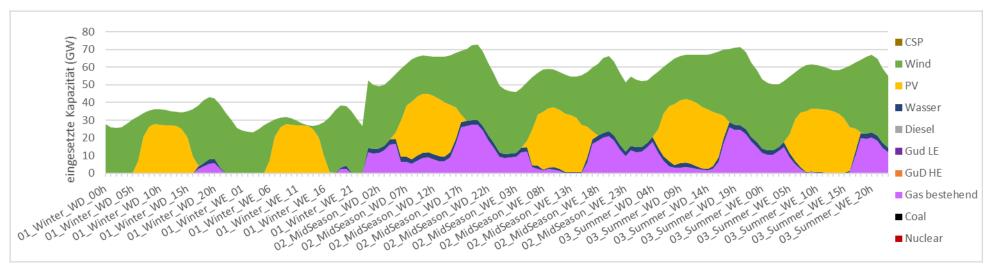


Abbildung 64: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 1

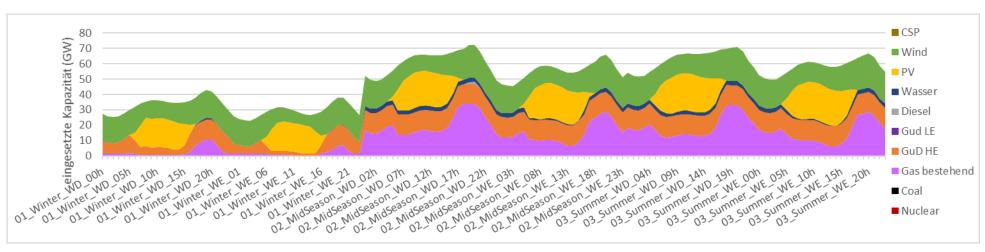


Abbildung 65: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 2

Quelle: eigene Darstellung

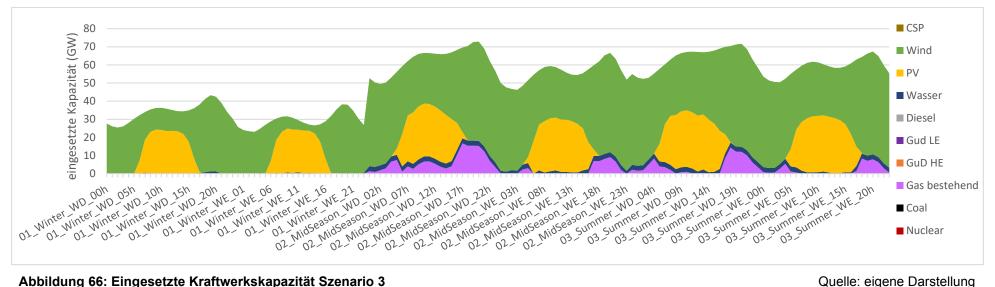


Abbildung 66: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 3

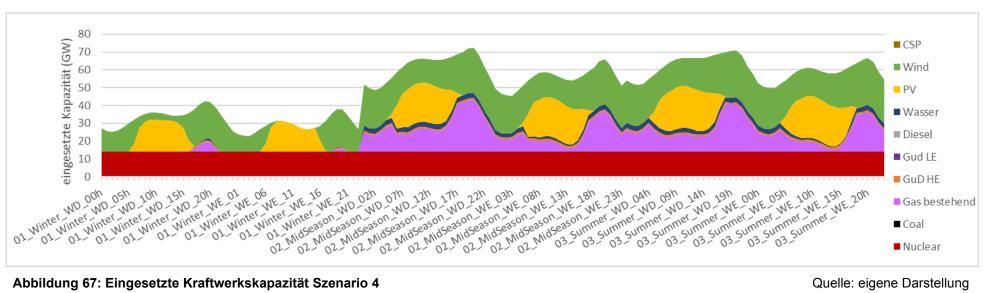
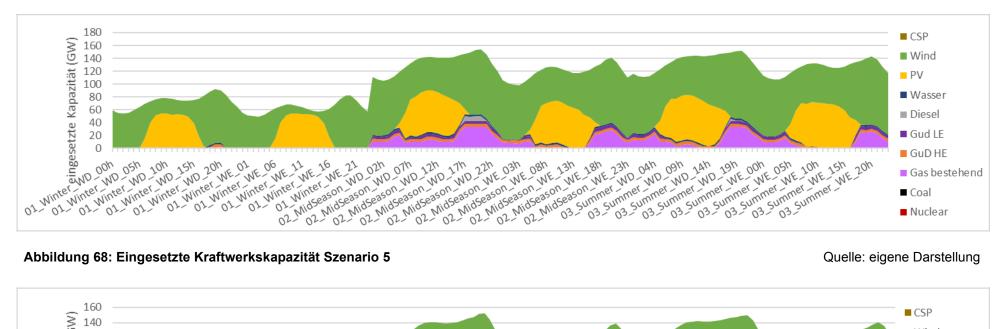


Abbildung 67: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 4



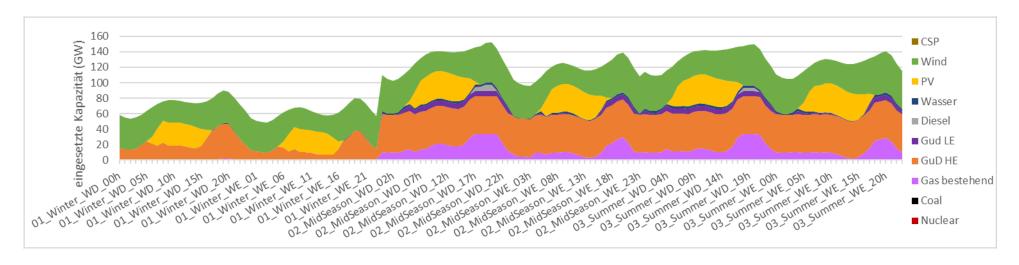


Abbildung 69: Eingesetzte Kraftwerkskapazität Szenario 6

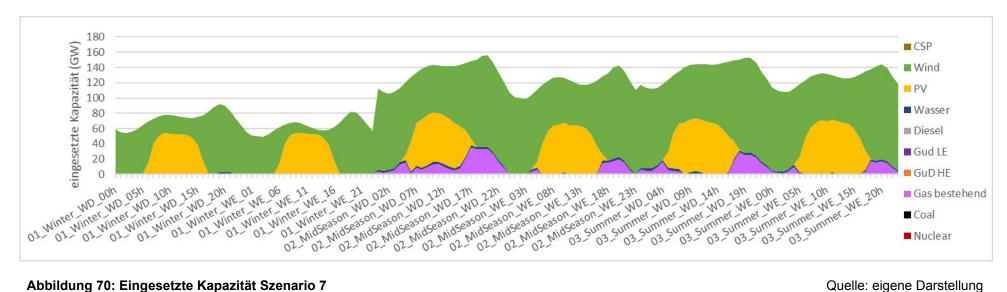


Abbildung 70: Eingesetzte Kapazität Szenario 7

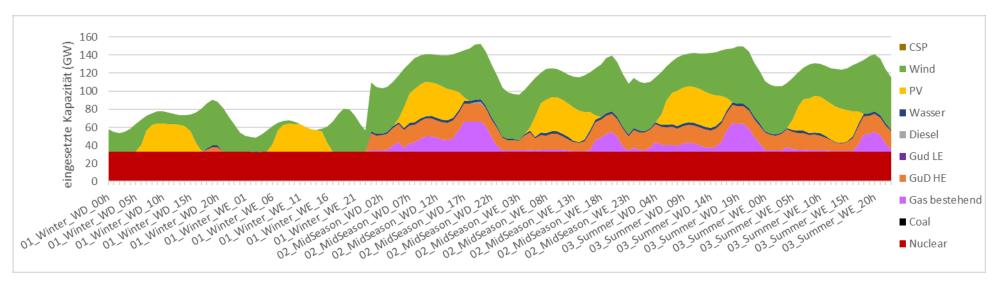


Abbildung 71: Eingesetzte Kapazität Szenario 8

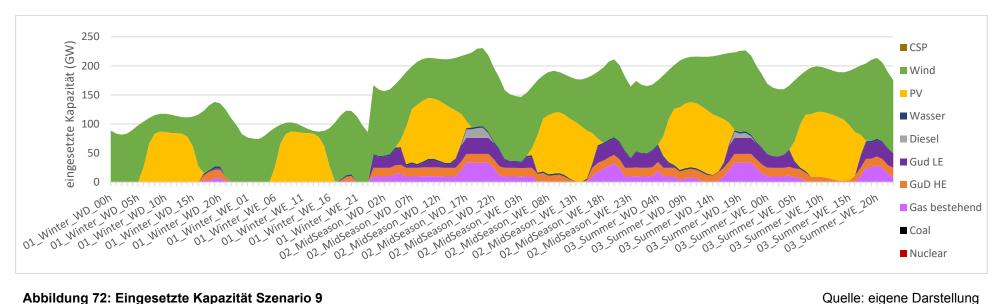


Abbildung 72: Eingesetzte Kapazität Szenario 9

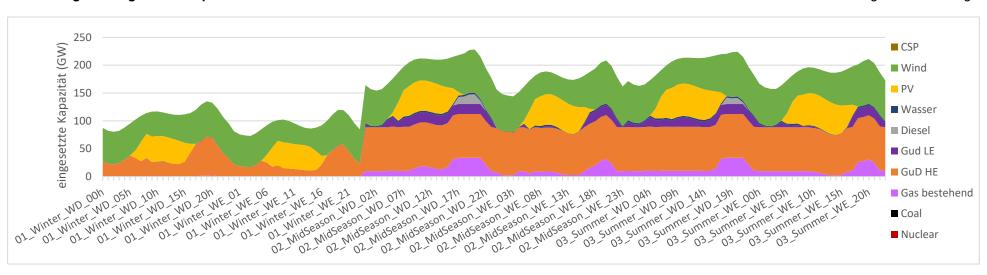


Abbildung 73: Eingesetzte Kapazität Szenario 10

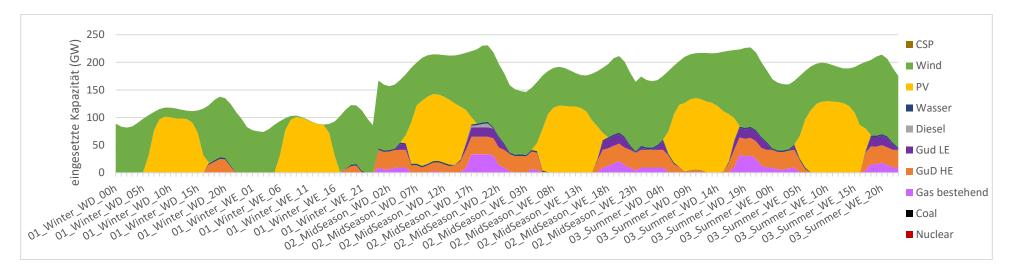


Abbildung 74: Eingesetzte Kapazität Szenario 11

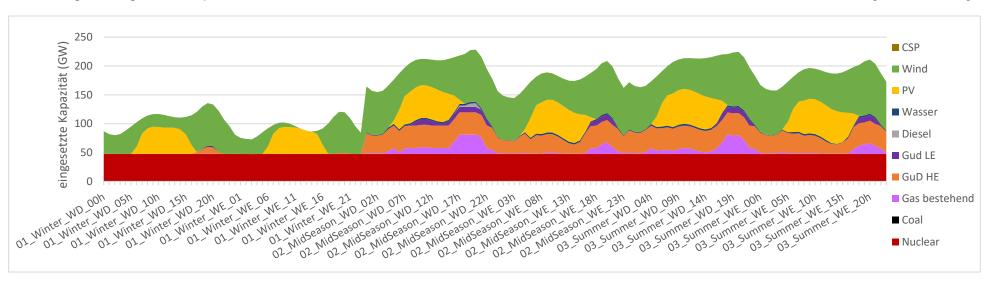


Abbildung 75: Eingesetzte Kapazität Szenario 12

D. Übertragungsnetzausbau

Tabelle 12: Übertragungsnetzausbau

Teilregion I	Teilregion II	Basisjahr							skapazitäten					
remegioni	remegionin	in MW	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario	Szenario						
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Alexandria	El Beheira	1.500	-	-	-	-	3.777	-	9.746	-	11.870	-	13.774	1.412
El Beheira	North Delta	-	379	514	201	1.086	0	-	181	1.186	102	287	85	1.006
El Beheira	South Delta	400	113	87	231	217	69	400	5.117	655	4.428	-	3.199	2.052
El Beheira	Cairo	1.500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	475	-
North Delta	South Delta	400	-	29	-	-	-	-	-	-	-	344	-	-
North Delta	Canal	800	3.483	-	4.704	-	8.867	322	10.574	-	12.113	3.086	16.421	814
North Delta	Cairo	400	222	1.130	-	90	1.951	2.315	733	590	2.236	-	1578	473
South Delta	Cairo	400	4.685	217	5.244	103	10.123	215	8.600	421	10.271	263	15.285	383
Canal	Cairo Middle	1.500	835	-	4.188	-	14.248	-	20.409	-	17.460	1.560	25.621	1.485
Canal	Egypt Upper	1.500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Canal	Egypt Middle	-	-	-	-	-	10.466	-	14.905	-	14.429	368	17.490	1.430
Cairo	Egypt Upper	3.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Middle Egypt	Egypt	3.000	_	_	_	_	1.091	_	3.842	_	2.726	_	4.009	-

Quelle: eigene Berechnung

E. Model Data EgyMOSYS

```
# Sets #
#################
set DAILYTIMEBRACKET;
set DAYTYPE;
set FUEL;
set MODE OF OPERATION;
set REGION;
set SEASON;
set STORAGE;
set TECHNOLOGY;
set TIMESLICE;
set YEAR;
# Parameters #
param AccumulatedAnnualDemand{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
param AvailabilityFactor{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param CapacityFactor{r in REGION, t in TECHNOLOGY, 1 in TIMESLICE, y in YEAR};
param CapacityOfOneTechnologyUnit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param CapacityToActivityUnit{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
param CapitalCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param CapitalCostStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR};
param ConversionId {1 in TIMESLICE, Id in DAYTYPE};
param Conversionlh{l in TIMESLICE, lh in DAILYTIMEBRACKET};
param Conversionls{1 in TIMESLICE, ls in SEASON};
param DaySplit{lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR};
param DaysInDayType{ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR};
param DepreciationMethod{r in REGION};
param DiscountRate{r in REGION};
param FixedCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param InputActivityRatio{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, m in MODE OF OPERATION, y in YEAR};
param OperationalLife{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
param OperationalLifeStorage{r in REGION, s in STORAGE};
param OutputActivityRatio{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR};
param REMaxProductionTarge{r in REGION, y in YEAR};
param RETagFuel{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
param RETagTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param ResidualCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param SpecifiedAnnualDemand{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
param SpecifiedDemandProfile{r in REGION, f in FUEL, l in TIMESLICE, y in YEAR};
```

```
param StorageLevelStart{r in REGION, s in STORAGE};
param StorageMaxChargeRate{r in REGION, s in STORAGE};
param StorageMaxDischargeRate{r in REGION, s in STORAGE};
param TechnologyFromStorage{r in REGION, t in TECHNOLOGY, s in STORAGE, m in MODE OF OPERATION};
param TechnologyToStorage{r in REGION, t in TECHNOLOGY, s in STORAGE, m in MODE_OF_OPERATION};
param TotalAnnualMaxCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalAnnualMaxCapacityInvestment{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalAnnualMinCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalAnnualMinCapacityInvestment{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
param TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
param TradeRoute{r in REGION, rr in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
param VariableCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, y in YEAR};
param YearSplit{1 in TIMESLICE, y in YEAR};
# Model Variables #
var AccumulatedNewCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var AnnualFixedOperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} \geq = 0;
var AnnualVariableOperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
var CapitalInvestment\{r \text{ in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}\} >= 0;
var Demand\{r \text{ in REGION}, 1 \text{ in TIMESLICE}, f \text{ in FUEL}, y \text{ in YEAR}\} \ge 0;
var DiscountedSalvageValue{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var NewCapacity {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var NewStorageCapacity{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >= 0;
var NumberOfNewTechnologyUnits{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0, integer;
var ProductionByTechnology {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var ProductionByTechnologyAnnual{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var RateOfActivity{r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, y in YEAR}
var RateOfProductionByTechnology {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var RateOfProductionByTechnologyByMode{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY,
        m in MODE OF OPERATION, f in FUEL, y in YEAR\} >= 0;
var RateOfUseByTechnology {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var RateOfUseByTechnologyByMode {r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in
        MODE OF OPERATION, f in FUEL, y in YEAR\} >= 0;
var SalvageValue{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var SalvageValueStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >= 0;
var StorageLevelDayTypeFinish{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR} >= 0;
var StorageLevelDayTypeStart{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR} >= 0;
var StorageLevelSeasonStart{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, y in YEAR} >= 0;
var StorageLevelYearFinish{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >= 0;
var StorageLevelYearStart\{r \text{ in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}\} >= 0;
```

```
var TotalAnnualTechnologyActivityByMode{r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, y in
YEAR\} >= 0;
var TotalCapacityAnnual\{r \text{ in REGION}, t \text{ in TECHNOLOGY}, y \text{ in YEAR}\} \ge 0;
var TotalTechnologyAnnualActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var TotalTechnologyModelPeriodActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
var Trade{r in REGION, rr in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR};
var UseByTechnology{r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
# Objective Function #
minimize OF_Cost_Eigen: sum{y in YEAR, r in REGION, t in TECHNOLOGY} (((((sum{yy in
        YEAR: y - yy < OperationalLife [r, t] && y - yy >= 0} NewCapacity [r, t, yy]) + ResidualCapacity [r, t, y]) *
        (FixedCost [r, t, y] / 5) + ((sum{1 in TIMESLICE, m in MODE OF OPERATION} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
        YearSplit [1, y] * VariableCost [r, t, m, y]) / 5)) * ((1 / ((1 + DiscountRate [r]) ^ (y * 5 - (min{yy in YEAR})
        (\min \{yy \text{ in YEAR}\} \min (yy) * 5) + 3.5))) + (1 / ((1 + \text{DiscountRate } [r]) \land (y * 5 - (\min \{yy \text{ in YEAR}\} \min (yy) * 5))))
        + 4.5))))) + (CapitalCost [r, t, y]) * NewCapacity [r, t, y] * (1 / ((1 + DiscountRate [r]) ^ (y * 5 - min{yy in YEAR}
        min(yy) * 5)) - DiscountedSalvageValue [r, t, y]);
# Constraints #
# Common Equations
s.t. Acc1 FuelProductionByTechnology {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in
        FUEL, y in YEAR}: RateOfProductionByTechnology [r, l, t, f, y] * YearSplit [l, y] = ProductionByTechnology [r,
s.t. Acc2 FuelUseByTechnology{r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y
        in YEAR}: RateOfUseByTechnology [r, l, t, f, y] * YearSplit [l, y] = UseByTechnology [r, l, t, f, y];
s.t. Acc3 AverageAnnualRateOfActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in
        MODE OF OPERATION, y in YEAR\: sum\{ in TIMESLICE\} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * YearSplit [l, y] =
        TotalAnnualTechnologyActivityByMode [r, t, m, y];
s.t. CAa1 TotalNewCapacity {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:
        AccumulatedNewCapacity [r, t, y] = sum\{yy \text{ in YEAR: } y - yy < OperationalLife}[r, t] \&\& y - yy >= 0\}
        NewCapacity [r, t, yy];
s.t. CAa2 TotalAnnualCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:
        AccumulatedNewCapacity [r, t, y] + ResidualCapacity [r, t, y] = TotalCapacityAnnual [r, t, y];
s.t. CAa5 TotalNewCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR:
        CapacityOfOneTechnologyUnit [r, t, y] <> 0}: CapacityOfOneTechnologyUnit [r, t, y] *
        NumberOfNewTechnologyUnits [r, t, y] = NewCapacity [r, t, y];
s.t.\ CC1\ \ Undiscounted Capital Investment \{r\ in\ REGION, t\ in\ TECHNOLOGY, y\ in\ YEAR\} :
        CapitalCost [r, t, y] * NewCapacity [r, t, y] = CapitalInvestment [r, t, y];
s.t. EBa1 RateOfFuelProduction1 {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in
```

```
MODE OF OPERATION, y in YEAR, f in FUEL: OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] <> 0}: RateOfActivity [r, l, t,
             m, y] * OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] = RateOfProductionByTechnologyByMode [r, l, t, m, f, y];
s.t. EBa2 RateOfFuelProduction2{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR, 1 in
              TIMESLICE\}: sum\{m \ in \ MODE \ OF\_OPERATION: OutputActivityRatio \ [r,t,f,m,y] \diamondsuit 0\}
              RateOfProductionByTechnologyByMode [r, l, t, m, f, y] = RateOfProductionByTechnology [r, l, t, f, y];
s.t. EBa4 RateOfFuelUse1 {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in
              MODE OF OPERATION, y in YEAR, f in FUEL: InputActivityRatio [r, t, f, m, y] <> 0}: RateOfActivity [r, l, t,
             m, y] * InputActivityRatio [r, t, f, m, y] = RateOfUseByTechnologyByMode [r, l, t, m, f, y];
s.t. EBa5_RateOfFuelUse2{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR, 1 in
              TIMESLICE: sum\{m \text{ in MODE OF OPERATION: InputActivityRatio } [r, t, f, m, y] \Leftrightarrow 0\}
              RateOfUseByTechnologyByMode [r, l, t, m, f, y] = RateOfUseByTechnology [r, l, t, f, y];
s.t. NCC1 TotalAnnualMaxNewCapacityConstraint{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in
              YEAR\}: NewCapacity [r, t, y] <= TotalAnnualMaxCapacityInvestment [r, t, y];
s.t. NCC2 TotalAnnualMinNewCapacityConstraint{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR:
              TotalAnnualMinCapacityInvestment [r, t, y] > 0}: NewCapacity [r, t, y] >= TotalAnnualMinCapacityInvestment [r,
             t, y];
s.t. OC1 OperatingCostsVariable{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{m in
              MODE OF OPERATION} TotalAnnualTechnologyActivityByMode [r, t, m, y] * VariableCost [r, t, m, y] =
              AnnualVariableOperatingCost [r, t, y];
s.t. SI6 SalvageValueStorageAtEndOfPeriod1 {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR: (y +
              OperationalLifeStorage [r, s] - 1 \leq (max\{yy \text{ in YEAR}\} max(yy))\}: 0 = SalvageValueStorage [r, s, y];
s.t. SV3_SalvageValueAtEndOfPeriod3{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: (y +
              OperationalLife [r, t] - 1 \leq (max\{yy \text{ in YEAR}\} max(yy))\}: SalvageValue [r, t, y] = 0;
s.t. TAC1 TotalModelHorizonTechnologyActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY}: sum{y in
              YEAR} TotalTechnologyAnnualActivity [r, t, y] = TotalTechnologyModelPeriodActivity <math>[r, t];
# EigenErstellte
s.t. EmptyStorageInDayType{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in
              YEAR}: StorageLevelDayTypeFinish [r, s, ls, ld, y] = 0;
s.t. OC2 OperatingCostsFixedAnnual Eigen 5erJahresschritte (r in REGION, t in TECHNOLOGY, y
              in YEAR}: TotalCapacityAnnual [r, t, y] * FixedCost [r, t, y] * 5 = AnnualFixedOperatingCost [r, t, y];
s.t. RE MaximalAnteilvonRE{r in REGION, y in YEAR}: REMaxProductionTarge [r, y] * sum{f in
             FUEL, 1 in TIMESLICE} sum{t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION: OutputActivityRatio [r, t, f,
             m, y] \sim 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l, y] * RETagFuel [r, f, y]
             >= sum{l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, f in FUEL: OutputActivityRatio
             [r, t, f, m, y] <> 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l, y] *
              RETagTechnology [r, t, y];
s.t. SV4 SalvageValueDiscountToStartYear Eigen{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:
              DiscountedSalvageValue [r, t, y] = SalvageValue [r, t, y] / ((1 + DiscountRate [r]) ^ (1 + ((max{yy in YEAR})) / ((1 + DiscountRate [r]) ^ (1 + ((max{yy in YEAR})) / ((1 + DiscountRate [r])) / ((1 + DiscountR
             max(yy) - min\{yy \text{ in YEAR}\} min(yy)) * 5)));
s.t. StartStorageEmpty_DayType{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y
             in YEAR}: StorageLevelDayTypeStart [r, s, ls, ld, y] = 0;
# ShortCode StorageEquations
s.t. S11 and S12 StorageLevelDayTypeStart{ld in DAYTYPE, r in REGION, s in STORAGE, ls in
             SEASON, y in YEAR}: if ld = min{ldld in DAYTYPE} min(ldld) then StorageLevelSeasonStart [r, s, ls, y] else
              StorageLevelDayTypeStart [r, s, ls, ld-1, y] + sum{lh in DAILYTIMEBRACKET} (((sum{l in TIMESLICE, t in
```

```
TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION: TechnologyToStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m,
         y] * TechnologyToStorage [r, t, s, m] * Conversionls [l, ls] * Conversionld [l, ld-1] * Conversionlh [l, lh]) - (sum{l
         in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION: TechnologyFromStorage [r, t, s, m] > 0}
         RateOfActivity [r, l, t, m, y] * TechnologyFromStorage [r, t, s, m] * Conversionls [l, ls] * Conversionld [l, ld-1] *
         Conversionlh [l, lh])) * DaySplit [lh, y]) * DaysInDayType [ls, ld-1, y] = StorageLevelDayTypeStart [r, s, ls, ld, y];
s.t. S13 and S14 and S15 StorageLevelDayTypeFinish{ls in SEASON, ld in DAYTYPE, r in
         REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: if ls = max{lsls in SEASON} max(lsls) && ld = max{ldld in DAYTYPE}
         max(ldld) then StorageLevelYearFinish [r, s, y] else if ld = max\{ldld in DAYTYPE\} max(ldld) then
         StorageLevelSeasonStart [r, s, ls+1, y] else StorageLevelDayTypeFinish [r, s, ls, ld+1, y] - sum{lh in
         DAILYTIMEBRACKET} (((sum{1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION:
         TechnologyToStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * TechnologyToStorage [r, t, s, m] *
         ConversionId [1, ld+1] * ConversionIh [1, lh] * ConversionIs [1, ls]) - (sum{1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY,
         m in MODE OF OPERATION: TechnologyFromStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
         TechnologyFromStorage [r, t, s, m] * ConversionId [l, ld+1] * ConversionIh [l, lh] * ConversionIs [l, ls])) *
         DaySplit [lh, y] * DaysInDayType [ls, ld+1, y] = StorageLevelDayTypeFinish [r, s, ls, ld, y];
s.t. S5 and S6 StorageLevelYearStart{y in YEAR, r in REGION, s in STORAGE}: if y = min{yy in
         YEAR} min(yy) then StorageLevelStart [r, s] else StorageLevelYearStart [r, s, y] + sum{ld in DAYTYPE, lh in
         DAILYTIMEBRACKET, Is in SEASON} sum{1 in TIMESLICE: ConversionId [1, Id] > 0 && ConversionIh [1, Ih]
         > 0 && Conversionls [1, ls] > 0} ((sum{t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION:
         TechnologyToStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y-1] * TechnologyToStorage [r, t, s, m] *
         Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh] * Conversionls [l, ls]) - (sum{t in TECHNOLOGY, m in
         MODE_OF_OPERATION: TechnologyFromStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y-1] *
         TechnologyFromStorage [r, t, s, m] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh] * Conversionls [l, ls])) * YearSplit
         [l, y-1] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh] * Conversionls [l, ls] = StorageLevelYearStart [r, s, y];
s.t. S7 and S8 StorageLevelYearFinish{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: if max{yy in
         YEAR} max(yy) then StorageLevelYearStart [r, s, y] else StorageLevelYearStart [r, s, y] + sum{ld in DAYTYPE,
         Ih in DAILYTIMEBRACKET, Is in SEASON} sum{I in TIMESLICE: ConversionId [I, Id] > 0 && ConversionIh
         [1, lh] > 0 && Conversionls [1, ls] > 0} ((sum{t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION:
         TechnologyToStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * TechnologyToStorage [r, t, s, m] *
         ConversionId [1, 1d] * ConversionIh [1, 1h] * ConversionIs [1, 1s]) - (sum{t in TECHNOLOGY, m in
         MODE OF OPERATION: TechnologyFromStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
         TechnologyFromStorage [r, t, s, m] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh] * Conversionls [l, ls])) * YearSplit
         [1, y] * Conversionls [1, ls] * Conversionld [1, ld] * Conversionlh [1, lh] = StorageLevelYearFinish [r, s, y];
s.t. S9 and S10 StorageLevelSeasonStart{ls in SEASON, r in REGION, s in STORAGE, y in
         YEAR}: if ls = min{lsls in SEASON} min(lsls) then StorageLevelYearStart [r, s, y] else StorageLevelSeasonStart
         [r, s, ls-1, y] + sum{ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET} sum{l in TIMESLICE: Conversionls [l, ls-1]
         > 0 && ConversionId [1, Id] > 0 && ConversionIh [1, Ih] > 0} ((sum{t in TECHNOLOGY, m in
         MODE OF OPERATION: TechnologyToStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
         TechnologyToStorage [r, t, s, m] * Conversionls [l, ls-1] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh]) - (sum{t in
         TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION: TechnologyFromStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t,
         m, y] * TechnologyFromStorage [r, t, s, m] * Conversionls [l, ls-1] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh])) *
         YearSplit [1, y] * Conversionls [1, ls-1] * Conversionld [1, ld] * Conversionlh [1, lh] = StorageLevelSeasonStart [r, s,
         ls, y];
s.t. SC5 MaxChargeConstraint{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR, ls in SEASON, ld in
         DAYTYPE, Ih in DAILYTIMEBRACKET}: sum{l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in
         MODE OF OPERATION: TechnologyToStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
```

```
TechnologyToStorage [r, t, s, m] * Conversionls [l, ls] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh] <=
                  StorageMaxChargeRate [r, s];
s.t. SC6 MaxDischargeConstraint{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR, ls in SEASON, ld in
                  DAYTYPE, Ih in DAILYTIMEBRACKET): sum{l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in
                  MODE_OF_OPERATION: TechnologyFromStorage [r, t, s, m] > 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
                  TechnologyFromStorage [r, t, s, m] * Conversionls [l, ls] * Conversionld [l, ld] * Conversionlh [l, lh] <=
                  StorageMaxDischargeRate [r, s];
s.t. SI7 SalvageValueStorageAtEndOfPeriod2{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR:
                  (DepreciationMethod [r] = 1 && (y + OperationalLifeStorage [r, s] - 1) > (max {yy in YEAR} max(yy)) &&
                  DiscountRate [r] = 0 || (DepreciationMethod [r] = 2 \&\& (y + OperationalLifeStorage <math>[r, s] - 1) > (max\{yy in Particle (x, y) | Particl
                  YEAR} max(yy)))}: CapitalCostStorage [r, s, y] * NewStorageCapacity [r, s, y] * (1 - (max{yy in YEAR} max(yy)
                  -y+1) / OperationalLifeStorage [r, s]) = SalvageValueStorage [r, s, y];
s.t. SI8 SalvageValueStorageAtEndOfPeriod3{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR:
                  DepreciationMethod [r] = 1 \&\& (y + OperationalLifeStorage [r, s] - 1) > (max{yy in YEAR} max(yy)) \&\&
                  DiscountRate [r] > 0: CapitalCostStorage [r, s, y] * NewStorageCapacity [r, s, y] * (1 - (((1 + DiscountRate [r]) ^{\wedge}
                  (\max \{yy \text{ in YEAR}\} \max(yy) - y + 1) - 1) / ((1 + \text{DiscountRate } [r]) \land \text{OperationalLifeStorage } [r, s] - 1))) =
                  SalvageValueStorage [r, s, y];
# Short Code Equations
s.t. AAC2 TotalAnnualTechnologyActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in
                  YEAR}: sum{l in TIMESLICE, m in MODE OF OPERATION} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * YearSplit [l, y]
                  <= TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit [r, t, y];
s.t. AAC3 TotalAnnualTechnologyActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in
                  YEAR: TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit [r, t, y] > 0: sum{1 in TIMESLICE, m in
                  MODE OF OPERATION RateOfActivity [r, 1, t, m, y] * YearSplit [1, y] >=
                  TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit [r, t, y];
s.t. CAa4 Constraint Capacity{r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:
                  sum{m in MODE OF OPERATION} RateOfActivity [r, 1, t, m, y] <= ((sum{yy in YEAR: y - yy <
                  OperationalLife [r, t] && y - yy >= 0} NewCapacity [r, t, yy]) + ResidualCapacity [r, t, y]) * CapacityFactor [r, t, l,
                  y] * CapacityToActivityUnit [r, t];
s.t. CAb1 PlannedMaintenance {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{l in
                  TIMESLICE \} \ sum \{m \ in \ MODE \ OF \ OPERATION \} \ RateOfActivity \ [r, l, t, m, y] * YearSplit \ [l, y] <= sum \{l \ in \ l, v \ \ l, v \ l, v \ l, v \ \ l, v 
                  TIMESLICE} (((sum{yy in YEAR: y - yy < OperationalLife [r, t] && y - yy >= 0} NewCapacity [r, t, yy]) +
                   ResidualCapacity [r, t, y]) * CapacityFactor [r, t, l, y] * YearSplit [l, y]) * AvailabilityFactor [r, t, y] *
                  CapacityToActivityUnit [r, t];
s.t. EBa11_EnergyBalanceEachTS5 {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR, 1 in TIMESLICE}: sum{t
                  in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION: OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] <> 0} RateOfActivity [r, l,
                  t, m, y] * OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l, y] >= SpecifiedAnnualDemand [r, f, y] *
                  SpecifiedDemandProfile [r, f, l, y] + sum{t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION:
                  InputActivityRatio [r, t, f, m, y] <> 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * InputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l,
                  y] + sum{rr in REGION} Trade [r, rr, l, f, y] * TradeRoute [r, rr, f, y];
s.t. EBa9 EnergyBalanceEachTS3 {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR, l in TIMESLICE}:
                  SpecifiedAnnualDemand [r, f, y] * SpecifiedDemandProfile [r, f, l, y] = Demand [r, l, f, y];
s.t. EBb4 EnergyBalanceEachYear4{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE, t
                  in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION: OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] <> 0} RateOfActivity [r, l,
                  t, m, y] * OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l, y] >= sum{l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in
                  MODE_OF_OPERATION: InputActivityRatio [r, t, f, m, y] <> 0} RateOfActivity [r, l, t, m, y] *
```

```
InputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l, y] + sum{rr in REGION, l in TIMESLICE} Trade [r, rr, l, f, y] *
              TradeRoute [r, rr, f, y] + AccumulatedAnnualDemand [r, f, y];
s.t. RE1 FuelProductionByTechnologyAnnual {r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in
              YEAR}: sum{l in TIMESLICE, m in MODE OF OPERATION: OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] ⇔ 0}
              RateOfActivity [r, l, t, m, y] * OutputActivityRatio [r, t, f, m, y] * YearSplit [l, y] =
              ProductionByTechnologyAnnual [r, t, f, y];
s.t. SV1 SalvageValueAtEndOfPeriod1{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR:
              DepreciationMethod [r] = 1 \&\& (y + OperationalLife [r, t] - 1) > (max \{yy in YEAR\} max(yy)) \&\& DiscountRate
              (\max{yy \text{ in YEAR}} \max{(yy)} - y + 1) - 1) / ((1 + \text{DiscountRate}[r]) \land \text{OperationalLife}[r, t] - 1)));
s.t. SV2 SalvageValueAtEndOfPeriod2{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR:
              DepreciationMethod [r] = 1 \&\& (y + OperationalLife [r, t] - 1) > (max \{yy in YEAR\} max(yy)) \&\& DiscountRate
              [r] = 0 \parallel \text{(DepreciationMethod } [r] = 2 \&\& (y + \text{OperationalLife } [r, t] - 1) > (\max\{yy \text{ in YEAR}\} \max(yy))) \}:
              SalvageValue [r, t, y] = \text{CapitalCost}[r, t, y] * \text{NewCapacity}[r, t, y] * (1 - (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (max{yy in YEAR}) max(yy) - y + 1) / (
              OperationalLife [r, t]);
s.t. TAC2 TotalModelHorizonTechnologyActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY:
              TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit [r, t] > 0: sum{1 in TIMESLICE, m in
              MODE OF OPERATION, y in YEAR} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * YearSplit [l, y] <=
              TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit [r, t];
s.t. TAC3 TotalModelHorizenTechnologyActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY:
              TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit [r, t] > 0: sum{1 in TIMESLICE, m in
              MODE_OF_OPERATION, y in YEAR} RateOfActivity [r, l, t, m, y] * YearSplit [l, y] >=
              TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit [r, t];
s.t. TCC1 TotalAnnualMaxCapacityConstraint{y in YEAR, r in REGION, t in TECHNOLOGY}:
              ((sum\{yy \text{ in YEAR: } y - yy < Operational Life [r, t] \&\& y - yy >= 0\} \text{ NewCapacity } [r, t, yy]) + \text{Residual Capacity } [r, t, yy])
              t, y]) <= TotalAnnualMaxCapacity [r, t, y];
s.t. TCC2 TotalAnnualMinCapacityConstraint{y in YEAR, r in REGION, t in TECHNOLOGY:
              TotalAnnualMinCapacity [r, t, y] > 0: ((sum{yy in YEAR: y - yy < OperationalLife [r, t] && y - yy >= 0}
              NewCapacity [r, t, yy]) + ResidualCapacity [r, t, y]) >= TotalAnnualMinCapacity [r, t, y];
solve;
###############################
# Output #
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
              "res/csv/AccumulatedNewCapacity.csv": r, t, y, AccumulatedNewCapacity[r, t, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
              "res/csv/AnnualFixedOperatingCost.csv": r, t, y, AnnualFixedOperatingCost[r, t, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
              "res/csv/AnnualVariableOperatingCost.csv": r, t, y, AnnualVariableOperatingCost[r, t, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
              "res/csv/CapitalInvestment.csv": r, t, y, CapitalInvestment[r, t, y];
table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR} OUT "CSV"
```

```
"res/csv/Demand.csv": r, l, f, y, Demand[r, l, f, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/DiscountedSalvageValue.csv": r, t, y, DiscountedSalvageValue[r, t, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV" "res/csv/NewCapacity.csv" :
        r, t, y, NewCapacity[r, t, y];
table tout {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/NewStorageCapacity.csv": r, s, y, NewStorageCapacity[r, s, y];\\
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/NumberOfNewTechnologyUnits.csv": r, t, y, NumberOfNewTechnologyUnits[r, t, y];
table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} OUT
         "CSV" "res/csv/ProductionByTechnology.csv": r, l, t, f, y, ProductionByTechnology[r, l, t, f, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/ProductionByTechnologyAnnual.csv": r, t, f, y, ProductionByTechnologyAnnual[r, t, f, y];
table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, y
         in YEAR} OUT "CSV" "res/csv/RateOfActivity.csv": r, l, t, m, y, RateOfActivity[r, l, t, m, y];
table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} OUT
        "CSV" "res/csv/RateOfProductionByTechnology.csv": r, l, t, f, y, RateOfProductionByTechnology[r, l, t, f, y];
        table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, f in FUEL, y in
         YEAR} OUT "CSV" "res/csv/RateOfProductionByTechnologyByMode.csv": r, l, t, m, f, y,
         RateOfProductionByTechnologyByMode[r, l, t, m, f, y];
table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} OUT
         "CSV" "res/csv/RateOfUseByTechnology.csv": r, l, t, f, y, RateOfUseByTechnology[r, l, t, f, y];
table tout {r in REGION, 1 in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, f
        in FUEL, y in YEAR} OUT "CSV" "res/csv/RateOfUseByTechnologyByMode.csv": r, l, t, m, f, y,
        RateOfUseByTechnologyByMode[r, l, t, m, f, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV" "res/csv/SalvageValue.csv"
        : r, t, y, SalvageValue[r, t, y];
table tout {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/SalvageValueStorage.csv": r, s, y, SalvageValueStorage[r, s, y];
table tout {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/StorageLevelDayTypeFinish.csv": r, s, ls, ld, y, StorageLevelDayTypeFinish[r, s, ls, ld, y];
table tout {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/StorageLevelDayTypeStart.csv": r, s, ls, ld, y, StorageLevelDayTypeStart[r, s, ls, ld, y]; \\
table tout {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/StorageLevelSeasonStart.csv": r, s, ls, y, StorageLevelSeasonStart[r, s, ls, y];
table tout {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/StorageLevelYearFinish.csv": r, s, y, StorageLevelYearFinish[r, s, y];
table tout {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/StorageLevelYearStart.csv": r, s, y, StorageLevelYearStart[r, s, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in MODE OF OPERATION, y in YEAR} OUT
         "CSV" "res/csv/TotalAnnualTechnologyActivityByMode.csv": r, t, m, y,
         TotalAnnualTechnologyActivityByMode[r, t, m, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/TotalCapacityAnnual.csv": r, t, y, TotalCapacityAnnual[r, t, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} OUT "CSV"
         "res/csv/TotalTechnologyAnnualActivity.csv": r, t, y, TotalTechnologyAnnualActivity[r, t, y];
table tout {r in REGION, t in TECHNOLOGY} OUT "CSV"
```