



Patrick Starmuz, BSc

Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Levante Staaten (Jordanien, Israel, Libanon und Syrien)

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Begutachter

Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Betreuer

Dipl.-Ing. Robert Gaugl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Mai 2019

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich all jenen danken, die durch ihre fachliche und persönliche Unterstützung zum Gelingen dieser Masterarbeit beigetragen haben.

Mein Dank gilt Herrn Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Bachhiesl für das Bereitstellen dieses interessanten Themas der Masterarbeit und die freundliche Hilfsbereitschaft, die er mir entgegenbrachte.

Außerdem danke ich Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Gaugl, der mich mit all seinen Mitteln unterstützte und ohne dessen Hilfe und Bemühungen diese Arbeit nicht zustande gekommen wäre.

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, die mir mein Studium ermöglicht und mich in all meinen Entscheidungen unterstützt haben.

Herzlich bedanken möchte ich mich auch bei meiner Freundin, die mich immer wieder ermutigte und mit vielen nützlichen Tipps bei der Masterarbeit zur Seite stand.

Schließlich danke ich meinen Freunden während der Studienzeit für die schönen Jahre in Graz.

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit werden die Länder Jordanien, Israel, Libanon und Syrien – auch Levante Staaten genannt – einer elektrizitätswirtschaftlichen Analyse unterzogen. Die geographische Lage der Staaten macht sie zu einer Drehscheibe für den Handel zwischen dem afrikanischen, europäischen und dem asiatischen Kontinent. Seit vielen Jahren arbeitet das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz an einer realitätsnahen Abbildung der Elektrizitätswirtschaft in Europa und Nordafrika. Ziel der Arbeit ist es, die Levante-Staaten in das Simulationsmodell ATLANTIS aufzunehmen und somit den Mittelmeerring zwischen dem afrikanischen und europäischen Kontinent zu schließen.

Aufgrund der optimalen Potentiale für Wind- und Solarenergie könnte zukünftig die elektrizitätswirtschaftliche Einbindung der Levante Region in den Entwicklungen der europäischen Elektrizitätswirtschaft eine wichtige Rolle spielen. Gerade Israel und Jordanien könnte mit ihren ehrgeizigen Zielen hinsichtlich der mengenmäßig hohen Stromproduktion aus erneuerbarer Energie zu einem Vorreiter in dieser Region werden. Die Entdeckung erheblicher Reserven an Erdgas in den israelischen Gewässern im Mittelmeer hat die Nachbarländer angespornt, ihre eigenen Gewässer auch nach unerschlossenen Öl- und Gasreserven zu untersuchen. Dies hat enorme politische und wirtschaftliche Folgen und könnte zukünftig auch militärische Auswirkungen haben. Zur Erreichung dieser gesteckten Ziele muss das Stromnetz sowie die Gas- und Ölinfrastruktur diesen Vorhaben gewachsen sein. Wind- und Solarkraftwerke befinden sich meist weit außerhalb bevölkerungsreicher Gebiete und der Energietransport ist zukünftig ein primäres Thema.

Die kriegsgebeutelten Länder Libanon und Syrien befinden sich im Aufbau und es wird noch Jahre dauern bis die Elektrizitätsversorgung in diesen Staaten zu 100% gesichert sein wird. Die Mehrheit der Städte erhält täglich nur wenige Stunden Strom und die Regierungen dieser Länder wenden zurzeit im ganzen Land eine Rationierungspolitik durch Lastabwurf an.

Für jedes Land werden im Zuge dieser Arbeit geographische, demographische und wirtschaftliche Daten sowie Besonderheiten angeführt. Anschließend wird der elektrizitätswirtschaftliche Ist-Zustand der Levante-Staaten in das energie- und elektrizitätswirtschaftliche Simulationsmodell ATLANTIS des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz implementiert. Dies geschieht auf Basis von Leitungsdaten der ENTSO-E sowie den Kraftwerksdaten der PLATTS-Datenbank von 2017. Im letzten Abschnitt wird das elektrizitätswirtschaftliche Modell analysiert und die Simulationen ausgewertet.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich vor allem Jordanien und Israel aus elektrizitäts- und energiewirtschaftlicher Sicht auf einem soliden Weg in Richtung Zukunft befinden. Die Länder erkannten in den letzten Jahren ihren Reichtum an regenerativem Energiepotential, denn hohe Windgeschwindigkeiten und eine hohe Sonneneinstrahlung sind kennzeichnend für die Levante-Region im Nahen Osten. Außerdem ist Israel durch die Offshore-Gasvorkommen energietechnisch für viele Jahre abgesichert und kann durch Exporte sehr viele zusätzliche Einnahmen generieren.

Libanon und Syrien befinden sich im Aufbau und wenn sie die Chancen des hohen verfügbaren RE-Potentials in Zukunft nutzen, können auch diese Staaten im Energiesektor große Vorteile erwirtschaften. Es muss jedoch gesagt werden, dass die Zerstörungen durch den Krieg in Syrien und im Libanon für eine Gesamtsimulation aller Länder mit ATLANTIS berücksichtigt werden müssen.

Abstract

In the present work, the countries of Jordan, Israel, Lebanon and Syria - also called Levant states - are subjected to an electricity-economic analysis. The geographic location of the states makes them a turntable for trade between the African, European and Asian continents. For many years the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation of Graz University of Technology has been working on a realistic illustration of the electricity industry in Europe and North Africa. The aim of this paper is to include the Levant states in the ATLANTIS simulation model, thus closing the Mediterranean ring between the African and European continents.

Due to the optimal potential for wind and solar energy, the economic integration of the Levante region in future could play an important role in the development of the European electricity industry. Israel and Jordan in particular, with their ambitious targets for high-volume renewable electricity production, could become a pioneer in this region. The discovery of significant reserves of natural gas in Israeli waters in the Mediterranean has spurred neighboring countries to explore their own waters for untapped oil and gas reserves. This has enormous political, economic consequences and could have military implications in the future. To achieve these goals, the electricity grid as well as the gas and oil infrastructure must grow. Wind and solar power plants are usually located far away from densely populated areas and energy transport will be a primary issue in the future.

The war-torn countries of Lebanon and Syria are under construction and it will be years before the electricity supply in these states is 100% secure. Most cities receive only a few hours of electricity every day, and the governments of these countries are currently applying a rationing policy through load shedding across the country.

For each country geographic, demographic and economic data as well as peculiarities are listed. Subsequently, the actual electricity state of the Levant states is implemented in the energy and electricity economic simulation model ATLANTIS. This is done based on transmission line data from the ENTSO-E and the power plant data of the PLATTS database of 2017. In the last section, the electricity-economic model is analyzed, and the simulations are evaluated.

In summary, it can be stated that especially Jordan and Israel are on a solid path towards the future from an electricity and energy industry perspective. The countries have recognized their wealth of regenerative energy potential in recent years, as high wind speeds and high solar radiation are typical of the Levant region in the Middle East. In addition, Israel is secured for many years by energy from offshore gas deposits and can generate a great deal of additional income through exports. Lebanon and Syria are in the process of being set up, and if they capitalize on the opportunities offered by the high level of renewable energy available in the future, these states can also bring great benefits to the energy sector. It must be said, however, that for a total simulation of all countries in ATLANTIS, the power plant database as well as transmission line infrastructure data from Syria and Lebanon need to be adjusted more closely to achieve useful results.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Jordanien	3
2.1	Einleitung.....	3
2.1.1	Allgemeine Informationen.....	3
2.1.2	Kurze Geschichte des Landes.....	4
2.1.3	Geografie und Klima.....	4
2.1.4	Wirtschaft.....	6
2.2	Energiesektor.....	11
2.3	Energiestrategie.....	14
2.4	Analyse des Aufbringungssektors.....	17
2.5	Elektrizitätsübertragung.....	18
2.6	Die Verbraucherseite.....	22
2.7	Elektrizitätssektor.....	23
2.7.1	Erzeugungssektor.....	24
2.7.2	Übertragungssektor.....	25
2.7.3	Vertriebssektor.....	25
3	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Israel	26
3.1	Einleitung.....	26
3.1.1	Allgemeine Informationen.....	26
3.1.2	Kurze Geschichte des Landes.....	27
3.1.3	Geografie und Klima.....	27
3.1.4	Wirtschaft.....	30
3.2	Energiesektor.....	36
3.3	Energiestrategie.....	39
3.3.1	Ziele bis zum Jahr 2030.....	39
3.3.2	Der Rettungsplan für den Energiesektor bis 2030.....	40
3.3.3	COP 21.....	41
3.4	Analyse des Aufbringungssektors.....	41
3.5	Elektrizitätsübertragung.....	44
3.6	Die Verbraucherseite.....	45
3.7	Elektrizitätssektor.....	47
4	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse des Libanons	50
4.1	Einleitung.....	50
4.1.1	Allgemeine Informationen.....	50
4.1.2	Kurze Geschichte des Landes.....	51
4.1.3	Geografie und Klima.....	51
4.1.4	Wirtschaft.....	53
4.2	Energiesektor.....	58
4.3	Energiestrategie.....	60
4.4	Analyse des Aufbringungssektors.....	64
4.5	Elektrizitätsübertragung.....	65
4.6	Die Verbraucherseite.....	66
4.7	Elektrizitätssektor.....	69

5	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Syrien	72
5.1	Einleitung	72
5.1.1	Allgemeine Informationen	72
5.1.2	Kurze Geschichte des Landes	72
5.1.3	Geografie und Klima	74
5.1.4	Wirtschaft	75
5.2	Energiesektor	79
5.3	Energiestrategie	81
5.4	Analyse des Aufbringungssektors	82
5.5	Elektrizitätssektor	85
6	Elektrizitätswirtschaftliche Simulation und Analyse	87
6.1	Simulationsmodell ATLANTIS	87
6.2	Modellerstellung	91
6.3	Analyse – Jordanien	93
6.3.1	Stand „Jordanien 2017“	93
6.3.2	Szenarioerstellung bis 2030	97
6.3.3	Ergebnisse der Simulation bis 2030	101
6.3.4	Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030	107
6.4	Analyse – Israel	109
6.4.1	Stand „Israel 2017“	109
6.4.2	Szenarioerstellung bis 2030	113
6.4.3	Ergebnisse der Simulation bis 2030	117
6.4.4	Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030	122
6.5	Analyse – Libanon	125
6.5.1	Stand „Libanon 2017“	125
6.5.2	Szenarioerstellung bis 2030	129
6.5.3	Ergebnisse der Simulation bis 2030	133
6.5.4	Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030	137
6.6	Analyse – Syrien	139
6.6.1	Stand „Syrien 2017“	139
6.6.2	Szenarioerstellung bis 2030	143
6.6.3	Ergebnisse der Simulation bis 2030	147
6.6.4	Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030	152
7	Zusammenfassung	154
8	Abkürzungsverzeichnis	156
9	Abbildungsverzeichnis	159
10	Tabellenverzeichnis	166
11	Literaturverzeichnis	167

1 Einleitung

Seit vielen Jahren arbeitet das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der Technischen Universität an einer realitätsnahen Abbildung der Elektrizitätswirtschaft in Europa und erfasst dies in einem Simulationsmodell mit dem Namen ATLANTIS. Die bisher integrierten Staaten umfassen Länder auf dem europäischen Kontinent und in den letzten Monaten wurden einige nordafrikanische Länder in die Simulationssoftware integriert. Somit kamen Marokko, Tunesien, Algerien, Libyen und Ägypten hinzu. Damit der Mittelmeerring nach Europa geschlossen werden kann, sollen noch die Türkei und die in dieser Arbeit ausgearbeiteten Länder Jordanien, Israel, Libanon und Syrien folgen.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der elektrizitätswirtschaftlichen Analyse der Länder Jordanien, Israel, Libanon sowie Syrien, welche auch Levante-Staaten genannt werden. Kraftwerke, Leitungen, Transformatoren und andere systemelektrische Daten sowie Wirtschafts- und Klimainformationen wurden in die Datenbank implementiert. Dadurch und unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung von Kraftwerkspark, Leitungsnetz und anderen Faktoren wurde mittels ATLANTIS eine elektrizitätswirtschaftliche Simulation durchgeführt.

Die Einbindung der nordafrikanischen Länder in das Simulationsmodell und das Schließen des Mittelmeerrings ist hinsichtlich der zu erwartenden Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft dieser Länder nicht nur aus systemelektrischer Sicht interessant, sondern auch zweckmäßig und für den europäischen Kontinent von großer Bedeutung.

In den Kapiteln zwei bis fünf der vorliegenden Arbeit wird jeweils auf die Besonderheiten der vier Levante-Staaten eingegangen. Neben geographischen und demographischen Herausforderungen wurden Kennzahlen und wichtige Informationen zu den Ländern ausgearbeitet und wirtschaftliche Aspekte, wie Bruttoinlandsprodukt, Wirtschaftswachstum, Inflation, Importe und Exporte behandelt. Anschließend wird der Energiesektor analysiert und auf Energiestrategien eingegangen. Danach wird nicht nur die Analyse des Aufbringungssektors beschrieben, sondern auch Informationen zur Elektrizitätsübertragung, zur Verbraucherseite und zum Elektrizitätssektor angeführt.

Im letzten Abschnitt dieser Arbeit werden schließlich die Ergebnisse der elektrizitätswirtschaftlichen Simulation analysiert. Das Simulationsmodell ATLANTIS wird kurz erklärt und die grundsätzliche Vorgehensweise der Modellerstellung werden erläutert. Danach folgen für alle vier Länder Darstellungen des aktuellen Stands (2017) bezüglich der installierten Kraftwerksleistungen, die Gegenüberstellung zwischen der Simulation des Jahres 2017 und Daten aus Quellen der Länder selbst sowie Analysen über das Kraftwerksparkalter. Anschließend kommt es zur Erstellung des Szenarios, indem Ziele für 2030 festgelegt, das Netzbild sowie die Verbrauchsentwicklung dargestellt und die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen bis 2030 ausgearbeitet werden.

Zum Abschluss folgt eine detaillierte Analyse der Simulationsergebnisse des Szenarios, wobei auf die Entwicklung der produzierten Energie von 2016 bis 2030, die Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der International Energy Agency (IEA) sowie auf die Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030 eingegangen wird. Außerdem wird das für das Szenario berechnete Lastflussbild zur Jahreshöchstlast des Jahres 2030 mit dem des Jahres 2017 verglichen.

2 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Jordanien

2.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden allgemeine Informationen von Jordanien, wie etwa geographische und demographische Fakten aufgelistet. Des Weiteren werden Besonderheiten des Landes untersucht und wirtschaftliche Aspekte, wie Bruttoinlandsprodukt, Wirtschaftswachstum, Inflation, Importe und Exporte behandelt.

2.1.1 Allgemeine Informationen

Nachfolgend werden ein paar allgemeine Informationen zu Jordanien angeführt. [1]

Staatsform: Erbmonarchie

Regierungssystem: konstitutionelle Monarchie

Staatsoberhaupt: König Abdullah II.

Regierungschef: Ministerpräsident Omar al-Razzaz

Amtssprache: Arabisch

Hauptstadt: Amman

Bevölkerung: 10.458.413 (Juli 2018)

Fläche: 89.342 km² (88.802 km² Landfläche, 540 km² Wasserfläche)

Währung: Jordanische Dinar (1 EUR = 0,805 JOD)

Bruttoinlandsprodukt (BIP): 40,13 Mrd.\$ (2017)

Gemäß der letzten Bevölkerungszählung aus dem Jahr 2018 leben in Jordanien 10.458.413 Einwohner. Die Bevölkerung ist stark konzentriert im Westen und vor allem im Nordwesten rund um die Hauptstadt Amman. Eine beträchtlicher aber kleinerer Bevölkerungsanteil befindet sich im Südwesten am Ufer des Golfs von Aqaba. [1]

Die größten Städte sind Amman mit 1.275.857 Einwohnern, gefolgt von Zarqa (792.665 Menschen) und Irbid mit 307.480 Bürgern. [2]

Die ethnischen Gruppen gliedern sich in Jordanier (69,3%), Syrer haben einen Anteil von 13,3%, danach folgen mit jeweils 6,7% Palästinenser und Ägypter. Die Verteilung der religiösen Gruppen in Jordanien führen mit 97,2% Muslime (überwiegend sunnitisch) an. Gefolgt werden sie von den Christen, deren Anteil 2,2% beträgt. Die Mehrheit der christlichen Gläubigen ist griechisch-orthodox. Den Rest bilden andere religiöse Gemeinschaften wie Buddhisten, Hindus oder Juden. [1]

2.1.2 Kurze Geschichte des Landes

Bevor es zum sogenannten Araberaufstand kam, der von 1916 bis 1918 andauerte, gehörte Jordanien zum Osmanischen Reich. Die Macht erhielten in der Folge jedoch nicht die Araber, sondern ihre englischen Verbündeten. Großbritannien bildete seit 1923 östlich des Jordans ein englisches Protektorat, welches sich Transjordanien nannte. Es war in Grunde wie ein Emirat und Abdullah Ibn Hussain war das Staatsoberhaupt. Im Jahre 1946 erlangte das Land seine Unabhängigkeit und wurde zum haschemitischen Königreich Jordanien unter dem ersten König Abdullah I. Nur einige Jahre nach der Staatsgründung ereignete sich der israelisch-arabischen Krieg und Jordanien musste einige Gebiete an die Siegermacht Israel abtreten. Außerdem kam es zu einer Flüchtlingswelle palästinensischer Einwanderer. Beim Sechs-Tage-Krieg 1967 verlor Jordanien endgültig alle Landgebiete im Westen des Jordans. Durch die vielen palästinensischen Flüchtlinge, welche erneut ins Land stießen, kam es 1970 zum sogenannten „Schwarzen September“, einem Bürgerkrieg zwischen jordanischen Sicherheits- und Streitkräften auf der einen und palästinensischen Guerillas auf der anderen Seite. Der Aufstand endete mit der Vertreibung der palästinensischen Organisationen. In der Folge leitete der jordanische König Hussein I. eine gemäßigte Außenpolitik ein und das Königreich nahm nicht am Yom-Kippur-Krieg teil. 1994 schloss Jordanien als eines der ersten Länder einen Friedensvertrag mit Israel ab. Als 1999 sein Sohn Abdullah II. die Macht übernahm, wurden prowestliche Reformen in der Außenpolitik eingeleitet. Einige Beispiele sind das Freihandelsabkommen mit den USA im Jahr 2001 oder das Assoziierungsabkommen mit der Europäischen Union 2002. Als es 2011 zum Arabischen Frühling kam und Proteste und Unruhen entstanden, führte dies, anders als in Syrien, zu keiner dauerhaften Destabilisierung des Landes. In der Zeit danach nahm Jordanien sehr viele syrische Kriegsflüchtlinge auf. [1]

2.1.3 Geografie und Klima

Das Haschemitische Königreich Jordanien mit einer Fläche von 89.342 km² ist eine Monarchie im Nahen Osten (Abbildung 1), welches von König Abdullah II. geführt wird. Trotz seiner geostrategisch und wirtschaftlich schwierigen Lage wird der Staat derzeit als relativ stabil gesehen. Jordanien grenzt im Süden an Saudi-Arabien, im Nordosten befindet sich der Irak, Syrien liegt im Norden und Israel und Palästina (Westjordanland) schließen im Westen an Jordanien an. Das Tote Meer, an der westlichen Grenze gelegen, ist der tiefste Punkt der Erde und besteht aus dem salzigsten Wasser. Im Südwesten hat Jordanien eine kleine Küste und somit Anschluss an das Rote Meer. Strategisch liegt es günstig an der Schnittstelle von Asien, Afrika und Europa. Die Großstädte liegen aufgrund der fruchtbaren Böden und reichlichen Niederschläge überwiegend im Nordwesten des Reiches. Die Hauptstadt Amman ist die bevölkerungsreichste Stadt und gleichzeitig das wirtschaftliche, politische und kulturelle Zentrum des Königreiches. [1]



Abbildung 1: Karte von Jordanien [1]

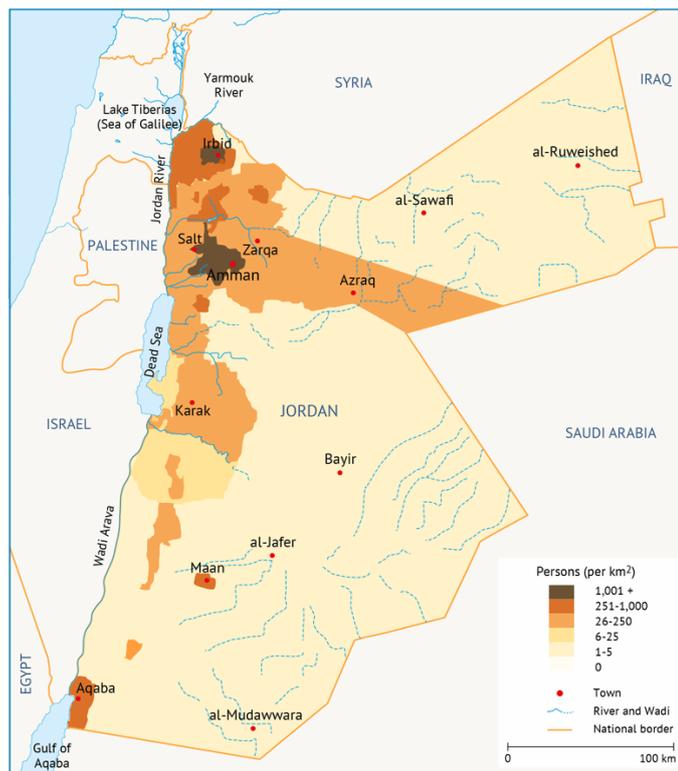


Abbildung 2: Personendichte in Jordanien [3]

Jordanien hat ein heißes trockenes Klima, das durch lange heiße trockene Sommer und kurze kühle Winter gekennzeichnet ist. Das Klima wird durch Jordaniens Lage zwischen der subtropischen Trockenheit, der arabischen Wüstengebiete und der subtropischen Luftfeuchtigkeit im östlichen Mittelmeerraum beeinflusst. Der Januar ist der kälteste

Monat mit Temperaturen von 5°C bis 10°C und der August ist der heißeste Monat bei 20°C bis 35°C. Die Tagestemperaturen können besonders im Sommer sehr heiß sein. An manchen Tagen können Temperaturen über 40°C erreicht werden, besonders wenn der Shirocco, ein heißer und trockener Südwind, weht. [4]

Etwa 70% der durchschnittlichen Niederschläge im Land fallen zwischen November und März. Von Juni bis August regnet es oft gar nicht. Der Niederschlag variiert von Saison zu Saison und von Jahr zu Jahr. Die durchschnittliche jährliche Regenmenge in Jordanien ist in Abbildung 3 grafisch dargestellt. Die Niederschläge konzentrieren sich häufig auf heftige Stürme, die insbesondere in den Wintermonaten zu Erosionen und lokalen Überschwemmungen führen. [4]

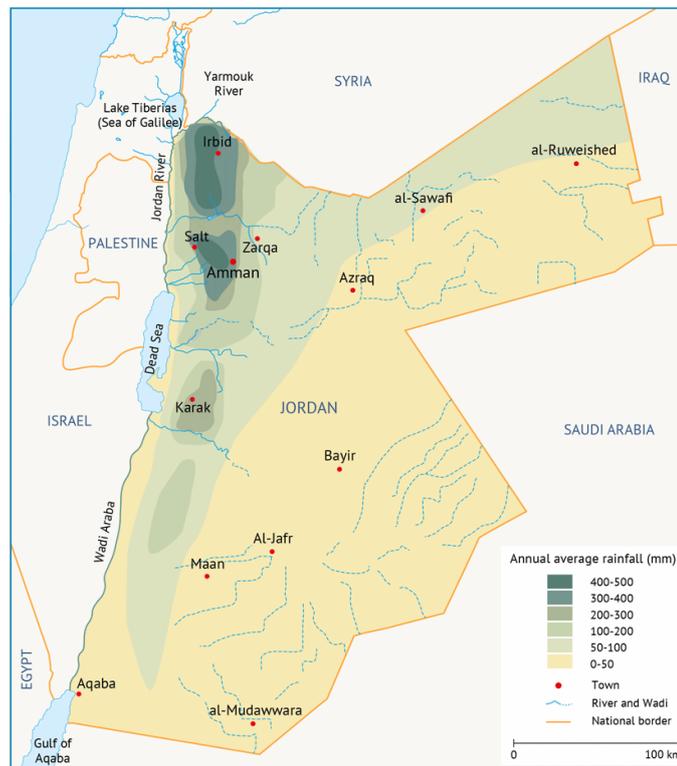


Abbildung 3: Durchschnittliche jährliche Regenmenge in Jordanien [3]

2.1.4 Wirtschaft

Jordanien ist eine kleine aufstrebende Volkswirtschaft, die vom Finanzdienstleistungssektor angetrieben wird (die oberste arabische Bank ist die jordanische Bank), aber auch vom Tourismus, vom Handel und von Immobilien. Mit wenigen natürlichen Ressourcen (Mangel an Öl, Wasserknappheit) ist Jordanien eines der am stärksten engagierten Länder für Finanzreformen in seiner Region (Privatisierung, Steuerreformen, Öffnung des Bankensektors usw.). Im Jahr 2018 strebte die Regierung eine Ausweitung der Steuerbemessungsgrundlage an, insbesondere durch Erhöhung der Mehrwertsteuer, Zölle und Körperschaftssteuer für Unternehmen im Bankensektor, Bergbau und im Telekommunikationssektor, da die Steuereinnahmen 2018 nur 15,4% des Bruttoinlandsprodukts (BIP) ausmachten. Der Staat ist stark von den Einkünften der

Unternehmen abhängig, da nur 5% der Haushalte Einkommenssteuer zahlen. Des Weiteren macht die von Einzelpersonen gezahlte Steuer nur 3,2% des Einkommens aus. Die drei wichtigsten natürlichen Ressourcen des Landes sind Phosphate, Kali und Kalk. Das Wirtschaftswachstum wird 2018 aufgrund der Instabilität in der Region und den Auswirkungen der Syrien-Krise moderat bleiben und laut Weltbank bei ungefähr 2,6% liegen. [5]

2.1.4.1 Bruttoinlandsprodukt und Sektoren

Das BIP in Jordanien betrug von 1965 bis 2017 durchschnittlich 10,25 Mrd.\$ und erreichte 2017 ein Allzeithoch von 40,07 Mrd.\$. Das Rekordtief in Höhe von 0,56 Mrd.\$ erreichte es im Jahr 1968. Die Abbildung 4 zeigt den Verlauf des jordanischen Bruttoinlandsprodukts der Jahre 2009 bis 2017. [6]

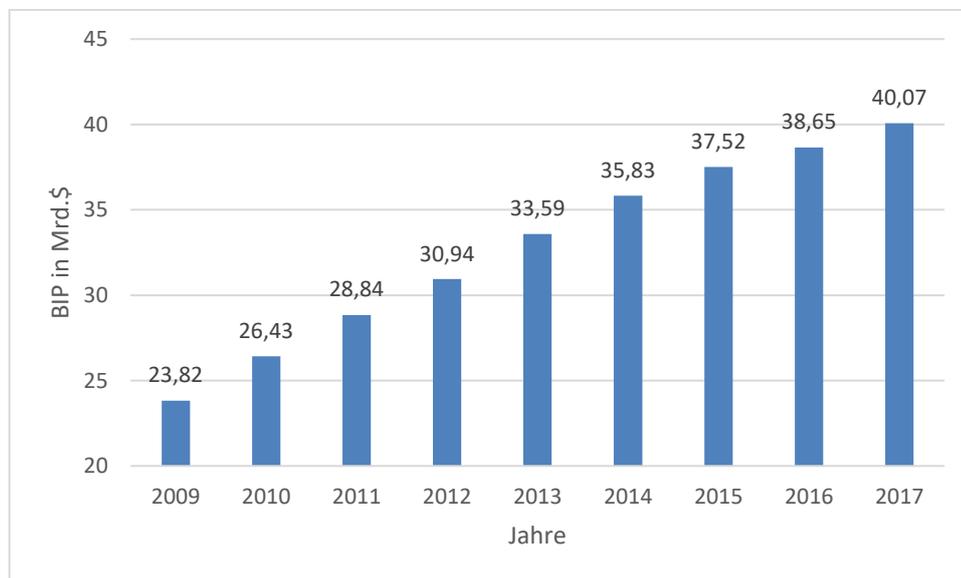


Abbildung 4: Bruttoinlandsprodukt Jordaniens der Jahre 2009 bis 2017 in Mrd.\$; eigene Darstellung nach [6]

Der Dienstleistungssektor trug im Jahr 2017 mit 66,6% zum BIP bei. Der Industriesektor kam auf 28,8% und der Agrarsektor erreichte 4,5% des BIP. [1]

2.1.4.2 Wirtschaftswachstum

Die jordanische Wirtschaft legte im dritten Quartal 2018 im Vergleich zum Vorjahr um 2% zu. Die jährliche Wachstumsrate des BIP in Jordanien betrug von 1993 bis 2018 durchschnittlich 4,44% und erreichte im ersten Quartal 2007 ein Allzeithoch von 10,58%. Im ersten Quartal 1996 fiel man auf ein Rekordtief von -1,11% (Abbildung 5). [7]

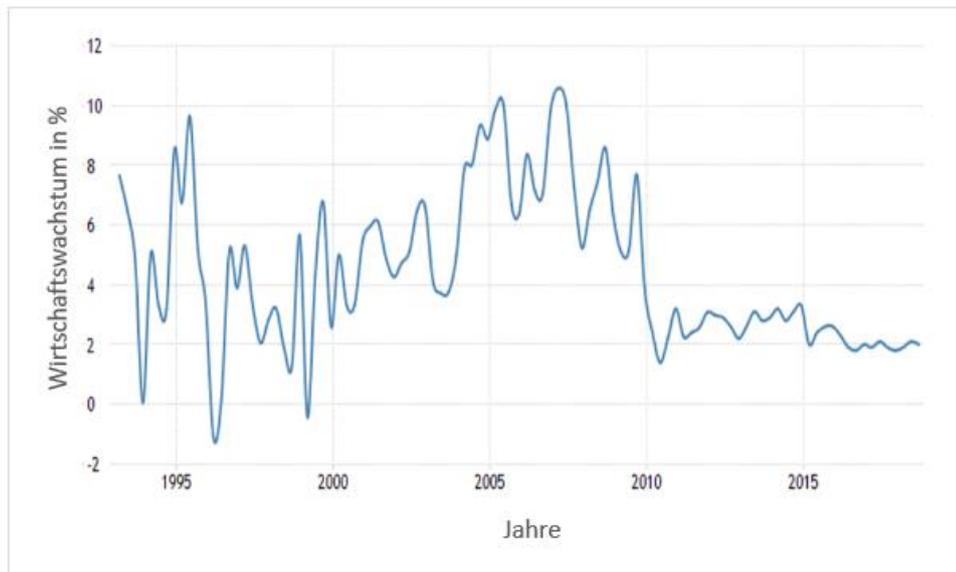


Abbildung 5: Wirtschaftswachstum Jordaniens von 1993 bis 2018 in %; eigene Darstellung nach [7]

Jordanien wies im Jahr 2017 eine Staatsverschuldung auf, die 95,85% des Bruttoinlandsprodukts des Landes entsprach (Abbildung 6). Die Schuldenquote des Staates betrug von 1988 bis 2017 durchschnittlich 110,06%, erreichte 1990 ein Allzeithoch von 219,73% und 2008 ein Rekordtief von 60,24%. [8]

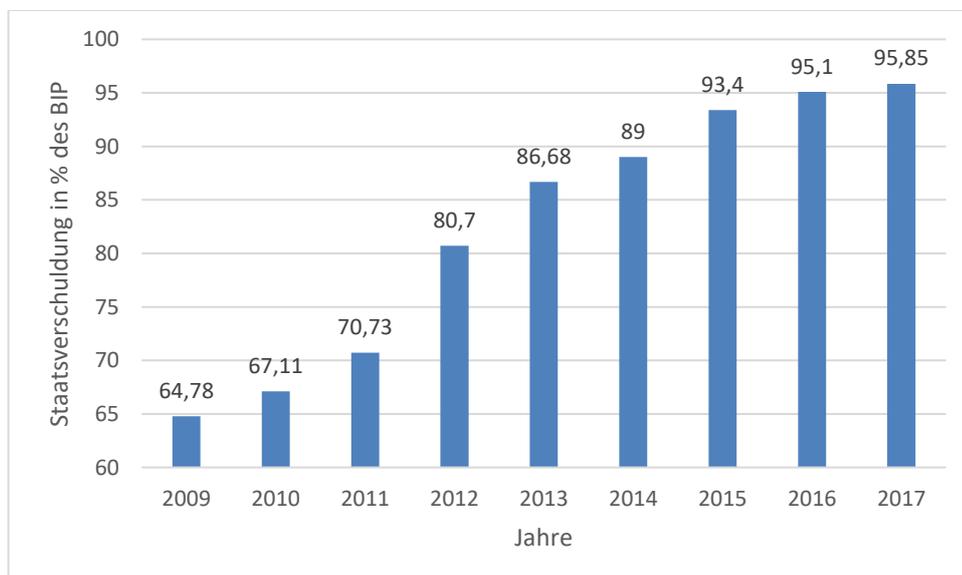


Abbildung 6: Staatsverschuldung von Jordanien von 2009 bis 2017 in % des BIP; eigene Darstellung nach [8]

2.1.4.3 Inflation

Die Inflationsrate in Jordanien betrug von 1977 bis 2019 durchschnittlich 5,21%. Im August 1989 erreichte sie ein Allzeithoch von 32,91% und im Dezember 1994 ein Rekordtief

von -8,28%. Den Verlauf der Entwicklung der Inflationsrate vom Jahr 2010 bis Dezember 2018 zeigt Abbildung 7. [9]

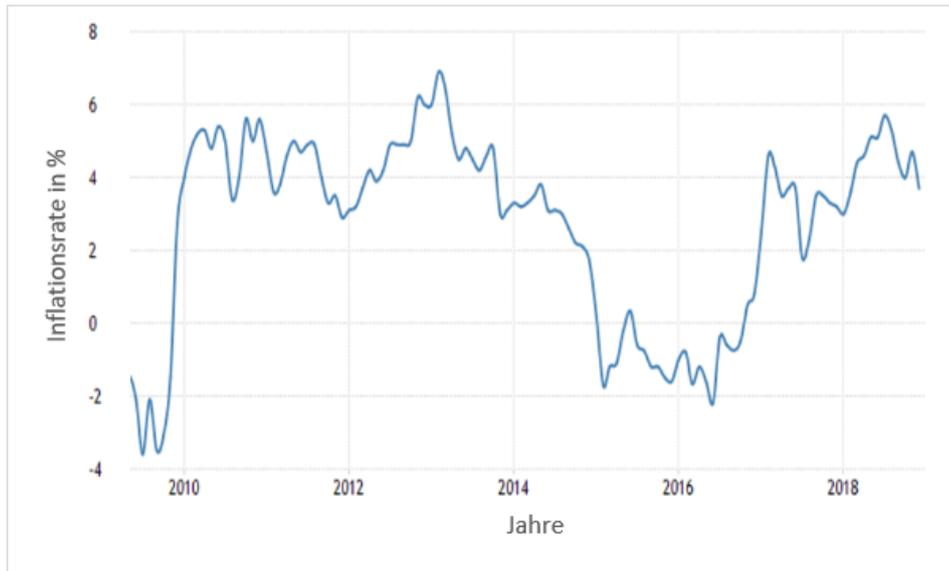


Abbildung 7: Entwicklung der Inflationsrate von 2010 bis Dezember 2018 in %; eigene Darstellung nach [9]

2.1.4.4 Importe und Exporte

Jordanien ist die 91. größte Exportwirtschaft der Welt und die 65. komplexeste Volkswirtschaft nach dem Economic Complexity Index (ECI). Im Jahr 2017 exportierte Jordanien 8,65 Mrd.\$ und importierte 20,1 Mrd.\$, was zu einer negativen Handelsbilanz von 11,5 Mrd.\$ führte. Abbildung 8 zeigt den Verlauf der Importe und Exporte des Landes und analysiert die jeweiligen Veränderungen zum Vorjahr. [10]

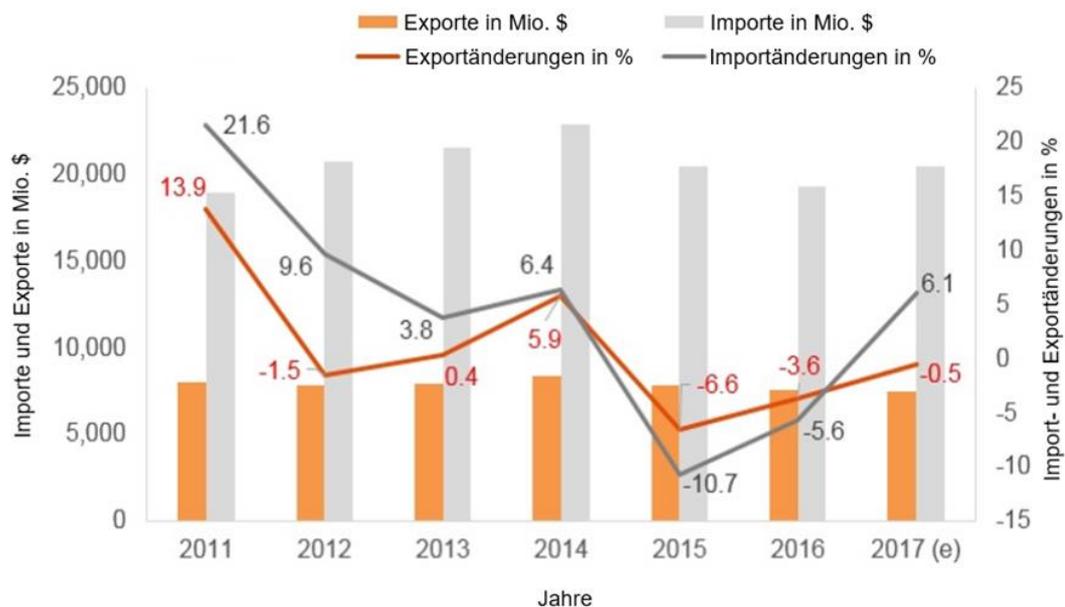


Abbildung 8: Warenhandel von Jordanien; eigene Darstellung nach [11]

Die Hauptexportgüter Jordaniens sind Kali-Dünger (665 Mio.\$), Strickpullover (505 Mio.\$), Kalziumphosphat (494 Mio.\$), verpackte Medikamente (483 Mio.\$) und andere Strickbekleidung (398 Mio.\$). [10]

Die wichtigsten Importe sind Autos (1,27 Mrd.\$), Erdöl (894 Mio.\$), Rohöl (853 Mio.\$), raffiniertes Erdöl (793 Mio.\$) und Weizen (590 Mio.\$). [10]

Die Hauptexportziele Jordaniens sind die Vereinigten Staaten (1,96 Mrd.\$), Saudi-Arabien (1,22 Mrd.\$), Indien (847 Mio.\$), der Irak (497 Mio.\$) und die Vereinigten Arabischen Emirate (363 Mio.\$). [10]

Die wichtigsten Importeure sind China (2,89 Mrd.\$), Saudi-Arabien (2,46 Mrd.\$), die Vereinigten Staaten (1,18 Mrd.\$), die Vereinigten Arabischen Emirate (942 Mio.\$) und Deutschland (888 Mio.\$). [10]

Großraum-Arabische Freihandelszone (GAFTA)

Algerien, Bahrain, Ägypten, Irak, Jordanien, Kuwait, Libanon, Libyen, Marokko, Oman, Palästina, Katar, Saudi-Arabien, Sudan, Syrien, Tunesien, Vereinigte Arabische Emirate (VAE) und Jemen sind die Mitglieder der GAFTA. Im Rahmen des Wirtschafts- und Sozialrates der Arabischen Liga wurde GAFTA als ein Exekutivprogramm zur Aktivierung des seit 1. Januar 1998 geltenden Abkommens über Handelserleichterungen und -entwicklung erklärt. Die Liberalisierung des Handels ist für alle Mitgliedstaaten von großem Nutzen und senkt die Kosten der Einfuhren nach Jordanien. Regionale Instabilität und innere Sicherheitsbedenken haben jedoch die Wirkung dieses Abkommens verringert und sicherheitsbezogene Handelshemmnisse geschaffen. Bilaterale Freihandelsabkommen zwischen Jordanien und Nicht-MENA-Ländern haben dieses Abkommen ebenfalls weitgehend ersetzt. [11]

Freihandelszone (FTA) und Abkommen über wirtschaftliche Integration zwischen den Vereinigten Staaten und Jordanien

Jordanien hat durch ein umfassendes Freihandelsabkommen, das am 17. Dezember 2001 in Kraft trat, beträchtliche Vorteile aus seiner umfassenden Wirtschaftspartnerschaft mit den USA gezogen. Die Vereinigten Staaten sind der wichtigste Exportpartner des Landes und das Abkommen hat erhebliche Investitionen der Vereinigten Staaten in höherwertige Industrien wie die Textilherstellung ermöglicht. [11]

Freihandelsabkommen zwischen Jordanien und der EU

Jordanien und die EU unterzeichneten ein Assoziierungsabkommen, welches im Mai 2002 im Rahmen der Bemühungen der EU um einen Ausbau des Mittelmeerhandels in Kraft trat. Das Freihandelsabkommen umfasst den Handel mit Industrieprodukten sowie Fisch- und Meeresprodukten und landwirtschaftlichen Verarbeitungserzeugnissen. Zu den Zielen des Abkommens gehört es, durch die Ausweitung des gegenseitigen Handels die harmonische Entwicklung der Wirtschaftsbeziehungen zu fördern. Bis 2014 wurden praktisch alle Zölle auf den Handel mit Industriegütern sowie Fisch und anderen Meeresprodukten aufgehoben. Für das Handelsvolumen zwischen Jordanien und der EU wird daher ein mittelfristiges Wachstum erwartet. [11]

Freihandelsabkommen zwischen Jordanien und der Europäischen Freihandelszone (EFTA):

Die EFTA besteht aus der Schweiz, Norwegen, Island und Liechtenstein. Das Freihandelsabkommen mit Jordanien deckt den Handel mit Waren ab und ist am 1. September 2002 in Kraft getreten. [11]

Freihandelsabkommen Jordanien-Türkei:

Die Türkei ist ein wichtiger Handelspartner für Jordanien und bietet einen Schlüsselmarkt für Phosphat- und Düngemittelexporte sowie eine Quelle für raffinierten Kraftstoff. Obwohl die Handelsströme durch regionale Instabilität gestört wurden, sind die wirtschaftlichen Beziehungen zwischen den beiden Ländern nach wie vor stark. [11]

Agadir Abkommen:

Das Freihandelsabkommen zwischen Ägypten, Jordanien, Marokko und Tunesien (Abkommen von Agadir) ist ein Abkommen für den Warenhandel, das am 27. März 2007 in Kraft trat. [11]

Weitere Freihandelsabkommen

Jordanien hat auch Freihandelsabkommen und Abkommen zur wirtschaftlichen Integration mit Singapur (22. August 2005) und Kanada (1. Oktober 2012) abgeschlossen. Obwohl diese Abkommen zur Diversifizierung des Handels beitragen sollen, sind die Handelsströme mit beiden Ländern im Vergleich zu anderen FTA-Partnern nach wie vor gering. Jordanien ist außerdem Teil des PAFTA-Vertrags mit den Mitgliedern Ägypten, den Vereinigten Arabischen Emiraten, Bahrain, Tunesien, Saudi-Arabien, Sudan, Syrien, Irak, Oman, Palästina, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen, Marokko und Jemen. Das Abkommen ist ein Freihandelsabkommen für den Warenhandel und trat am 1. Januar 1998 in Kraft. [11]

2.2 Energiesektor

Die Entwicklung von erneuerbaren Energien, Kernenergie und in geringerem Umfang von Ölschiefer ist der Schlüssel für die Senkung der Energie- und Subventionskosten und zur Deckung des wachsenden Energiebedarfs in Jordanien. [12]

Derzeit sind fossile Brennstoffe die Hauptversorgungsquelle in Jordanien. 2011 wurden mehr als 82% des Stroms aus Jordanien durch importiertes Öl und 12% aus importiertem Erdgas geliefert. Rund 4% der Stromversorgung stammten aus importiertem Strom und 2% aus erneuerbaren Energiequellen. Da Jordanien in hohem Maße von Energieimporten abhängig ist, wirkt sich die Anzahl der Unterbrechungen bei Energieimporten negativ auf die Energieversorgungssicherheit aus. So stellte Saudi-Arabien 1990 die Ölversorgung nach Jordanien ein, als Jordanien die Invasion des Irak in Kuwait unterstützte. Saudi-Öl wurde ein Jahrzehnt lang durch irakisches Öl ersetzt. Die irakischen Importe wurden jedoch mit dem Ende des Regimes von Saddam Hussein im Jahr 2003 eingestellt. Als Folge dessen wurde das irakische Öl durch ägyptisches Gas ersetzt, das damals deutlich unter dem Marktpreis lag. [13]

Jordanien hatte sich vor den Revolten des Arabischen Frühlings 2011 auf ägyptisches Erdgas verlassen, aber die Pipeline wurde zu einem Angriffsziel für häufige terroristische Sabotageangriffe, die Störungen verursachten und schließlich den Gasfluss vollständig stoppten. [14]

Das Land musste sich für den Betrieb seiner Erzeugungsanlagen auf den teureren Ölkraftstoff verlassen, bevor auf Flüssiggas gewechselt wurde, nachdem in Aqaba ein spezielles Terminal dafür errichtet wurde. [13]

Seit Anfang 2019 importiert Jordanien wieder Gas von Ägypten. Rund eine Million Kubikmeter pro Tag werden durch die Arab-Gas-Pipeline (AGP) befördert. Der Import ägyptischen Gases über eine Pipeline wird es Jordanien ermöglichen, seine Importe von Flüssiggas zu reduzieren, die voraussichtlich bis 2020 auslaufen werden. [14]

Im Februar 2019 einigten sich der Irak und Jordanien über die Lieferung von 10.000 t Rohöl pro Tag, die per Lastwagen aus der ölreichen Provinz Kirkuk transportiert werden. Dies teilte Jordaniens offizielle Petra-Nachrichtenagentur mit. Amman drängt durch den Bedarf an Kohlenwasserstoffen auf ein Pipeline-Projekt, das Basra an der Südspitze des Irak mit dem jordanischen Hafen von Aqaba verbinden soll. [15]

Jordanien verfügt über eine bedeutende inländische Ölschieferressource. Diese Ressource kann langfristig eine sichere Lösung für den wachsenden Energiebedarf Jordaniens sein und die Entwicklung einer technologisch fortschrittlichen, einheimischen Ölschieferindustrie fördern. Die Anwesenheit einer großen Menge von Ölschiefer in einem attraktiven und stabilen Anlageumfeld bietet eine einzigartige und attraktive Gelegenheit für Anleger. Viele Studien und Umfragen zur Nutzung von Ölschiefer wurden für mehrere Standorte im Land durchgeführt. Ihr Ergebnis war ermutigend und deutete darauf hin, dass die Nutzung von Ölschiefer zur Erzeugung von Strom durch direkte Verbrennung oder zur Ölgewinnung durch Retortenverfahren eine wirtschaftlich sinnvolle Option darstellt. Die wichtigsten Ölschiefervorkommen befinden sich im unteren Teil der oberen Kreide-Muwaqqar-Kreide-Mergel-Formation, die sich über viele Gebiete im zentralen Jordanland ausdehnt. Obwohl der Ölschiefer weit verbreitet ist, variiert er in der Dicke und im Ölgehalt. Ölschiefer ist als Sedimentgestein definiert. Der organische Gehalt (Kerogen) ist in organischen Lösungsmitteln unlöslich. Bei Einwirkung eines Pyrolyseprozesses mit Temperaturen bis zu 500-600°C bildet es flüssige ölartige Kohlenwasserstoffe. [16]

2018 gab die Jordan Atomic Energy Commission (JAEC) bekannt, dass Jordanien mit mehreren Unternehmen Gespräche über den Bau der ersten kommerziellen Atomanlage des Landes, eines mit Helium gekühlten Reaktors, geführt hat, der bis 2025 fertiggestellt sein soll. Die Kommission prüft derzeit zwei Standorte für den Reaktor, darunter einen im Gouvernement Aqaba. Dieser Reaktor ist sehr effizient für die Stromerzeugung und kann zur Wasserentsalzung, zur Wärmeerzeugung und für die chemische Industrie sowie für Ölraffinerien verwendet werden. Mehrere jordanische Banken sowie regionale Investoren haben Interesse an der Finanzierung des Reaktors gezeigt und die JAEC hat auch noch Pläne für mehrere kleine Kernreaktoren vorgesehen. [17]

Eine zentrale Säule der Diversifizierungsstrategie in Jordanien ist die Entwicklung eines beträchtlichen Sektors für erneuerbare Energien. Das Land ist zwar nicht mit den gleichen leicht extrahierbaren Kohlenwasserstoffen ausgestattet wie viele seiner Nachbarländer, hat aber günstige Voraussetzungen, um beträchtliche Solar- und Windenergiekapazitäten aufzubauen. Amman hatte sich das Ziel gesetzt, dass die erneuerbaren Energien bis 2020 10% des gesamten Stroms erzeugen sollen. [12]

Jordanien konzentriert sich auf erneuerbare Energien, weil es keine Öl- und Gasreserven wie seine Nachbarn hat und der größte Teil der Energie importiert werden muss. Es ist auch eine der am stärksten wassergefährdetsten Nationen der Welt. Eine stetige Zufuhr von grüner Energie wird dazu beitragen, die Kosten für das Pumpen von Wasser zu senken, welche jedes Jahr etwa 15% des Bruttoinlandsprodukts der Nation ausmachen. [18]

Die gesamten Primärenergieversorgung (Total primary energy supply - TPES) ist die Produktion zuzüglich der Importe und abzüglich der Exporte. Der gesamte Endenergieverbrauch (Total final consumption - TFC) eines Landes ist die Summe aller Energien, die für die Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen verwendet wird. Das heißt, es beinhaltet Strom und Sekundärbrennstoffe wie Benzin. Somit ist der gesamte Endenergieverbrauch gleich TPES weniger der Verluste. [19]

In Jordanien beträgt die gesamte Primärenergieversorgung (TPES) für das Jahr 2016 8,975 Mtoe und wird in Abbildung 9 dargestellt (0,355 Mtoe aus Produktion plus 9,685 Mtoe Importe weniger 0,691 Mtoe Exporte weniger 0,417 Mtoe Marine- und Luftfahrtverluste). Der gesamte Endenergieverbrauch (TFC) erzielt zur gleichen Zeit 6,08 Mtoe (Abbildung 10). Die Differenz beinhaltet die Verluste zur Endenergiegenerierung, wie zum Beispiel Verluste bei Elektrizitätswerken oder Ölraffinerien. [20]

Total Primary Energy Supply (TPES) by source*

Jordan 1990 - 2016

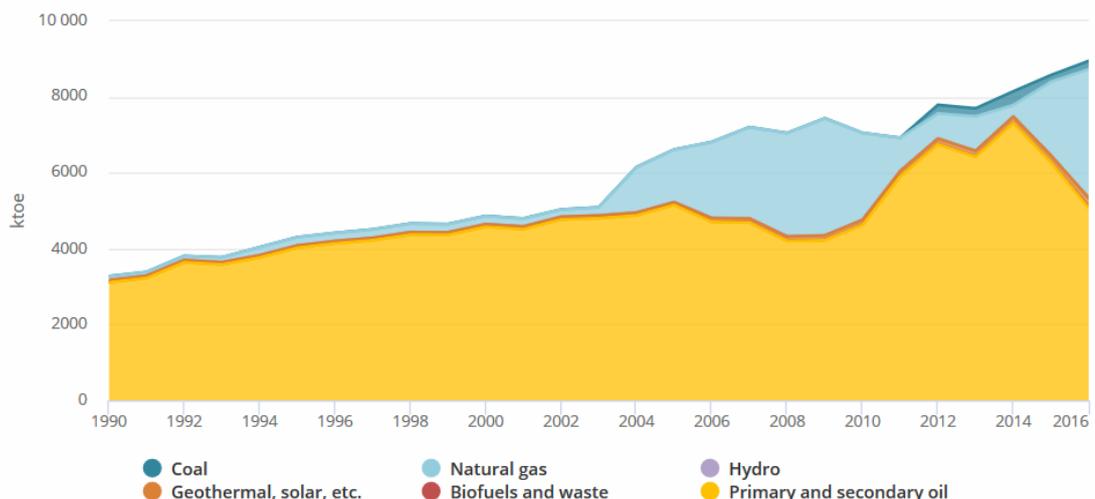


Abbildung 9: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [20]

Total Final Consumption (TFC) by source Jordan 1990 - 2016

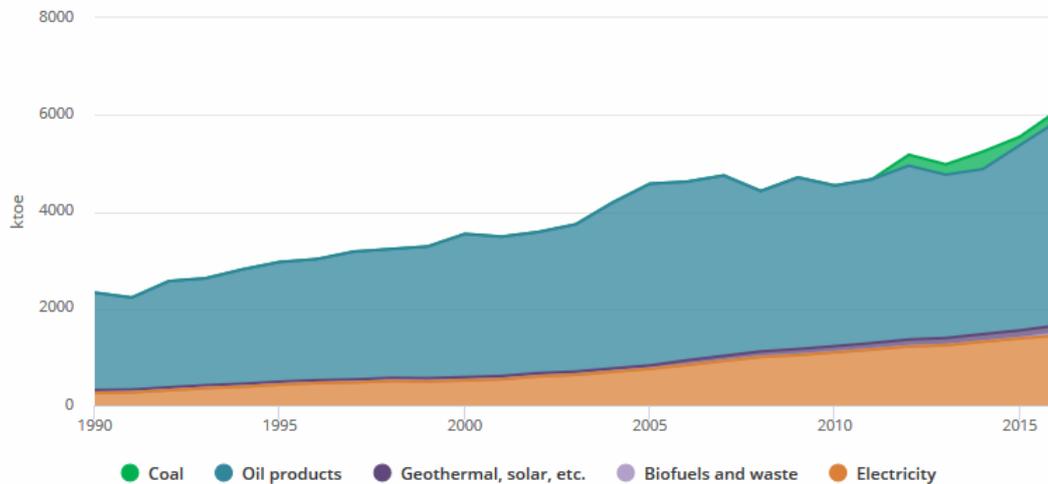


Abbildung 10: Gesamtverbrauch nach Quelle [20]

2.3 Energiestrategie

Die nationale Energiepolitik Jordaniens zielt darauf ab, ausreichend Energie für eine nachhaltige Entwicklung zu niedrigsten Kosten bereitzustellen. Um die Belastung der jordanischen Wirtschaft zu reduzieren, basiert die Strategie auf der Nutzung aller verfügbaren lokalen Energiequellen, um die Abhängigkeit von importierter Energie so gering wie möglich zu halten. [21]

Die Strategie verfolgt folgende Ziele: [21]

- Gewährleistung der Versorgungssicherheit aller Energieformen und Stärkung der regionalen Verbindungsleitungen für Strom und Gas
- Diversifizierung der Energiequellen, z.B. durch schrittweisen Ersatz von Öl in verschiedenen Branchen und zur Stromerzeugung
- Verbesserung der Nutzung lokaler Energieressourcen, insbesondere von Uran und Ölschiefer
- Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie am gesamten Energiemix
- Die Grundsätze der Privatisierung anzunehmen, um Verwaltungs- und Verfahrensbeschränkungen abzubauen und den privaten Sektor in die Lage zu versetzen, in einem wettbewerbsorientierten Umfeld zu investieren
- Internationale Öl- und Gasunternehmen für die Erkundung in Jordanien zu gewinnen
- Preisrichtlinien formulieren und Preisniveaus und Preisstrukturen verbessern
- Den Erdölsektor durch Liberalisierung zu reformieren, die Preisgestaltung und die Steuerstruktur zu rationalisieren und die Monopole abzubauen
- Förderung der Energieeffizienz zur Verringerung der Energieintensität und zur Rationalisierung des Nachfragewachstums

Im Rahmen des UNFCCC-Paris-Abkommens zum Klimawandel, das aus der 21. UN-Klimakonferenz (COP21) hervorgegangen ist, hat sich Jordanien verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 14% zu senken. Die jordanische nationale Strategie sieht auch vor, dass bis 2020 10% der installierten Leistung durch erneuerbare Energien gedeckt ist. Der Beitrag von Solar- und Windenergie wird zu gleichen Teilen in Wind (800 MW) und Solar (800 MW) aufgeteilt. Abbildung 11 zeigt eine Grafik der Strategie für Erneuerbare Energien (EE) von Jordanien bis 2020. Laut Ministerium für Energie und Bodenschätze (März 2018) wird dieses Ziel jedoch deutlich übertroffen. Für das Jahr 2021 wird ein Anteil von 2.400 MW an erneuerbaren Energien an der installierten Gesamtleistung prognostiziert. [22]



Abbildung 11: Jordaniens EE-Strategie bis 2020 [22]

Für die Photovoltaik wird eine kumulierte Menge von mehr als 1.250 MW erwartet. Für Wind wird die Prognose bis 2021 bei 613 MW liegen. Der aktuelle Anteil erneuerbarer Energien am jordanischen Markt wächst daher stetig. Ende 2017 lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung noch bei rund 6,5%. Die Angabe berücksichtigt nicht die Net Metering-Projekten (Modell zur Vergütung von Strom aus kleinen Photovoltaik- oder Kleinwindanlagen) und Wheeling-Projekte (kostengünstigste Leistung dahin zu bringen, wo sie benötigt wird, um die Effizienz zu maximieren). Der derzeitige Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung in Jordanien wird auf rund 8% geschätzt (Stand März 2018). Im Geschäftsbericht der National Electric Power Company (NEPCO) für 2017, der im zweiten Quartal 2018 veröffentlicht wurde, wird der Anteil der installierten erneuerbaren Energien auf 14% der gesamten installierten Kapazität des jordanischen Energiesystems geschätzt. [22]

Die in Tabelle 1 dargestellte vorgeschlagene schrittweise Einführung der verschiedenen Kapazitäten für erneuerbare Energien legt das Wachstum der Stromnachfrage sowie das Potenzial von Photovoltaik (PV)-, Concentrated Solar Power (CSP)- und Windprojekten bis 2030 fest.

Die allgemeine Mischung aus EE-Technologien und das konzeptionelle Wirtschaftsmodell berücksichtigt die folgenden Punkte: [23]

- Die geplante Kapazitätserweiterung von Wind und die begrenzte Windressource in Jordanien, die wirtschaftlich genutzt werden kann.
- Die relativ lange Entwicklungszeitspanne für CSP-Projekte, deren Entwicklung je nach Beschaffungsprozess drei bis fünf Jahre dauern kann.
- Die Begrenzung der PV auf nicht mehr als 30% des gesamten Energiemix, was zur Netzstabilität führen kann (wenn keine unmittelbaren Speichertechnologieoptionen verfügbar sind).

Jahre	PV	CSP	Wind	Summe
2011-2015	300	-	200	500
2016-2020	650	250	800	1.700
2021-2030	1.841	4.000	1.500	7.341
Summe	2.791	4.250	2.500	9.541

Tabelle 1: Ziele für RE-Zubau in Jordanien bis 2030; Zahlen von [23]

2.4 Analyse des Aufbringungssektors

Die gesamte erzeugte und importierte elektrische Energie im Königreich belief sich 2017 auf 20.811 GWh im Vergleich zu 19.994 GWh im Jahr 2016. Dies entspricht einem jährlichen Wachstum von 4,1%. 20.760 GWh davon werden inländisch erzeugt, während die importierte elektrische Energie 2017 bei 51,3 GWh lag. Tabelle 2 zeigt die generierte und importierte elektrische Energie in Jordanien. [24]

Sektoren	2014	2015	2016	2017
Elektrizitätssektor	17.883,5	18.536,9	19.101,9	20.053,6
CEGCO	7.964	6.382,6	4.260,4	4.332,3
SEPGCO	4.521	5.386,9	7.194,4	7.643,2
AES Jordan PSC (IPP1)	1.988	1.825,9	3.163,0	2.626,2
QEPCO (IPP2)	1.520	2.274,3	2.880,6	3.033,2
AAEPCO (IPP3)	1.140	1.401,3	262,8	288,1
AES Levant (IPP4)	730	1.122,4	509,0	767,2
Windenergie	-	121,0	387,5	447,6
Solarenergie	-	1,6	421,4	894,7
King Talal Dam	17	16,9	18,7	17,0
Jordan Biogas Company	3,5	4,0	4,1	4,1
Industriesektor	383	472,2	558,6	706,1
Potash Co.	101	109,3	222,0	354,1
Indo-Jordan Chemicals Co.	71	68,6	46,3	76,2
Raffinerien	66	65,2	84,1	79,3
Fertilizer Co.	97	80,2	51,2	45,3
Qatrana Cement Co.	48	148,9	155,0	151,2
Energieimporte	435	603,8	333,8	51,3
Ägypten	435	603,8	333,8	51,3
Summe	18.701,5	19.612,9	19.994,3	20.811,0

Tabelle 2: Generierte und importierte elektrische Energie in Jordanien in GWh; Zahlen von [24]

Die Central Electricity Generating Company (CEGCO) hatte im Jahr 2017 einen Anteil von 20,9% an der gesamten elektrischen Energieerzeugung im Königreich, während die Al-Samra Electric Power Generation Company (SEPGCO) 36,8% erreichte. AES Jordan PSC leistete einen Beitrag von 12,6%. Qatrana Generation Company kam auf 14,6% und Amman Asia und AES Levant Generation Companies leisteten einen Prozentsatz in Höhe von 1,4% bzw. 3,7%. [24]

Die besten Perspektiven für die Stromerzeugung in Jordanien haben unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producers - IPP). Dies eröffnet enorme Möglichkeiten für ausländische Investoren, die an Investitionen im Stromerzeugungssektor interessiert sind. Angesichts des großen Interesses an erneuerbaren Energien sehen internationale Technologieunternehmen ein großes Potenzial und wollen in den jordanischen Markt gelangen. Wind-, Solaranlagen sowie Waste-to-Energy-Systeme sind sehr gefragt und können von Technologieanbietern und Investmentgruppen genutzt werden. [25]

Die gesamte Erzeugungskapazität des jordanischen Stromsystems betrug im Jahr 2017 4.528,5 MW und wird in Tabelle 3 aufgelistet. Gegenüber dem Jahr 2016 (4.464,5 MW) erreichte man ein Wachstum in Höhe von 1,43%. [24]

Jahr	Dampf	Gas	GuD	Die- sel	Wind	Was- ser	Bio- gas	Solar	In- dust- rie	Summe
2014	787	618	1.614	814	1,44	12	3,5	-	188,3	4.065,2
2015	787	332	2.044	814	118,4	12	3,5	5	194,3	4.337,2
2016	605	307	2.044	814	198,4	12	3,5	285,5	195,1	4.464,5
2017	605	228	2.044	814	198,4	12	3,5	395,5	228,1	4.528,5

Tabelle 3: Verfügbare Kapazität von Erzeugungsanlagen in MW; Zahlen von [24]

Die Erzeugung elektrischer Energie nach Kraftstoffart visualisiert Abbildung 12. Man kann die Reduktion an ölhaltigen Produkten deutlich sehen.

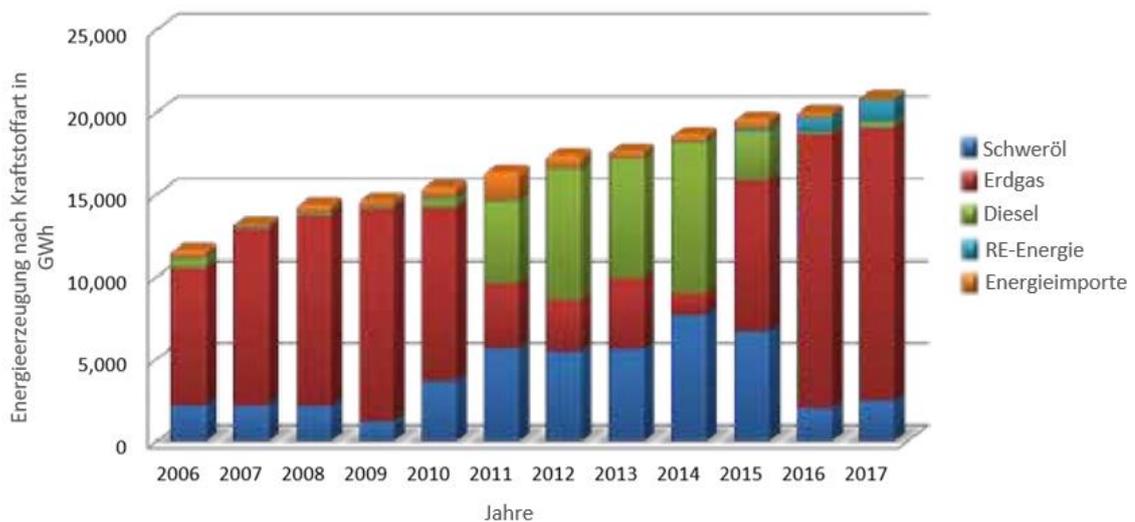


Abbildung 12: Erzeugung elektrischer Energie nach Kraftstoffart in Jordanien in GWh; eigene Darstellung nach [24]

2.5 Elektrizitätsübertragung

Die Übertragungsnetze in Jordanien befinden sich hauptsächlich entlang der Nord-Süd-Achse des Landes. Das System besteht hauptsächlich aus Übertragungsnetzen von 132 kV und 400 kV. Das System wird von der National Electric Power Company (NEPCO) betrieben, einem vollständig im Eigentum der jordanischen Regierung stehenden Unternehmen, das für die Übertragung von Elektrizität und den Betrieb des Elektrizitätssystems und der Stromverbundleitungen verantwortlich ist (Abbildung 13). [26]

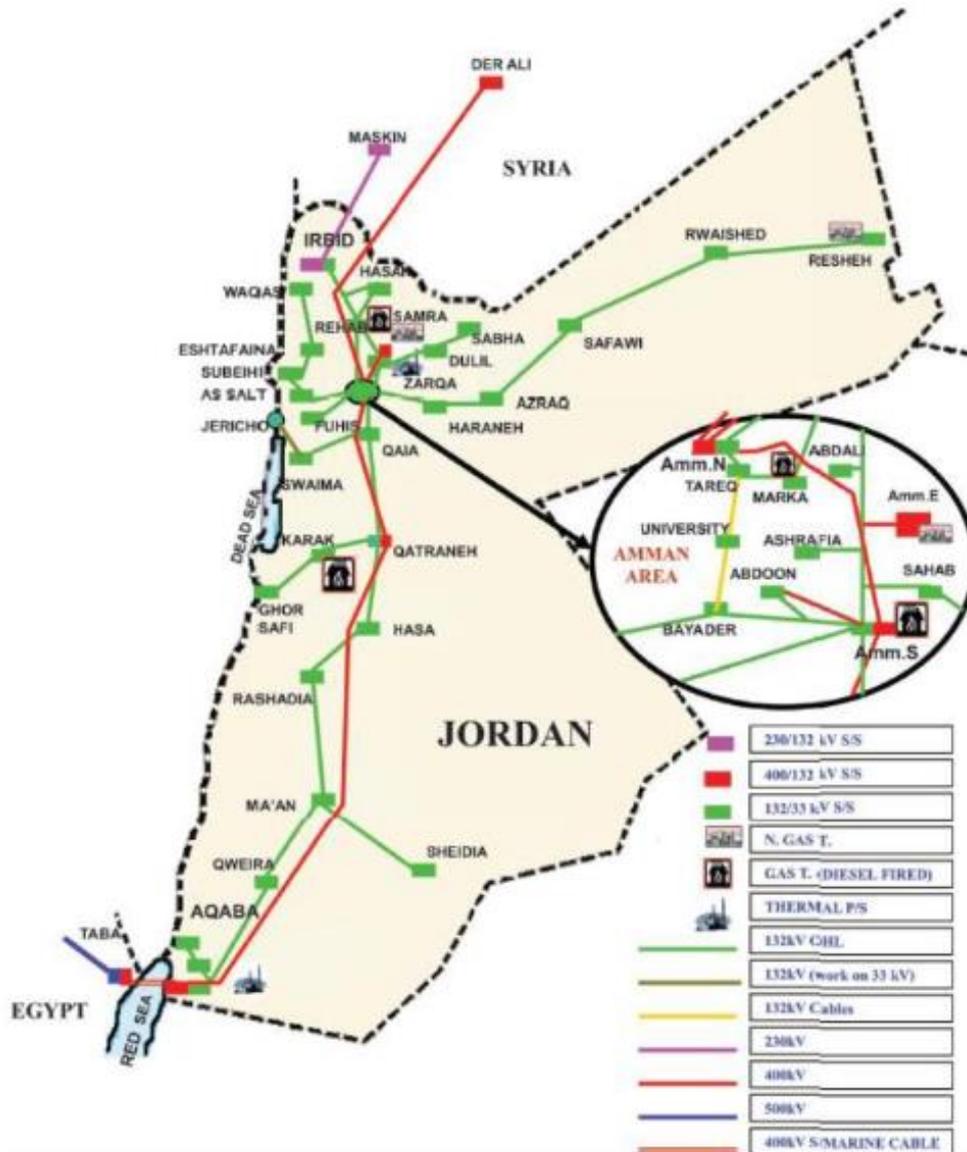


Abbildung 13: Karte des Elektrizitätsnetzes von Jordanien [22]

Der einzige Bereich, in dem das Netz eine ringförmige Konfiguration hat, ist um die Hauptstadt Amman herum. Im Norden ist das Stromnetz mit einer 220 kV- und einer 400 kV-Hochspannungsleitung an das syrische Netz angeschlossen. Im Süden besteht eine 400 kV-Verbindung zum ägyptischen Netz. Das Verbundnetz speist die lokalen Verteilungssysteme, über die fast die gesamte jordanische Bevölkerung Strom erhält. Die NEPCO plant die Entwicklung eines neuen Hochspannungsabschnitts mit dem Namen "Green Corridor", der nach Süden und Norden verläuft, um das Stromnetz zu stärken. Das Projekt war ursprünglich für 2015 geplant, aufgrund von Verzögerungen scheint es jedoch erst Mitte 2019 betriebsbereit zu sein. [27]

Das Green-Corridor-Projekt ist ein Netzausbau-Projekt in Jordanien und soll den Netzanschluss von erneuerbaren Energien ermöglichen. Die Übertragungskapazität des jordanischen Netzes soll um ca. 800 –1.000 MW hochgestuft werden. Der grüne Korridor verläuft von Ma'an im Süden bis zu Qatraneh im Norden und besteht aus dem Bau von zwei neuen Hochspannungsübertragungstrassen (400 kV/150 km und 132 kV/51 km) sowie dem Nachrüsten von entsprechenden Umspannwerken (400/132 kV, 1.200 MVA) in Amman und beim Queen Alia International Airport. Außerdem wird ein Upgrade von drei bereits bestehenden Leitungen (132 kV/100 km) vorgenommen. [22]

In der Tabelle 4 wird die Entwicklung der Länge der einzelnen Übertragungsleitungen je nach Spannungshöhe dargestellt. [22]

Jahr	400 kV	230 kV	132 kV	66 kV
2013	924	17	3.487	17
2014	924	17	3.544	17
2015	924	17	3.573	17
2016	924	17	3.573	17

Tabelle 4: Länge der Übertragungsleitungen nach Spannungshöhe in [km] zwischen 2013 und 2016; Zahlen von [22]

Der Ausbau der Umspannwerke und Schaltanlagen ist in Tabelle 5 dargestellt. [22]

Jahr	400/132/33 kV	230/132 kV	132/33 kV	132/6 kV	132/11 kV
2013	3.760	100	7.444	155	25
2014	3.760	100	7.865	155	25
2015	3.760	100	8.665	155	25
2016	3.760	100	8.825	155	25

Tabelle 5: Gesamte installierte Transformatorleistung im jordanischen Netz in [MVA] zwischen 2013 und 2016; Zahlen von [22]

Jordanien hat im Vergleich zu anderen Nahost-Ländern eine sehr gute Elektrifizierungsrate von ca. 96,8%. [22]

Das Entrepreneurs' Resource Center (ERC) ist eine Energieregulierungsbehörde, wurde 2001 gegründet und spielt die Hauptrolle bei der Durchführung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aufgaben sind die Vergabe von Lizenzen für EE-Anlagen zur Stromerzeugung, die Herausgabe von regulatorischen Dokumenten (Codes, Standards und Direktiven), das Festlegen der Elektrizitätstarife und Netzanbindungsgebühren und Weitergabe von Empfehlungen an das Ministerium für Energie und Bodenschätze (MEMR) zur weiteren Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts. [22]

Jordaniens Verteilungssektor besteht aus drei Verteilerunternehmen:

- Jordan Electric Power Company (JEPCO) bietet seinen Service für Amman sowie die zentrale Region in Jordanien an. 64% der Stromkonsumenten in Jordanien sind bei JEPCO angeschlossen (1.328.400 Kunden).
- Electricity Distribution Company (EDCO) übernimmt den Süden und Osten Jordaniens mit einer Anzahl von 236.752 angeschlossenen Kunden.
- Irbid District Electric Company (IDECO) deckt den nördlichen Teil des Landes mit ca. 495.531 angeschlossenen Kunden ab.

Die Anzahl der ans Netz angeschlossenen Kunden je nach Sektor lässt sich für das Jahr 2016 aus Tabelle 6 ablesen. [22]

	Öffentliche Gebäude	Industrie	Hotels & Gewerbe	Landwirtschaft	Straßenbeleuchtung	Großverbraucher	Summe
NEPCO	-	24	6	-	-	3	33
EDCO	199.555	2.004	28.005	5.466	1.722	-	236.754
JEPCO	1.155.841	12.221	151.438	1.992	6.908	-	1.328.400
IDECO	439.122	4.601	46.498	2.351	2.959	-	495.531
Summe	1.794.518	18.850	225.947	9.809	11.589	3	2.060.716

Tabelle 6: Anzahl der am Netz angeschlossenen Kunden je nach Sektor [2016]; Zahlen von [22]

Außerdem wurde 1970 das National Energy Research Center (NERC), ein nationales Forschungsinstitut, etabliert. Zu den Aufgaben zählen Studien über die Nutzung von erneuerbaren Energien und die Nutzung von Ölschiefer zu erstellen. Projektförderungen in diesem Bereich durch die Ausarbeitung von Studien, Forschungsprojekte und ein Angebot von Dienstleistungen für den öffentlichen und privaten Sektor werden zur Verfügung gestellt. [22]

2.6 Die Verbraucherseite

Die verbrauchte elektrische Energie betrug im Königreich im Jahr 2017 17.503,8 GWh. Dies bedeutet eine jährliche Wachstumsrate von 4,8% gegenüber 2016. Der durchschnittliche Verbrauch an elektrischer Energie pro Kopf betrug im Jahr 2017 1.741 kWh. In Tabelle 7 ist der historische Stromverbrauch je Sektor für den Zeitraum von 2015 bis 2017 aufgelistet. Es ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch stetig steigt. [24]

	Wohn- und Regierungsgebäude	Industrie	Gewerbe und Hotels	Landwirtschaft & Wasserpumpen	Straßenbeleuchtung	Summe
EDCO	937,0	365,0	342,0	1.406,0	89,0	3.139,0
JEPCO	5.298,2	2.073,7	1.746,2	625,1	178,6	9.921,8
IDECO	1.673,3	294,2	297,6	651,3	134,7	3.051,1
Industrien	-	1.164,7	-	-	-	1.164,7
andere Firmen	-	-	75,5	-	-	75,5
Solarverteilungsnetzwerk	90,3	12,1	48,5	0,8	-	151,7
Summe 2017	7.998,8	3.909,7	2.509,8	2.683,2	402,3	17.503,8
2016	7.591,6	3.763,1	2.415,7	2.551,5	378,3	16.700,2
2015	7.227,6	3.823,2	2.376,0	2.412,1	338,7	16.177,6

Tabelle 7: Stromverbrauch nach Sektor in GWh; Zahlen von [24]

In Abbildung 14 ist der Stromverbrauch je Sektor grafisch dargestellt. Den größten Anteil dabei haben mit 45,7% die Wohn- und Regierungsgebäude. [24]

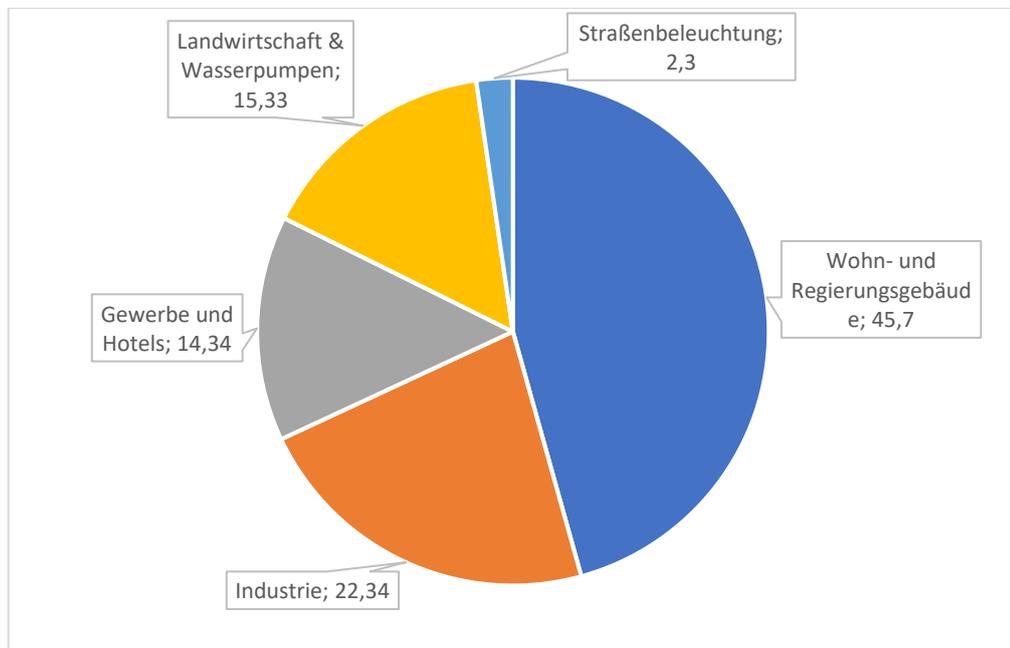


Abbildung 14: Stromverbrauch nach Sektor im Jahr 2017; eigene Darstellung nach [24]

2.7 Elektrizitätssektor

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Akteure des Elektrizitätssektors in Jordanien beschrieben. Die Informationen dieses Kapitels wurden von der Webseite der NEPCO entnommen. [28]

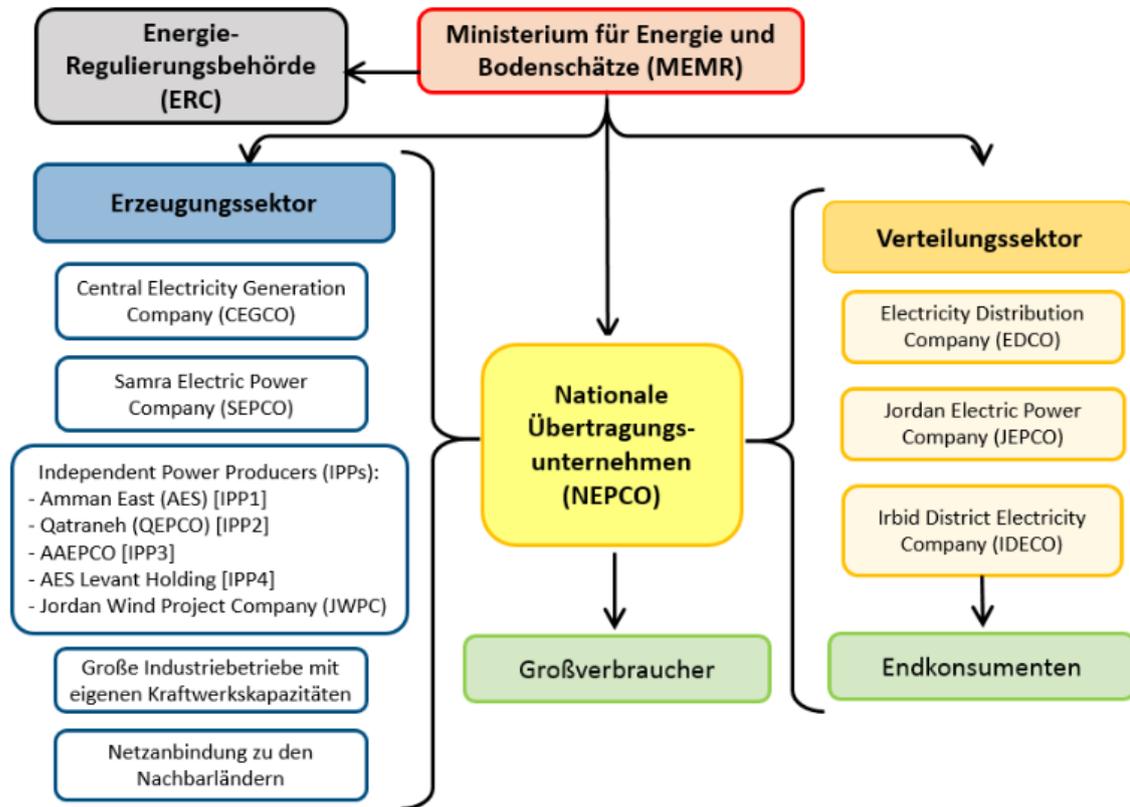


Abbildung 15: Struktur des Elektrizitätssektors [22]

Das Ministerium für Energie und Bodenschätze (MEMR) ist die übergeordnete Gesetzgebungsbehörde für Energiefragen in Jordanien und legt als solche Ziele und politische Rahmenbedingungen für die Entwicklung des Energiemarktes fest. Ihre Kernaufgabe besteht darin, die weitere Entwicklung des Landes zu erleichtern, indem eine angemessene Verfügbarkeit von Energie bei möglichst geringen Ausgaben und unter Einhaltung hoher Standards sichergestellt wird. Das Ministerium ist auch dafür verantwortlich, ausländische Direktinvestitionsquellen für Energieerzeugungsprojekte zu identifizieren und lokal verfügbare Energiequellen zu erschließen. [27]

Im Jahr 2014 wurden die Regulierungskommission für Elektrizität, die Nuklearregulierungskommission von Jordanien und die Behörde für natürliche Ressourcen zu der Regulierungskommission für Energie und Mineralien (ERC) zusammengeschlossen. Das ERC wurde in Übereinstimmung mit dem Gesetz Nr. 17 errichtet, das die Umstrukturierung von Institutionen und Regierungsorganisationen betrifft. Es ist eine unabhängige Institution, die für das regulatorische Umfeld des Elektrizitätssektors verantwortlich ist. Zu diesem Zweck werden die Stromtarife und die Entgelte für Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Verkauf von Elektrizität festgelegt. Das ERC vergibt Lizenzen

auch an Stromversorger sowie Händler und überwacht die Einhaltung der Lizenzbedingungen. Darüber hinaus wurde die Kommission eingerichtet, um zwischen Betreibern und Stromkunden zu verhandeln, um möglichst einvernehmliche Lösungen zu finden. Sie hat auch die Aufgabe, bei Uneinigkeit zwischen Stromerzeugern oder Betreibern von Verteilernetzen zu vermitteln. [27]

2.7.1 Erzeugungssektor

Dieser Sektor ist für die Stromerzeugung aus Kraftwerken verantwortlich und stellt sie dem Übertragungsnetz zur Verfügung. Zu diesem Sektor gehören folgende Unternehmen:

Central Electricity Generation Company (CEGCO):

CEGCO wurde 2007 privatisiert, 60% der staatlichen Anteile wurden verkauft. CEGCO besitzt 1.555 MW an Erzeugungskapazität, dies entspricht 49% der gesamten installierten Kapazität in Jordanien.

Samra Electricity Power Company (SEPCO):

SEPCO ist zu 100% in staatlichem Besitz und besitzt 888 MW an Erzeugungskapazität, was 28% der gesamten installierten Kapazität in Jordanien sind.

Amman East Power Company:

Das Unternehmen besitzt und betreibt das erste IPP-Projekt in Jordanien, welches seit 2008 in Betrieb ist. Das Projekt besteht aus einem 370 MW Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerk, das Erdgas als Primärbrennstoff und Diesel als Sekundärbrennstoff verwendet.

Qatrana Power Company:

Dieses Unternehmen besitzt und betreibt das zweite IPP-Projekt in Jordanien und ist seit 2010 in Betrieb. Das Projekt besteht aus einer GuD-Anlage mit 373 MW und benützt Erdgas als Primärbrennstoff und Diesel als Sekundärbrennstoff.

Amman Asia Electric Power Company:

Eine private Gesellschaft, die 2014 von der koreanischen Firma KEPCO und dem japanischen Unternehmen Mitsubishi gegründet wurde. Das Unternehmen erzeugt und verkauft Strom an NEPCO. Die Erzeugungskapazität des Unternehmens betrug Ende 2017 rund 570 MW.

AES LEVANT HOLDING B.V / JORDAN:

Ähnlich wie die Amman Asia Electric Power Company. Die Erzeugungskapazität des Unternehmens betrug Ende 2017 rund 240 MW.

Jordan Wind Project Company PSC (JWPC):

Ein Co-Entwicklungskonsortium zwischen 50% InfraMed, 31% Masdar und 19% EP Global Energy. JWPC produziert in Tafilah Windkapazitäten in Höhe von 117 MW und verkauft Strom an die NEPCO.

2.7.2 Übertragungssektor

Dieser Sektor umfasst nur die NEPCO, die zu 100% in Staatsbesitz ist. NEPCO kauft Strom von allen Erzeugerunternehmen und verkauft es anschließend erneut an Verteiler oder Großhändler.

NEPCO betreibt auch das Stromnetz in Jordanien, das hauptsächlich aus 400 kV und 132 kV Übertragungsleitungen besteht. Das Übertragungssystem ist auf der Nord-Süd-Achse von Jordanien strukturiert. Es ist im Wesentlichen ein radiales System ohne Schleifen mit Ausnahme eines kleinen Ringes um den Hauptlastpunkt von Amman. Die Verteilungssysteme werden von diesem System mit 132 kV bedient. Die Direktservice-Großkunden werden ebenfalls von diesem System bedient. Derzeit gibt es etwa 3.500 Leitungskilometer mit 132 kV, dies entspricht 77% der gesamten Netze. Darüber hinaus gibt es 924 Umlaufkilometer mit Übertragungsleitungen, die mit 400 kV betrieben werden. NEPCO betreibt auch die wichtigsten Unterstationen, um Dienste für die verschiedenen Verteilungsnetze bereitzustellen.

Des Weiteren ist das jordanische Energiesystem über ein 400 kV-Unterseekabel, das den Golf von Aqaba im Süden Jordaniens durchquert, mit dem Egypt Power System verbunden. Im Norden Jordaniens ist es über eine 400 kV-Leitung mit dem syrischen Energiesystem verbunden.

NEPCO ist verantwortlich für folgende Bereiche:

- Sicherer und wirtschaftlicher Betrieb des Energiesystems (Systembediener)
- Aufbau, Besitz und Wartung des Übertragungssystems (Eigentümer des Übertragungsnetzes)
- Planung und Entwicklung des Energiesystems
- Strom aus verschiedenen Quellen zu beziehen und Verkauf an Vertriebsunternehmen (Einzelkäufer)
- Beschaffung des benötigten Brennstoffs für den Kraftwerksbetrieb
- Import und Export von Elektrizität mit Nachbarländern
- Beschaffung der neuen Erzeugungskapazität zur Deckung der zukünftigen Nachfrage

2.7.3 Vertriebssektor

Dieser Sektor ist für die Verteilung von Elektrizität an Endverbraucher (Haushalte, Gewerbe, Industrie usw.) verantwortlich und umfasst folgende Unternehmen:

- Jordan Electric Power Company (JEPCO)
- Irbid District Distribution Company (IDECO)
- Electricity Distribution Company (EDCO)

Derzeit sind alle Vertriebsgesellschaften im Privatsektor.

3 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Israel

3.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden allgemeine Informationen von Israel, wie etwa geographische und demographische Fakten aufgelistet. Des Weiteren werden Besonderheiten des Landes untersucht und wirtschaftliche Aspekte, wie Bruttoinlandsprodukt, Wirtschaftswachstum, Inflation, Importe und Exporte behandelt.

3.1.1 Allgemeine Informationen

Nachfolgend werden ein paar allgemeine Informationen zu Israel angeführt. [29]

Staatsform: Republik

Regierungssystem: parlamentarische Demokratie

Staatsoberhaupt: Präsident Reuven Rivlin

Regierungschef: Ministerpräsident Benjamin Netanjahu

Amtssprache: Ivrit (Hebräisch), Minderheitensprache: Arabisch

Hauptstadt: Jerusalem

Bevölkerung: 8.955.300 (November 2018) inklusive Ost-Jerusalem und Golan-Distrikt
391.000 israelische Siedler leben im Westjordanland (Judäa und Samaria)

Fläche: 22.380 km² Kernland, 6.831 km² besetzte Gebiete

Währung: Israelischer Schekel (1 EUR = 4,1667 ILS)

Bruttoinlandsprodukt (BIP): 350,7 Mrd.\$ (2017)

Gemäß der letzten Bevölkerungszählung vom November 2018 leben in Israel 8.955.300 Einwohner. Die Bevölkerung ist in und um Tel Aviv sowie um den See Genezareth konzentriert. Der Süden ist mit Ausnahme der Küste des Golfs von Aqaba dünn besiedelt. [29]

Die größten Städte sind Jerusalem mit 1.201.000 Einwohnern, gefolgt von Tel Aviv-Jaffa (432.892 Menschen) und Haifa mit 267.300 Bürgern. [30]

Die ethnischen Gruppen gliedern sich in Juden (74,4%), Araber haben einen Anteil von 20,9%, der Rest sind sonstige Gruppen. 76,9% der Juden sind in Israel geboren, die Restlichen sind Immigranten aus aller Welt. Die Verteilung der religiösen Gruppen in Israel führen mit 74,7% Juden an. Gefolgt werden sie von Muslimen, deren Anteil 17,7% beträgt. Christen sind mit 2% am dritten Rang. Den Rest bilden andere religiöse Gemeinschaften. [29]

3.1.2 Kurze Geschichte des Landes

Im Jahre 1922 erhielt Großbritannien vom Völkerbund, welcher der Vorgänger der Vereinten Nationen (UNO) war, das Mandat für Palästina. Die UNO schlug vor, das Gebiet in arabische und jüdische Staaten aufzuteilen. Deshalb gab Großbritannien 1948 sein Mandat in Palästina auf und der Staat Israel wurde erklärt. Als Israel 1949 als Mitglied der Vereinten Nationen aufgenommen wurde, verzeichnete es in den Folgejahren ein rasches Bevölkerungswachstum. Hauptsächlich war dies auf die Migration aus Europa und dem Nahen Osten zurückzuführen. 1967 und 1973 führten die Israelis Kriege gegen seine arabischen Nachbarn. Immer ging es um das zentrale Thema, wem Palästina gehöre. In den 1990er Jahren war der Frieden im Nahen Osten greifbar nahe. Der israelische Ministerpräsident Jitzchak Rabin und der Führer der palästinensischen Befreiungsorganisation (PLO), Jassir Arafat, näherten sich an und erkannten das Existenzrecht Israels an. Laut den Oslo-Verträge waren die Israelis gezwungen, sich aus dem Gazastreifen und dem Westjordanland zurückzuziehen. Für diese Bemühungen wurden Rabin, Arafat und Peres mit dem Friedensnobelpreis ausgezeichnet. Im Jahr darauf wurde auf Rabin ein tödliches Attentat verübt und die Hoffnung auf Frieden wurde zerstört. Nach dem Tod Arafats im Jahre 2004 übernahm die radikalislamische Hamas die Oberhand in den Palästinensergebieten. Immer wieder wurden israelitische Grenzstädte mit Raketen attackiert und massive militärische Aktionen ließen den Frieden in weite Ferne rücken. 2006 wurden israelische Soldaten von der Hamas und der im Libanon ansässigen islamistischen Organisation Hisbollah entführt. Daraufhin marschierten Israelis im Gazastreifen ein und Ziele im Libanon wurden bombardiert. In den Jahren danach kam es immer wieder zu militärischen Auseinandersetzungen. [29]

Seit 1948 hat sich der Palästina-Konflikt noch nicht beruhigt und man ist davon überzeugt, dass die Lösung nur in einer Trennung der beiden Völker liegt. Eine Folge daraus war die Errichtung hoher Sperranlagen an den Grenzen zum Westjordanland. Israel befindet sich mit vielen Nachbarländern im Kriegszustand, lediglich mit Ägypten (1979) und Jordanien (1994) wurden Friedensverträge ausverhandelt. [29]

3.1.3 Geografie und Klima

Die Geographie Israels ist sehr vielfältig, mit Wüstenbedingungen im Süden und schneebedeckten Bergen im Norden. Israel liegt am östlichen Ende des Mittelmeers in Westasien. Es ist im Norden vom Libanon, im Nordosten von Syrien, im Osten von Jordanien und dem Westjordanland und im Südwesten von Ägypten begrenzt. Israel hat auch eine kleine Küste am Roten Meer im Süden. [31]

Das Gebiet Israels innerhalb der sogenannten Grünen Linie, der Waffenstillstandslinie von 1949, beträgt 20.991 km², davon sind 445 km² Binnengewässer (Abbildung 16). Israel erstreckt sich 424 km von Norden nach Süden und seine Breite reicht von 114 km bis zu seiner engsten Stelle 15 km. Durch das Jerusalemgesetz 1980 und die Annexion der Golanhöhen 1981 hat Israel aus israelischer Sicht eine Fläche von 22.380 km². Zu den von Israel besetzten Gebieten gehören das Westjordanland (5.879 km²), Ost-Jerusalem (70 km²) und die Golanhöhen (1.150 km²). Von diesen Gebieten hat Israel Ostjerusalem und die Golanhöhen annektiert, ein von der internationalen Gemeinschaft nicht anerkannter Akt. [31]

Der Süden Israels wird von der Wüste Negev dominiert, die etwa 13.000 km² umfasst, und mehr als die Hälfte der gesamten Landfläche ausmacht. Im Norden des Negev befindet sich die Wüste Judäa, die an der Grenze zu Jordanien das Tote Meer enthält, das mit -417 m der niedrigste Punkt der Erde ist. Das Binnenland von Zentralisrael wird vom Judäischen Bergland im Westjordanland dominiert, während die zentrale und nördliche Küste aus der flachen und fruchtbaren israelischen Küstenebene besteht. Im Landesinneren umfasst die nördliche Region den Mount Carmel-Gebirgszug, an den sich die fruchtbare Jesreelebene und die hügelige Region Galiläa anschließen. Der See von Galiläa liegt dahinter und wird im Osten von den Golanhöhen begrenzt, einer Hochebene, die im Norden vom israelisch besetzten Teil des Hermon-Massivs begrenzt wird. Der höchste Punkt in einem Gebiet, das international als israelisch anerkannt ist, ist der Mount Meron mit 1.208 m. [31]

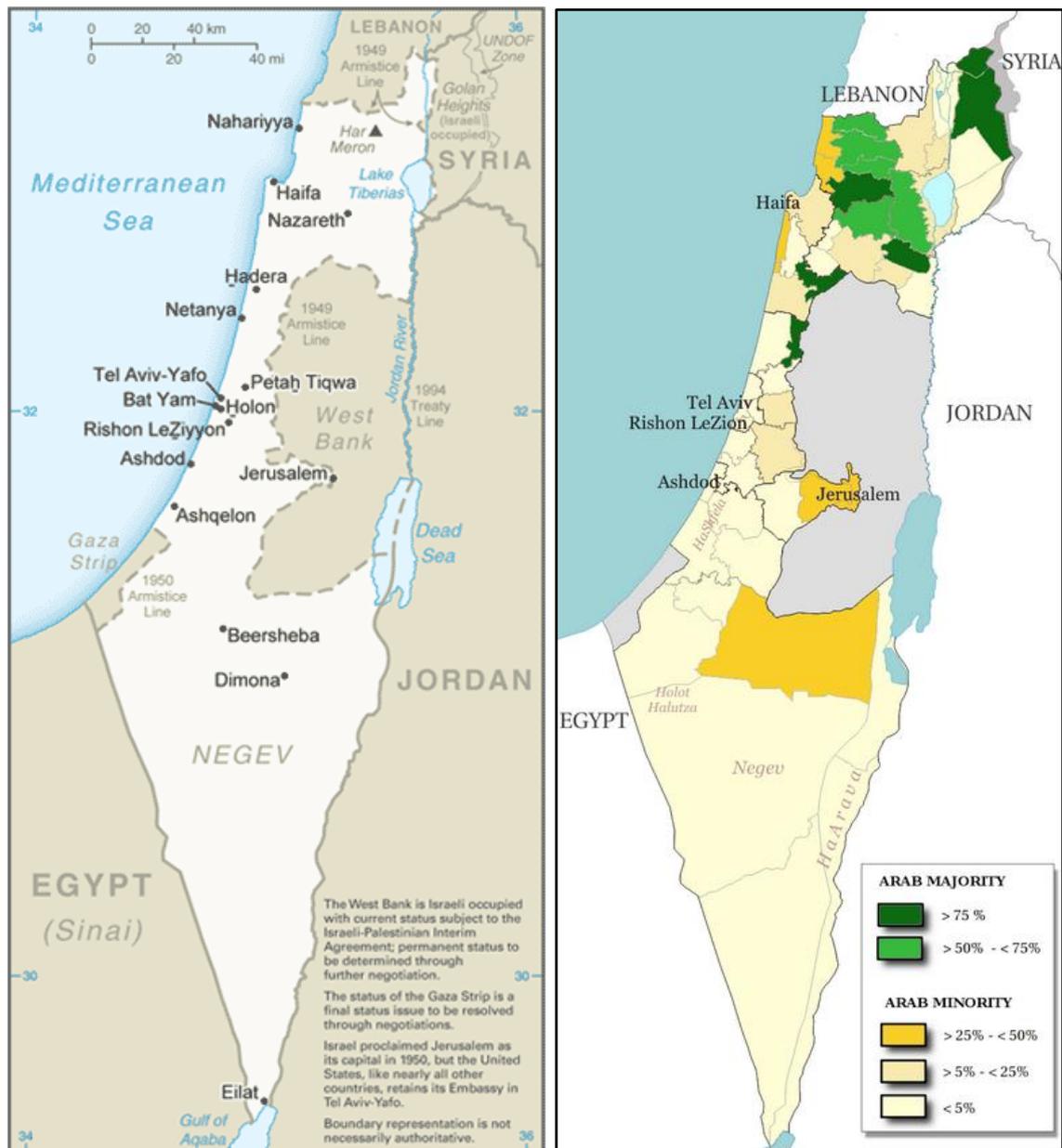


Abbildung 16: Karte von Israel (links) [29]; Arabische Minderheiten in Israel (rechts) [31]

Gebiete:

- Israel (Grüne Linie): Souveränes Gebiet seit 1948
Die Grüne Linie ist eine Waffenstillstandslinie zwischen Israel und dem Westjordanland, dem Gazastreifen, den Golanhöhen und der Sinai-Halbinsel. Der Name entstand durch die grüne Tinte, die während der Verhandlungen des Waffenstillstands zur Grenzziehung benützt wurde.
- Ost-Jerusalem: Besetzt und seit 1967 dem israelischen Gesetz unterstellt. Formelles Gesetz von 1980.
- Golan Höhen: Seit 1967 besetzt, seit 1981 israelischem Recht unterstellt.
- Seam Zone (West Bank): Bereich zwischen der Grünen Linie und der israelischen Westbanksperre. Seit 1967 besetzt.
- West Bank Area C: Andere israelische Siedlungen und Gebiete im Westjordanland, die direkt von der Israel Defense Force (IDF) kontrolliert werden. Seit 1967 besetzt.
- Westbank-Gebiete A+B: Ziviles, kontrolliertes Gebiet der palästinensischen Autonomiebehörde (PLO). Vorbehaltlich einer "gemeinsamen" militärischen Kontrolle mit der IDF. Seit 1967 besetzt.
- Gaza-Streifen: Palästinensisch regiertes Gebiet. Israel kontrolliert den Luftraum, die Seegrenze und seine eigene Grenze mit Gaza. 1967 besetzt, 2005 einseitig außer Gefecht gesetzt und 2007 zu einer ausländischen Einheit erklärt. Der Gazastreifen steht seit Inkrafttreten des Oslo Abkommen unter palästinensischer Selbstverwaltung. Die seit 2007 der Verwaltung vorstehende Hamas wird von Israel jedoch nicht anerkannt. [31]

Abbildung 17 zeigt die Veränderung des palästinensischen Gebiets in Israel von 1946 bis 2012 und ist in grüner Farbe dargestellt.

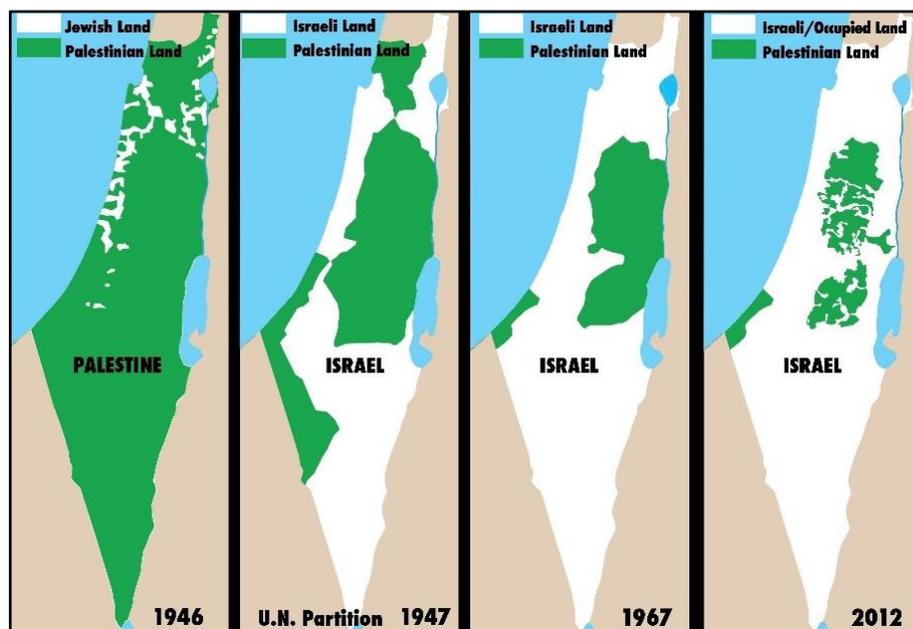


Abbildung 17: Veränderung des palästinensischen Gebiets in Israel [32]

Das Klima Israels reicht von gemäßigt bis tropisch mit viel Sonnenschein. Zwei unterschiedliche Jahreszeiten überwiegen - eine regnerische Winterperiode von November bis Mai und eine trockene Sommersaison, die sich über die nächsten sechs Monate erstreckt. Die Niederschläge sind im Norden und im Zentrum des Landes relativ stark, im nördlichen Negev viel geringer und in den südlichen Gebieten nahezu vernachlässigbar. Die Klimakarte ist in Abbildung 18 dargestellt und beinhaltet die durchschnittliche Temperatur im August, die Niederschlagsverteilung und eine Karte der verschiedensten Gebiete wie Wälder, Siedlungen und Landwirtschaft. [33]

Die regionalen Bedingungen variieren beträchtlich, mit feuchten Sommern und milden Wintern an der Küste, trockenem Sommern und gemäßigten kalten Wintern in den Hügelregionen (einschließlich Jerusalem) und heißen trockenen Sommern und angenehmen Wintern im Jordantal. Im Negev herrschen ganzjährige Semidesert-Bedingungen. Die Wetterextreme reichen von gelegentlichem Schneefall in höheren Lagen bis hin zu periodisch drückend heißen, trockenen Winden, die vor allem im Frühling und Herbst zu extremen Temperaturen führen. [33]

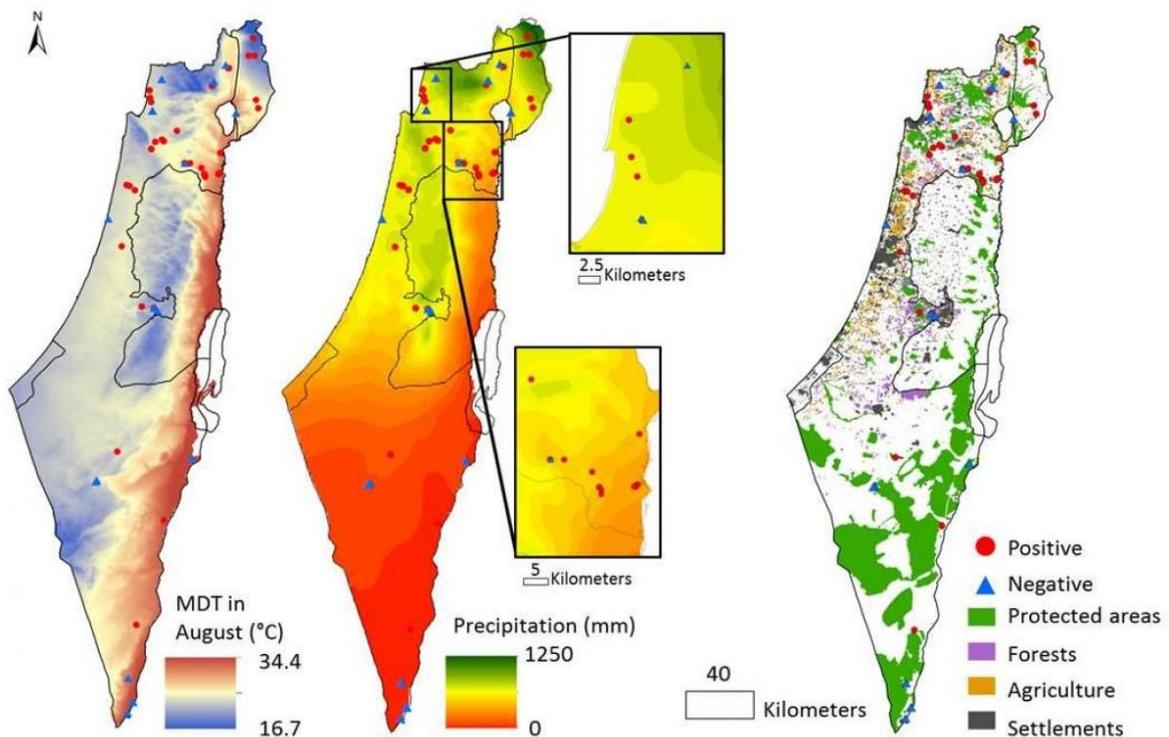


Abbildung 18: Klimakarte von Israel [34]

3.1.4 Wirtschaft

Die israelische Wirtschaft hat in den letzten Jahren eine der besten Leistungen der OECD-Länder verzeichnet, wobei 2018 das 15. Jahr in Folge der wirtschaftlichen Expansion war. Das BIP-Wachstum erreichte 2018 2,67% [35]. Der Prognose des internationalen Währungsfonds (IWF) zufolge sollte das BIP-Wachstum 2019 3,5% und 2020 3,3% erreichen, was durch den Abschluss von Großprojekten (einem mehrjährigen Infrastrukturplan in Höhe von 28 Mrd.\$) unterstützt wird. [36]

3.1.4.1 Bruttoinlandsprodukt und Sektoren

Das BIP in Israel betrug von 1960 bis 2017 durchschnittlich 89,46 Mrd.\$, erreichte 2017 ein Allzeithoch von 350,85 Mrd.\$ und ein Rekordtief von 2,51 Mrd.\$ im Jahr 1962. Die Abbildung 19 zeigt den Verlauf des israelischen Bruttoinlandsprodukts der Jahre 2009 bis 2017. [37]

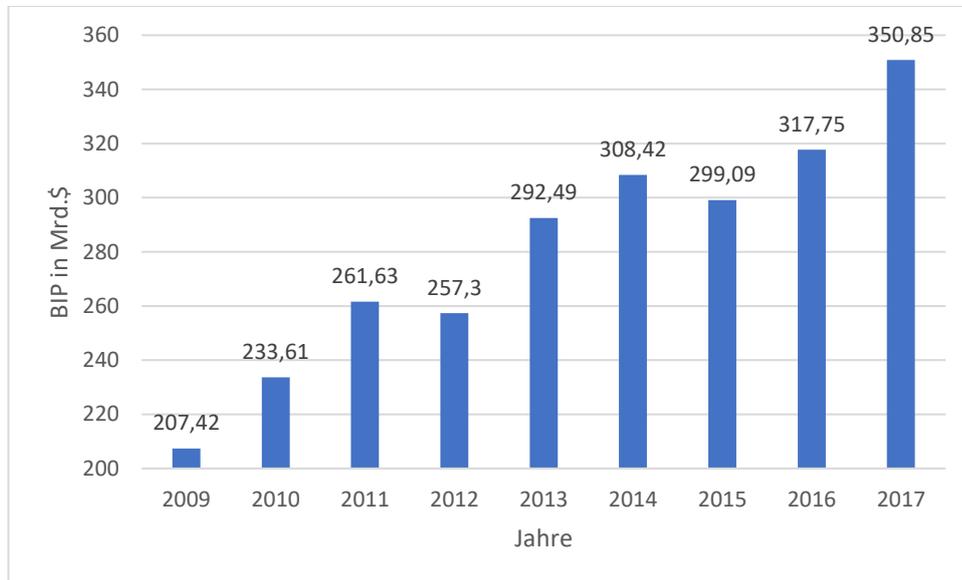


Abbildung 19: Bruttoinlandsprodukt Israels der Jahre 2009 bis 2017 in Mrd.\$; eigene Darstellung nach [37]

Israel hat eine diversifizierte und technologisch fortgeschrittene Wirtschaft. Der Agrarsektor beschäftigt rund 1% der Erwerbsbevölkerung und macht etwas mehr als 1% des BIP aus. Die Hauptkulturen des Landes sind Obst und Gemüse, Getreide, Wein und Viehzucht. Das Land ist in Bezug auf die Nahrungsmittelproduktion mit Ausnahme von Getreide unabhängig. Es ist zu einem führenden Agrar-Tech-Land geworden, das die Wüste grüner macht, um den Großteil der exportierten Nahrungsmittel anzubauen. [36]

Die israelische Industrie zeichnet sich durch die Produktion chemischer Produkte, Kunststoffe und High-Tech-Produkte aus. Die gesamte Industrie macht 18,7% des BIP aus und beschäftigt 17% der Arbeitskräfte. Zahlreiche Unternehmen, insbesondere solche, die modernste Technologie produzieren, haben von ihrer Fähigkeit profitiert, die Finanzierung durch die Wall Street und andere internationale Finanzzentren sicherzustellen. Israel steht nach Kanada an zweiter Stelle, gemessen an der Anzahl der an den amerikanischen Aktienmärkten registrierten Unternehmen. High-Tech (Luftfahrt, Elektronik, Telekommunikation, Software, Biotechnologien usw.) macht etwa 40% des BIP des Landes aus. Weitere wichtige Tätigkeitsbereiche sind Diamantschliff, Textilien und Tourismus. [36]

Trotz des israelisch-palästinensischen Konflikts bleibt der Tourismus von Bedeutung. Die Mehrheit der Arbeitskräfte (81%) sind im Dienstleistungssektor beschäftigt, auf den fast 78% des BIP entfallen. [36]

3.1.4.2 Wirtschaftswachstum

Das BIP in Israel stieg im vierten Quartal 2018 um 2,67% gegenüber dem gleichen Quartal des Vorjahres. Die jährliche Wachstumsrate des BIP in Israel betrug von 1996 bis 2018 durchschnittlich 3,78%, erreichte im dritten Quartal 2000 ein Allzeithoch von 10,7% und ein Rekordtief von -3,2% im vierten Quartal 2001 (Abbildung 20). [35]

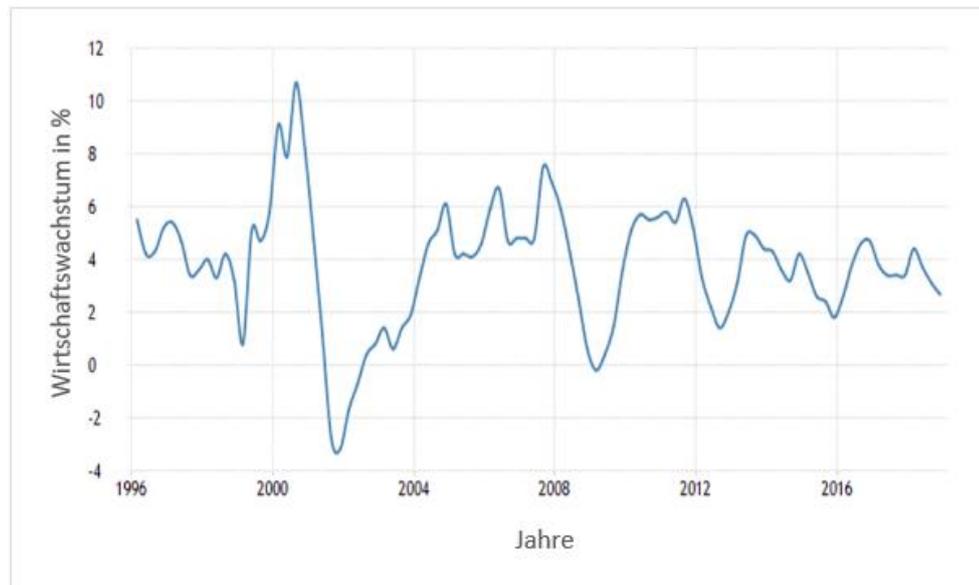


Abbildung 20: Wirtschaftswachstum Israels von 1996 bis 2018 in %; eigene Darstellung nach [35]

Israel wies im Jahr 2017 eine Staatsverschuldung auf, die 60,9% des Bruttoinlandsprodukts des Landes entsprach. Die Schuldenquote des Staates in Israel betrug von 1996 bis 2017 durchschnittlich 78,6%. 1996 erreichte es ein Allzeithoch von 96% und 2017 ein Rekordtief von 60,9%. [38]

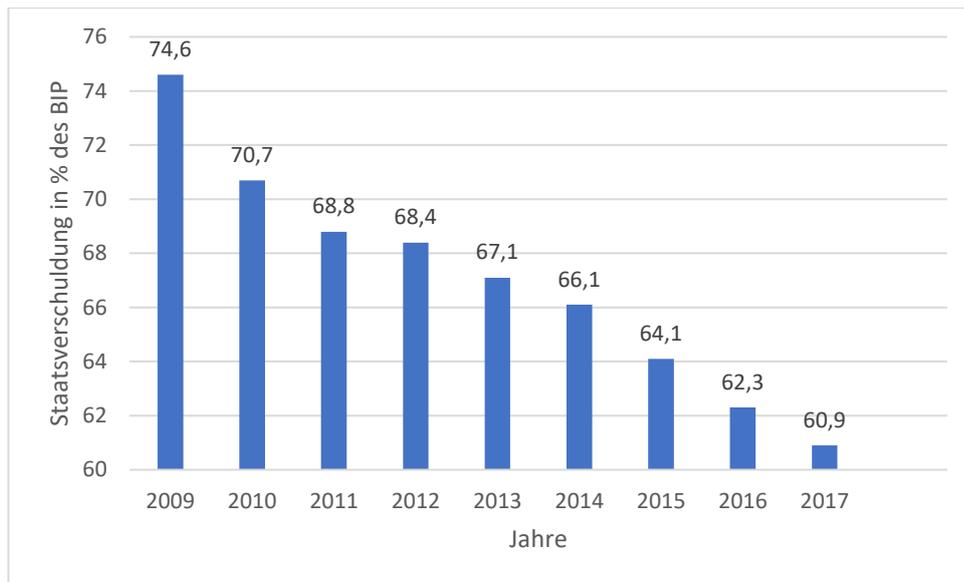


Abbildung 21: Staatsverschuldung von Israel von 2009 bis 2017 in % des BIP; eigene Darstellung nach [38]

3.1.4.3 Inflation

Die Inflationsrate in Israel lag im Januar 2019 bei 1,2%, von 1952 bis 2019 durchschnittlich bei 29,02% und erreichte im November 1984 ein Allzeithoch von 486,23% und im März 2004 ein Rekordtief von -2,74%. Den Verlauf der Entwicklung der Inflationsrate vom Jahr 2009 bis Jänner 2019 zeigt Abbildung 22. [39]

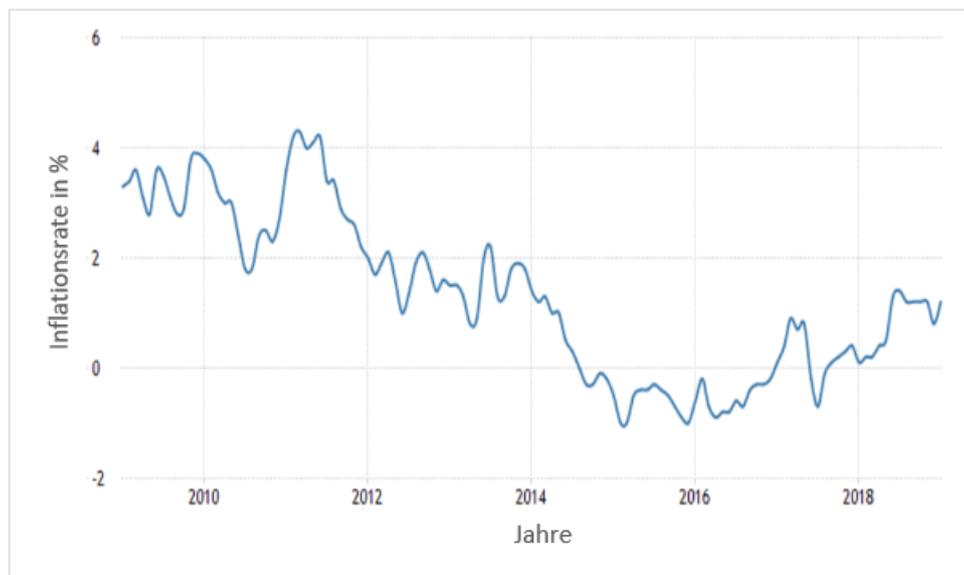


Abbildung 22: Entwicklung der Inflationsrate von 2009 bis Januar 2019 in %; eigene Darstellung nach [39]

3.1.4.4 Importe und Exporte

Israel ist die 48. größte Exportwirtschaft der Welt und die 17. komplexeste Volkswirtschaft nach dem Economic Complexity Index (ECI). Im Jahr 2017 exportierte Israel 48,8 Mrd.\$ und importierte 62,5 Mrd.\$, was zu einer negativen Handelsbilanz von 13,7 Mrd.\$ führte. Abbildung 23 visualisiert die Importe und Exporte des Landes und analysiert die jeweiligen Veränderungen zum Vorjahr. [40]

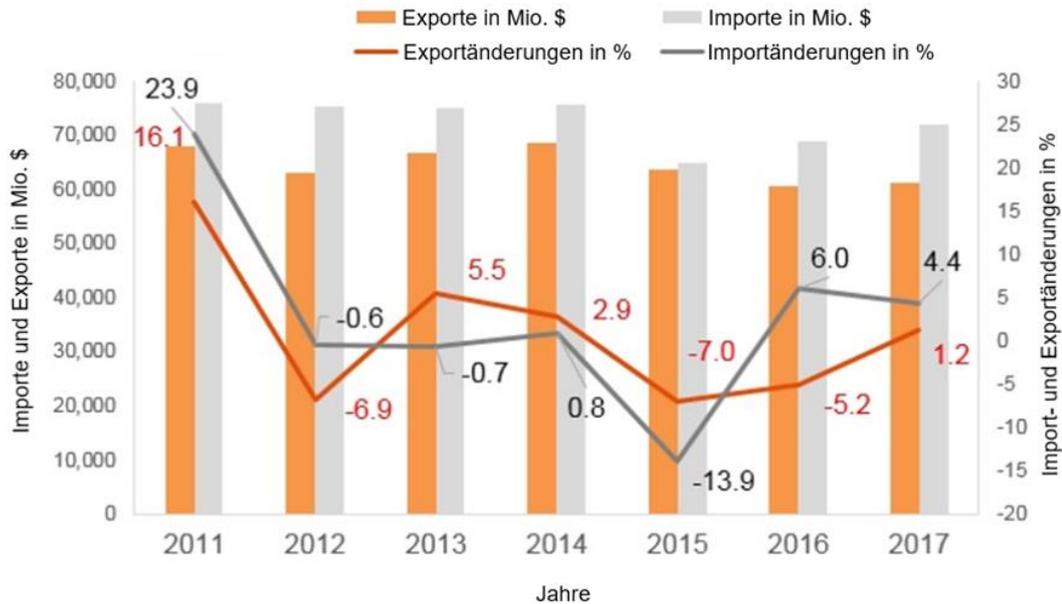


Abbildung 23: Warenhandel von Israel; eigene Darstellung nach [41]

Die Hauptexportgüter Israels sind Diamanten (10,7 Mrd.\$), verpackte Medikamente (4,72 Mrd.\$), integrierte Schaltkreise (2,19 Mrd.\$), raffiniertes Erdöl (1,58 Mrd.\$) und Pestizide (1,35 Mrd.\$). [40]

Die wichtigsten Importe sind Diamanten (5,87 Mrd.\$), Rohöl (3,98 Mrd. \$), Autos (3,79 Mrd.\$), Fotolaborgeräte (1,85 Mrd.\$) und Rundfunkgeräte (1,69 Mrd.\$). [40]

Die wichtigsten Exportdestinationen Israels sind die Vereinigten Staaten (18,2 Mrd.\$), China (3,66 Mrd.\$), Belgien-Luxemburg (1,91 Mrd.\$), Indien (1,85 Mrd.\$) und Deutschland (1,78 Mrd.\$). [40]

Die wichtigsten Importeure sind die Vereinigten Staaten (6,93 Mrd.\$), China (5,91 Mrd.\$), die Schweiz (4,67 Mrd.\$), Deutschland (4,18 Mrd.\$) und Belgien-Luxemburg (3,91 Mrd.\$). [40]

Handelsbeziehungen zwischen USA und Israel

Die Vereinigten Staaten sind der größte Exportpartner Israels und der zweitgrößte Importpartner. Diese Situation wurde durch das Freihandelsabkommen zwischen den beiden Ländern gefördert. Dieser Handelspakt wurde 1985 gegründet, um die Handelshemmnisse bei einigen Gütern abzubauen. Die Vereinbarung senkt die Zollsätze und

beseitigt in einigen Fällen alle Zölle auf Waren, die aus Israel in die Vereinigten Staaten ausgeführt werden. Die Vereinbarung umfasst auch Waren, die aus Israel, dem Gazastreifen und dem Westjordanland exportiert werden. Dieser Pakt bringt den israelischen Unternehmen große Vorteile, die den Zugang zum US-amerikanischen Markt mit vernachlässigbaren Zoll- oder nichttarifären Hemmnissen haben. [41]

Handelsbeziehungen zwischen der EU und Israel

Rechtsgrundlage für die Handelsbeziehungen der EU mit Israel ist das im Juni 2000 in Kraft getretene Assoziierungsabkommen EU-Israel. Ziel dieses Abkommens ist es, einen geeigneten Rahmen für den politischen Dialog und die wirtschaftliche Zusammenarbeit zwischen der EU und Israel zu schaffen. Der Handel zwischen der EU und Israel ist umfangreich und einige der wichtigsten Handelspartner des Landes, darunter Deutschland, Belgien und Italien, sind Mitglieder des Blocks. [41]

Israel-EFTA-Freihandelsabkommen

Israel hat ein Freihandelsabkommen mit Mitgliedern der EFTA, zu denen Island, Liechtenstein, Norwegen und die Schweiz gehören. [41]

Freihandelsabkommen zwischen Israel und der Türkei

Die Türkei ist ein wichtiger Handelspartner und die beiden Länder versuchen, die wirtschaftlichen Beziehungen zu stärken. [41]

Freihandelsabkommen zwischen Mercosur und Israel

Mercosur (Südlicher Gemeinsamer Markt) besteht aus Argentinien, Brasilien, Paraguay und Uruguay. Die israelische Regierung versucht im Rahmen ihrer Diversifizierungsbemühungen, die Abhängigkeit von der USA und den EU-Märkten zu reduzieren und die Handelsbeziehungen mit Lateinamerika zu stärken. Der Handel zwischen Israel und lateinamerikanischen Ländern ist jedoch derzeit noch relativ gering. [41]

Israel-Kanada-Freihandelsabkommen

2014 vereinbarten Kanada und Israel die Modernisierung des seit dem 01. Januar 1997 in Kraft getretenen Freihandelsabkommens Kanada-Israel (CIFTA). Ein modernisiertes CIFTA wird den Zugang Kanadas zum israelischen Markt verbessern. Unternehmen profitieren durch weitere Abschaffung und Senkung der Zölle auf Landwirtschafts- und Fischereierzeugnisse. [41]

Präferenzhandelsabkommen zwischen Israel und Jordanien

Zwischen Israel und Jordanien besteht ein bilaterales Abkommen, das die wirtschaftlichen Beziehungen zwischen Israel und dem arabischen Staat, mit dem es diplomatische Beziehungen aufgenommen hat, stärken soll. Dennoch sind die Handelsströme zwischen den beiden Ländern derzeit noch begrenzt. [41]

3.2 Energiesektor

13 Jahre nachdem Erdgas in den israelischen Markt eingeführt wurde, befindet sich die Wirtschaft erst am Anfang des strukturellen Wandels im Energiesektor. Bis 2004 war Israel für die gesamte Energieversorgung vollständig auf den Import von Öl und Kohle angewiesen. Die Entwicklung der Yam Tethys und des Tamar-Reservoirs in den Jahren 2004 und 2013 hat lediglich dazu geführt, dass die Ölaggregate Israels auf Gas umgestellt wurden. Der erste Schritt zur Verringerung der Kohlendioxidemissionen im Elektrizitätssektor fand 2016 statt. Die weitere Gasnutzung in der israelischen Wirtschaft wurde aufgrund von Engpässen auf der Angebotsseite gebremst. Zu diesen Einschränkungen gehörten die Einstellung ägyptischer Gasexporte nach Israel im Jahr 2012, die Erschöpfung des Yam Tethys-Reservoirs, die stündliche Kapazitätsbeschränkung von Tamar sowie die Verzögerung der Entwicklung von Leviathan bis zur Lösung regulatorischer Probleme im Jahr 2016. Ein Zeitverlauf dieser Ereignisse ist in Abbildung 24 dargestellt. [42]

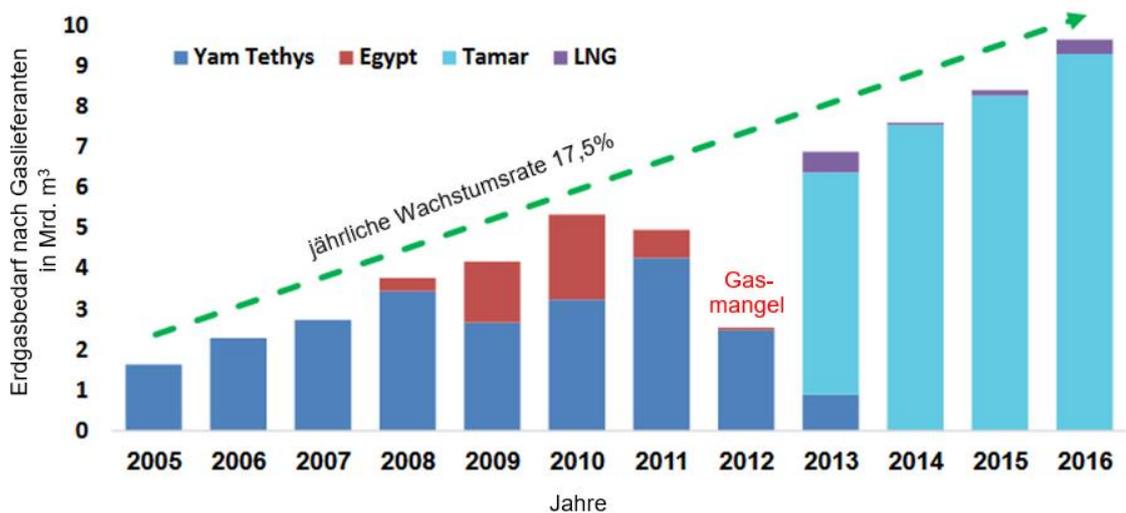


Abbildung 24: Erdgasbedarf in Israel nach Gaslieferanten in Mrd. m³; eigene Darstellung nach [42]

Mit dem Eintritt Leviathans (Abbildung 25) in den Markt wird sich das Ansehen Israels 2020 ändern. Zum ersten Mal wird Israel ein bedeutender Gasexporteur werden, da es über ausreichend Gasressourcen verfügt, um den lokalen Verbrauch zu decken. Dies wird es der israelischen Wirtschaft ermöglichen, die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile von inländischem Erdgas voll zu nutzen. [42]

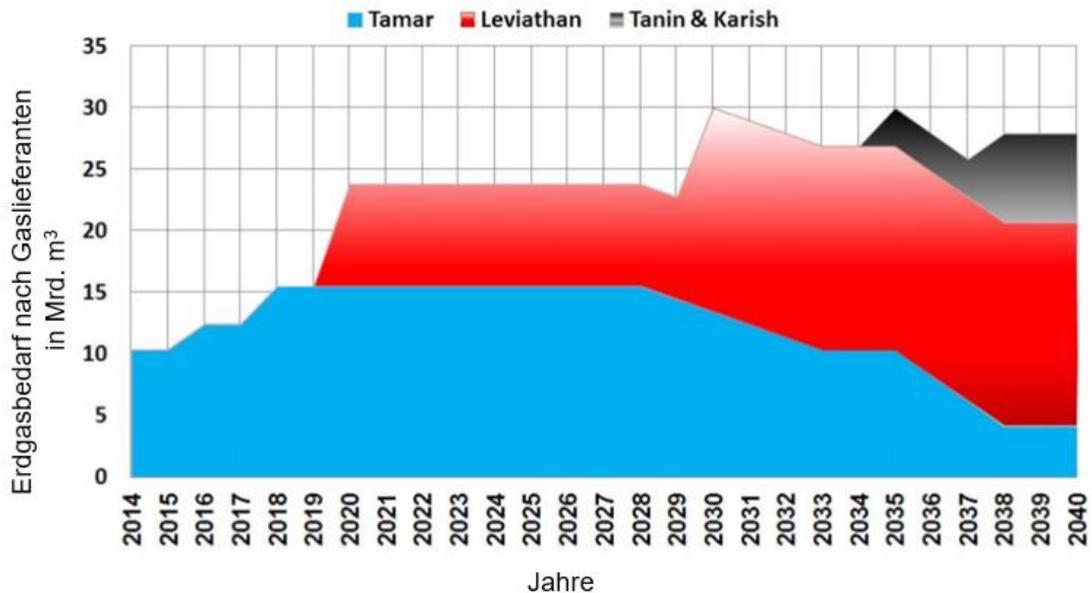


Abbildung 25: Prognose der Versorgungskapazität in Mrd. m³; eigene Darstellung nach [43]

Die Verfügbarkeit ausreichender lokaler Gasressourcen wird es Israel ermöglichen, in die zweite Phase des strukturellen Wandels seines Energiemarktes überzugehen. Gemäß einer Prognose wird der Anteil von Erdgas in Israels Stromerzeugungsmix von derzeit 60% auf 73% steigen. Das israelische Energieministerium setzt sich mit Unterstützung der Ministerien für Umweltschutz und Gesundheit bereits für die Reduzierung des Kohleverbrauchs ein, zusammen mit der erhöhten Verfügbarkeit von Gas. Im November 2016 erklärte der Energieminister öffentlich, dass über 80% der Stromerzeugung mit Gas erreicht werden soll. [42]

Israels Kohlekraftwerke wurden in den 1980er und 1990er Jahren geplant und gebaut, lange vor der Entdeckung der israelischen Gasvorkommen. Zu dieser Zeit stellte die Verwendung von Kohle für die Grundlastproduktion eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zu Öl dar. Die Verfügbarkeit von lokalem Gas sowie die aktuelle Umweltpolitik und Umweltverordnung erfordern eine Verschiebung des israelischen Energiemix. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist Erdgas eine billigere Alternative, verursacht weniger Umweltverschmutzung (Schwefel- und Stickoxide) und reduziert die Treibhausgasemissionen, wodurch Israel seinen internationalen Verpflichtungen im Rahmen der COP 21 nachkommen kann. Aus wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten hat der israelischen Stromsektor daher das Ziel, die Kohleproduktion einzustellen und auf inländisches und umweltfreundlicheres Gas umzusteigen. [42]

Die Geological Survey of Israel (GSI), die Israel Atomic Energy Commission (IAEC) und das Ministerium für nationale Infrastrukturen, Energie und Wasserressourcen (MNIEWR) legen großen Wert darauf, potenzielle Standorte für Kernkraftwerke in Israel zu lokalisieren. Kernkraftwerke sind als Energieversorger von entscheidender Bedeutung und die GSI bekennt sich daher zu diesem Thema. Dieses Projekt schließt sich einer früheren Studie an, die an der GSI in den neunziger Jahren um den Standort Shivta durchgeführt wurde. Vor kurzem hat der MNIEWR die Suche nach einem anderen geeigneten Standort für Kernkraftwerke, zusätzlich zu Shivta, wieder aufgenommen. [44]

In Israel beträgt die gesamten Primärenergieversorgung (TPES) für das Jahr 2016 22,944 Mtoe und wird in Abbildung 26 dargestellt (8,274 Mtoe aus Produktion plus 21,324 Mtoe Importe weniger 6,233 Mtoe Exporte weniger 0,421 Mtoe Marine- und Luftfahrtverluste). Der gesamte Endenergieverbrauch (TFC) erzielt zur gleichen Zeit 15,161 Mtoe (Abbildung 28). Die Differenz beinhaltet die Verluste zur Endenergiegenerierung, wie zum Beispiel Verluste bei Elektrizitätswerken oder Ölraffinerien. [45]

Total Primary Energy Supply (TPES) by source*
Israel 1990 - 2016

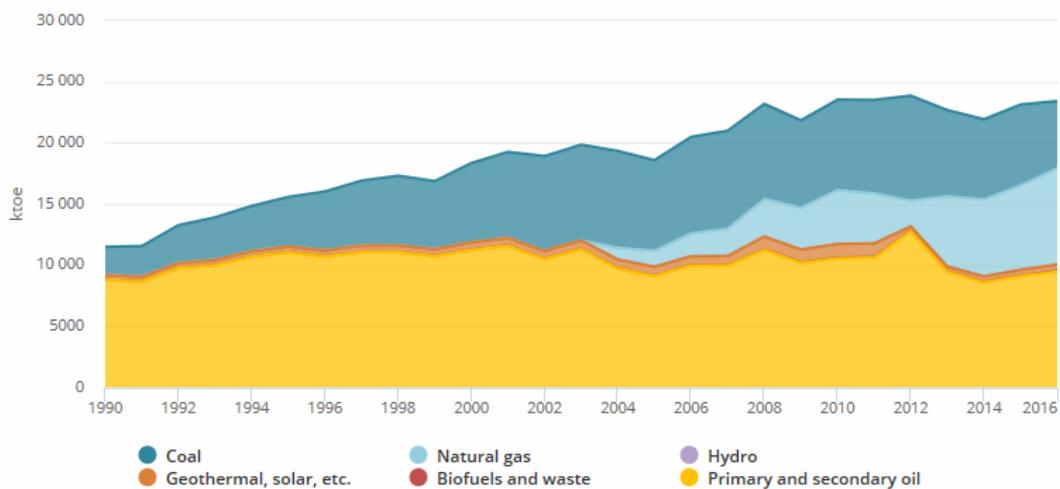


Abbildung 26: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [45]

Total Final Consumption (TFC) by source
Israel 1990 - 2016

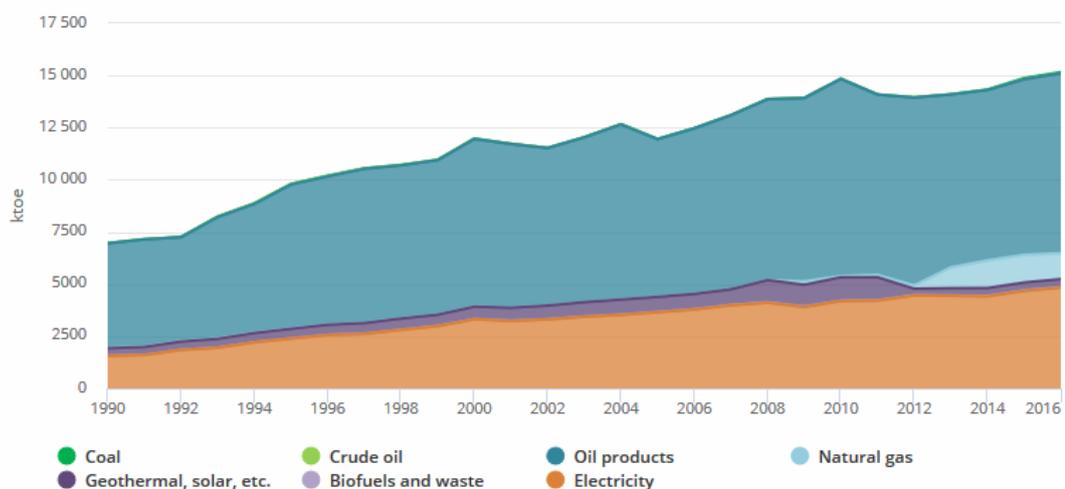


Abbildung 27: Gesamtverbrauch nach Quelle [45]

3.3 Energiestrategie

3.3.1 Ziele bis zum Jahr 2030

Im Dezember 2015 wies das Energieministerium den Energieversorger an, den Kohleverbrauch um 15% zu senken, um die Emissionen zu reduzieren und die Erzeugung durch Gas entsprechend zu steigern. 2017 wurde der Bedarf an Kohlereduzierung auf 19% erhöht. Nachdem die regulatorische Ungewissheit, die die Entwicklung von Leviathan verzögerte, entschlossen war, beschloss das Ministerium im August 2016, vier Kohleeinheiten (Rabin A) mit einer Gesamtkapazität von 1.440 MW, die 30% der israelischen Kohleproduktionskapazität ausmachen, spätestens im Juni 2022 stillzulegen. Es wurde ferner beschlossen, dass private Stromerzeuger die Ersatzstromversorgung aufbauen werden. Die nächste Stufe der Kohlenreduktion wird voraussichtlich nach dem Markteintritt von Leviathan im Jahr 2020 stattfinden, wenn ausreichende Gasressourcen zur Verfügung stehen werden. [42]

Es wird angenommen, dass die israelische Regierung ihre Politik der Reduzierung des Kohleverbrauchs fortsetzen und der Israel Electric Corporation Ltd. (IEC) anweisen wird, die Nutzung ihrer Kohleeinheiten weiter zu reduzieren. Längerfristig besteht eine starke wirtschaftliche und ökologische Logik, die Kohleeinheiten vollständig zu schließen und als strategische Backup-Einheiten zu erhalten. Die Kohlekraftwerke (mit Ausnahme von Rabin A, für die bereits eine Entscheidung getroffen wurde) würden während der Spitzenmonate (Sommer und Winter) in Betrieb bleiben und werden außerhalb der Spitzenzeiten heruntergefahren. [42]

Jahr	Kohleproduktion in Mrd. kWh	Kohlereduktion in %	Zusätzliches Gas wegen Kohlereduktion in Mrd. m ³
2015	30,0	-	-
2016	24,8	15	-
2017	24,3	19	0,3
2018	24,3	19	0,3
2019	24,3	19	0,3
2020	18,1	40	1,6
2021	15,1	50	2,3
2022	10,4	65	3,5
2023	9,0	70	3,6
2024	9,0	70	3,6
2025	9,0	70	3,6

Tabelle 8: Prognose für die Kohlereduktion in Israel; Zahlen von [42]

Ein Ziel von einer Produktion in Höhe von 17% aus erneuerbaren Energien bis 2030 mit einem Zwischenziel von 10% bis 2020 wurde von der IEC im Sommer 2017 veröffentlicht. 2022 wird die Option, dieses Ziel zu erhöhen, entsprechend den technologischen Entwicklungen und der Integrationsrate in der Praxis geprüft. [46]

3.3.2 Der Rettungsplan für den Energiesektor bis 2030

Energieminister Dr. Yuval Steinitz: „Der Plan legt konkrete Schritte und messbare Ziele fest, einschließlich Zeitplänen, um den israelischen Energiesektor innerhalb von 12 Jahren zu revolutionieren. Teile des Wandels wurden bereits umgesetzt - seit ich Energieminister geworden bin, habe ich eine stärkere Nutzung von Erdgas eingeführt, um den Verbrauch von umweltverschmutzender Kohle in unseren Kraftwerken von 60% im Jahr 2015 auf 30% im Jahr 2018 zu senken. Auf dieser Grundlage wurde in den letzten zwei Jahren eine vorläufige Verringerung der Luftverschmutzung in Israel verzeichnet.“ [47]

Der vorliegende Plan setzt ehrgeizige, aber realistische Ziele. Vor allem eine vollständige Abkehr von umweltbelastenden Kraftstoffen innerhalb der nächsten zwölf Jahre bei gleichzeitiger Gewährleistung einer kontinuierlichen Verbesserung der Energieversorgungssicherheit. Im Bereich der Stromerzeugung wird die Verwendung von 80% Erdgas angestrebt und 20% oder mehr sollen bis 2030 aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Gleichzeitig soll mit der Stilllegung der Kohlekraftwerke in Hadera und Ashkelon begonnen werden. Das Ziel im Industriebereich besteht darin, 95% Erdgas für die Produktion von Energie und Dampf zu verwenden. Im Transportsektor wird das Ziel verfolgt, die betriebenen Elektrofahrzeuge und Lastkraftwagen schrittweise auf Erdgas umzustellen. Außerdem soll ein vollständiges Importverbot für mit umweltbelastenden Kraftstoffen betriebene Fahrzeuge bis 2030 durchgesetzt werden. [47]

Die Hauptziele:

Im Elektrizitätssektor: Das Ministerium gab an, dass ab 2028 in allen Kohlekraftwerken die Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung eingestellt werden wird und dass die gesamte Stromerzeugung auf Erdgas und erneuerbaren Energien basieren wird. Die Umsetzung dieser Ziele wird zur Schließung der Blöcke 5-6 des Kohlekraftwerks "Orot Rabin" in Hadera und der Blöcke 1-4 des Kohlekraftwerks "Rotenberg" in Ashkelon führen. Die Einheiten 1-4 des Kohlekraftwerks "Orot Rabin" in Hadera sollen 2022 abgeschaltet werden. Derzeit (im Jahr 2018) wird 28% der gesamten Stromerzeugung in Israel in Kohlekraftwerken erzeugt. [47]

Im Verkehrssektor: Ziel ist die vollständige Einstellung der Verwendung umweltbelastender Kraftstoffprodukte im Landverkehr, die durch Elektrofahrzeuge und Fahrzeuge mit komprimiertem Erdgas (CNG) ersetzt werden soll. Demnach wird ab 2030 allen Fahrzeugen, die mit Benzin oder Diesel betrieben werden, der Import nach Israel verboten, und 100% aller Neufahrzeuge in Israel werden mit Strom und CNG betrieben. Der Fortschritt wird schrittweise voranschreiten: Bis 2022 werden 27.000 aller in Israel verkauften Privatfahrzeuge elektrisch sein, 177.000 bis 2025, 665.000 bis 2028 und 1,4 Millionen bis 2030. [47]

Im Industriesektor: Ziel ist die Einstellung von Benzin, Flüssiggas (LPG) und Diesel sowie deren Ersatz durch sauberere und effizientere Energiequellen. [47]

All dies soll gleichzeitig mit der Aufrechterhaltung der Energiesicherheit Israels und der Realisierung des wirtschaftlichen Potenzials des Energiesektors erreicht werden. [47]

3.3.3 COP 21

Israel hat sich verpflichtet, die Treibhausgasemissionen pro Kopf bis 2030 auf 7,7 tCO₂e (Tonnen Kohlendioxidäquivalent) zu senken. Dies bedeutet eine Verringerung um 26% gegenüber dem Treibhausgasausstoß von 2005 um 10,4 tCO₂e pro Kopf. Ein Zwischenziel von 8,8 tCO₂e wird bis 2025 erwartet. [48]

3.4 Analyse des Aufbringungssektors

Die Nachfrage nach Elektrizität in Israel wächst schnell und stetig von rund 4.000 MW im Jahr 1990 auf 12.741 MW im Jahr 2017. Die Nachfrage wird durch das Bevölkerungswachstum, den Anstieg des Stromverbrauchs pro Haushalt und durch das Wachstum des Unternehmenssektors bestimmt. Abbildung 28 zeigt den Ausbau der Erzeugungskapazität sowie die jährliche Nachfrage von 2007 bis 2017. [49]

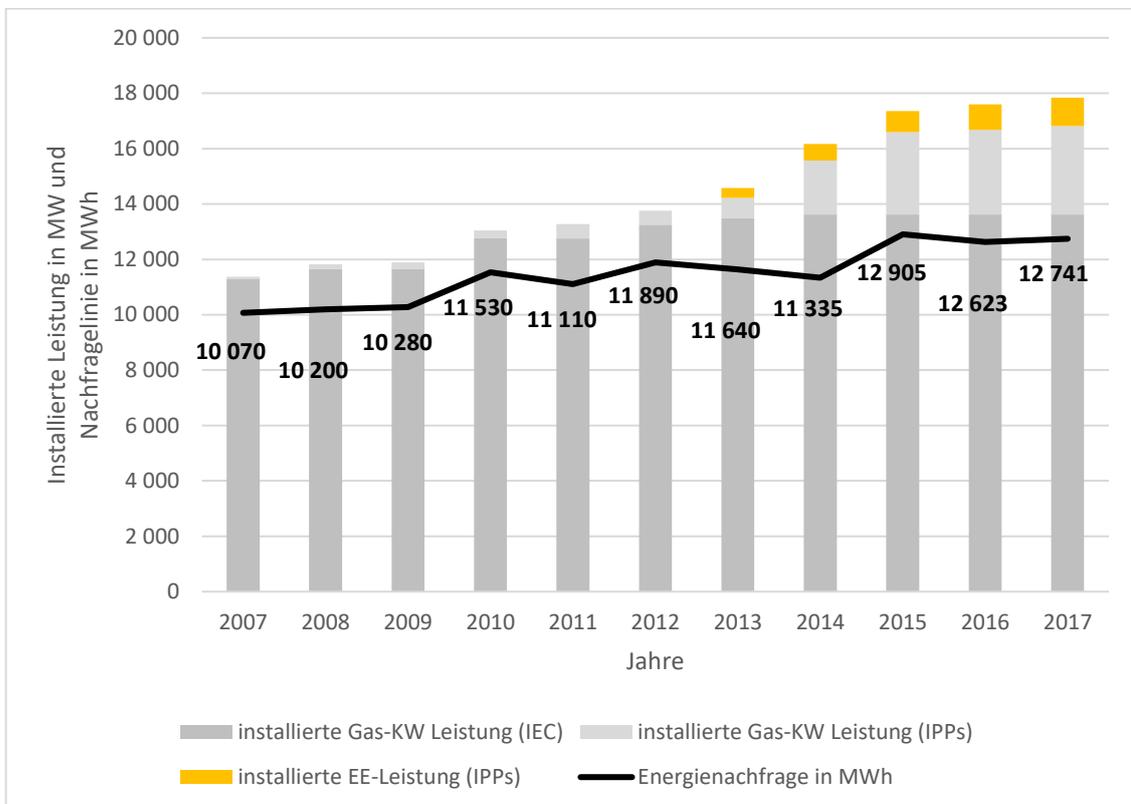


Abbildung 28: Ausbau der installierten Leistung in MW und Energienachfragemlinie in MWh von Israel in den Jahren 2007 bis 2017; eigene Darstellung nach [49]

Der vorübergehend rückläufige Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung im Jahr 2012, in Abbildung 29 dargestellt, war auf mehrere Ausfälle der Gasversorgung zurückzuführen [49]. Schon zuvor in Abbildung 24 sieht man, dass es 2012 zu einigen Zwischenfällen im Gassektor kam.

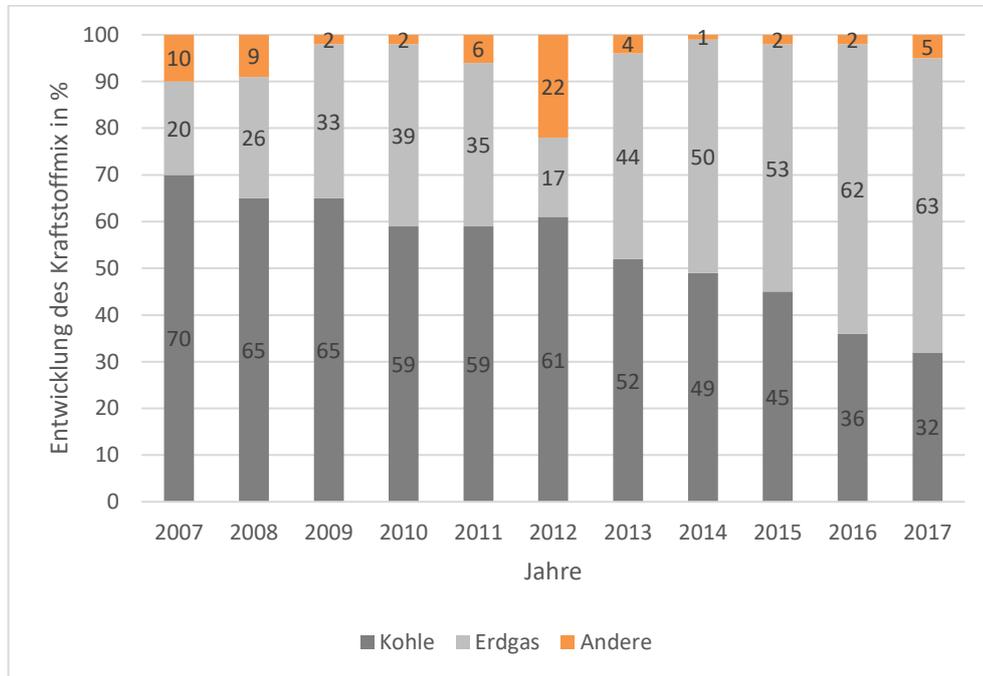


Abbildung 29: Entwicklung des Kraftstoffmix für die Stromerzeugung in %; eigene Darstellung nach [49]

Israel ist stark von Erdgas abhängig, und Gas ist auf dem besten Weg, Israels Hauptstromquelle zu werden. Im Jahr 2017 bestand der Brennstoffmix des israelischen Strommarkts aus Kohle (32%), Erdgas (63%), Rohöl (weniger als 1%) und der Rest aus erneuerbaren Energien. Kohlekraftwerke werden schrittweise gemäß einer umweltorientierten Politik geschlossen, und der israelische Strommarkt wird größtenteils von Gaskraftwerken abhängig. Aufgrund der wachsenden Abhängigkeit steigt die Nachfrage nach Erdgas in Israel stetig von 5 Mrd. m³ im Jahr 2011 auf 9,7 Mrd. m³ im Jahr 2016 - und wird in den folgenden Jahren voraussichtlich 10 Mrd. m³ überschreiten und weiter stetig steigen. [50]

Da Erdgas für den inländischen Verbrauch fast ausschließlich zur Stromerzeugung verwendet wird, wirkt sich sein Preis erheblich auf die Strompreise und die Lebenshaltungskosten der Bevölkerung im Allgemeinen aus. Die israelischen Gasfabriken und Gasindustrien sind ebenfalls ein bedeutender Verbraucher und haben daher große Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Landes. [50]

Erneuerbare Energien haben sich ebenfalls zu einem schnell wachsenden Sektor entwickelt. Die israelische Regierung hat kürzlich ein Mindestziel von 17% für erneuerbare Energien bis 2030 festgelegt und damit das vorherige Ziel von 10% nach oben korrigiert. Man vermutet, dass das Ziel für erneuerbare Energien langfristig weiter ansteigen wird. Dieser Markt umfasst Sonnen- und Windenergie. Photovoltaik macht derzeit weniger als 1.000 MW aus, wächst aber äußerst schnell, und weitere 250 MW stammen aus der solarthermischen Erzeugung. Windenergie macht derzeit weniger als 50 MW aus, wird aber möglicherweise bis zu einer Quote von 800 MW und mehr ansteigen. [50]

Zur gleichen Zeit, als sich der Kraftstoffmix verändert hat, hat der israelische Strommarkt eine bemerkenswerte Veränderung in Bezug auf seine Akteure erfahren. Nach jahrzehntelangen erfolglosen Versuchen der israelischen Regierung, private Akteure auf den Markt zu bringen, wurden beträchtliche Mengen privater Stromerzeuger in das Stromnetz integriert, und es wurde eine private Industrie für erneuerbare Energien - meist Solar - gegründet. [50]

Prognosen zur Folge wird die Erzeugungskapazität bis 2020 voraussichtlich 20.200 MW erreichen. Es ist wichtig anzumerken, dass erneuerbare Energien in Israel in erster Linie Solarenergien sind, die einen niedrigen Auslastungsgrad von 20% aufweisen. Somit entsprechen 600 MW Solarenergie hinsichtlich der effektiven Verfügbarkeit etwa 120 MW gasbasierten Einheiten. [42]

Im Laufe der Zeit geht man davon aus, dass das Produktionsniveau der IEC stabil bleibt und dass alle zusätzlichen Kapazitäten, die über den Beitrag der erneuerbaren Energien hinausgehen, von mit Gas betriebenen privaten Stromerzeugern (entweder IPPs oder Kraft-Wärme-Kopplung) kommen werden. Dies bedeutet, dass der Gasanteil an der Stromerzeugung von 62% im Jahr 2016 auf 73% im Jahr 2020 ansteigen und im Jahr 2030 83% erreichen wird. Die Erzeugungsprognose nach Kraftstoff bis 2040 ist in Tabelle 9 aufgelistet und in Abbildung 30 grafisch dargestellt. Diese Annahme steht im Einklang mit der öffentlichen Erklärung des israelischen Energieministeriums, wonach die Regierungspolitik der Ansicht ist, dass der Anteil von Gas an der Stromerzeugung über 80% liegen wird. Außerdem ist die israelische Regierung bestrebt, die Verwendung von Kohle einzuschränken. [42]

Jahr	Kohle	Gas	EE	Installierte Leistung	Gas-KW Leistung in %
2016	4.840	11.828	917	17.585	62
2020	3.400	15.250	1.550	20.200	73
2025	3.400	18.600	3.800	25.800	82
2030	3.400	23.900	6.100	33.400	83
2040	3.400	36.300	10.600	50.300	84

Tabelle 9: Erzeugungsprognose nach Kraftstoff bis 2040; Zahlen von [42]

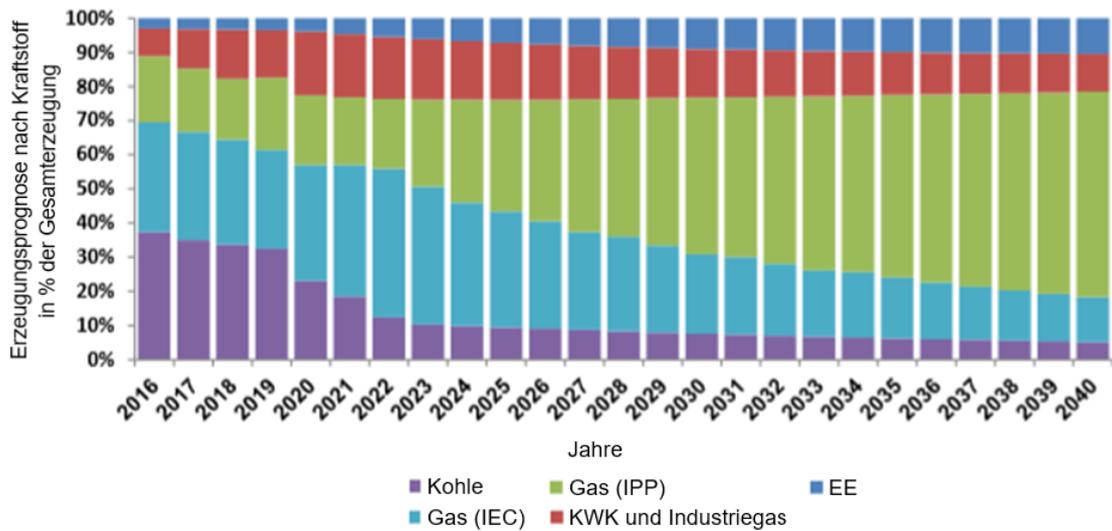


Abbildung 30: Erzeugungsprognose nach Kraftstoff in % der Gesamterzeugung; eigene Darstellung nach [42]

3.5 Elektrizitätsübertragung

Die IEC ist für die Übertragung und Verteilung der Elektrizität in Israel zuständig und bildet ein natürliches Monopol in diesem Bereich. In Abbildung 31 wird das Stromnetz grafisch dargestellt. [51]

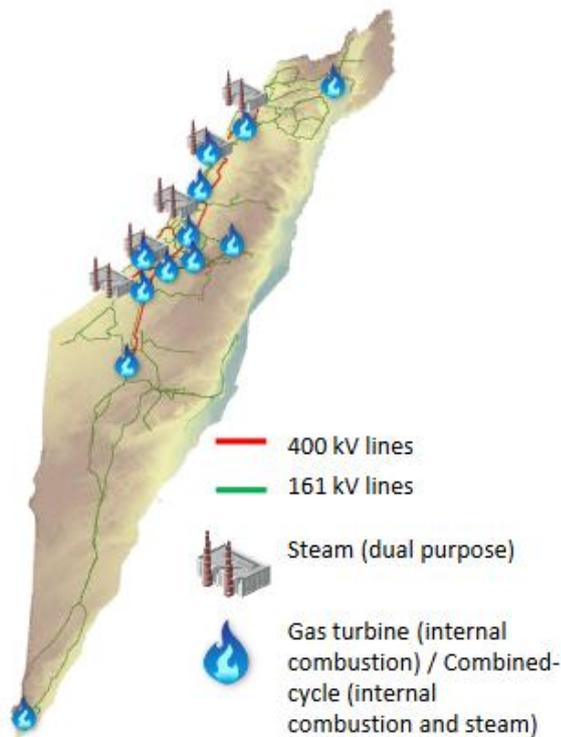


Abbildung 31: IEC Stromnetz [49]

Israel hat ein insgesamt 5.569 km langes Hochspannungsleitungssystem installiert. Von den 211 Schaltstationen sind 51 in Privatbesitz. Der Rest wird von IEC betrieben. Die Mittel- und Niederspannungsleitungen erreichen 2017 eine Länge von 63.179 km. In Abbildung 32 ist das kurz zusammengefasst.

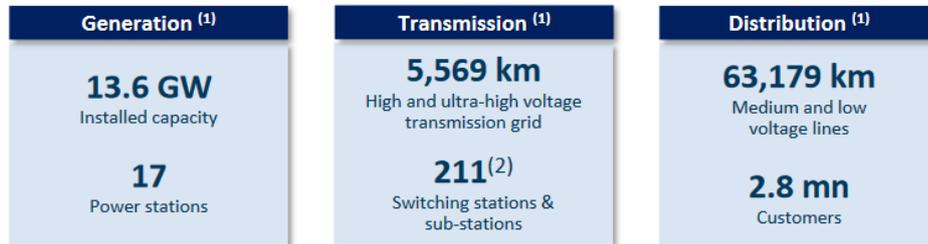


Abbildung 32: IEC Daten für Erzeugung, Übertragung und Verteilung [49]

3.6 Die Verbraucherseite

Der Konsum an Energie hat sich in den letzten 10 Jahren mehr als verdoppelt und wird sich voraussichtlich bis 2023 wieder verdoppeln. Von 1990 bis 2007 stieg der Bedarf pro Kopf um 44% an. Im gleichen Zeitraum lag der EU-Durchschnitt nur bei 15%. Der Gesamtanstieg verzeichnete zwischen 1996 und 2006 einen Anstieg um 62%. [52]

Bis 2025 rechnet das Ministerium für Nationale Infrastrukturen, Energie und Wasser mit einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 3,2%. Global gesehen geht man bis 2030 von 2,7% pro Jahr aus. Gründe für diese Entwicklung sind der Bevölkerungsanstieg, die Massenimmigration nach Israel, die besseren Lebensstandards und der Klimawandel. [52]

Da die Kunden zu Energieeffizienz aufgerufen werden, beobachtet man in den letzten Jahren nur einen geringen Anstieg des Stromverbrauchs. Durch Fernseh- und Radiokampagnen und in Schulen wurden die Bürger zum Stromsparen ermutigt. Verschiedene Aktionen, wie der Austausch alter Haushaltsgeräte durch energieeffizientere neue Geräte, spiegeln sich im Ergebnis der letzten Jahre wieder. Im Haushaltssektor sank der Verbrauch in den Jahren 2012 bis 2013 von 8.150 kWh auf 7.350 kWh. Trotz des ansteigenden Lebensstandards und eines Bevölkerungswachstums von 2% erhöhte sich der Verbrauch nur sehr gering um 0,5%.

In Abbildung 33 wird die Aufteilung des Stromverbrauchs nach Sektoren dargestellt. [52]

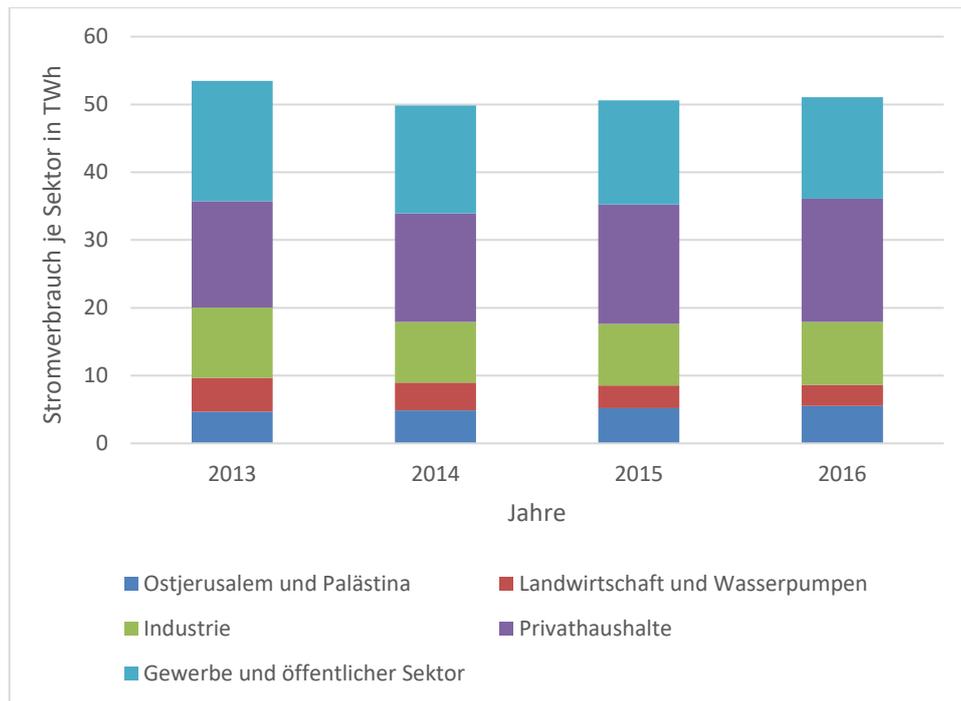


Abbildung 33: Stromverbrauch je Sektor von 2013 bis 2016 in TWh; eigene Darstellung nach [52]

Die Privathaushalte und der gewerblich-öffentliche Sektor haben dabei den größten Anteil am Stromverbrauch. Zusammen erreichen beiden Sektoren über 75% des Elektrizitätskonsums. [52]

Im Sommer zwischen 11 und 17 Uhr, wenn der Bedarf an Kühlung von Gebäuden am höchsten ist und im Winter zwischen 17 und 22 Uhr, wenn geheizt werden muss, ergeben sich die Höchstlastzeit. Der Konsum liegt nachts bei etwa 4.000 MWh und tagsüber bei rund 10.000 MWh. Im September 2015, dem heißesten Monat seit regelmäßigen Temperaturmessungen in der Region, verzeichnete man den höchsten Strombedarf seit der Staatsgründung Israels mit 12.905 MWh. Am 25. Januar 2015 hingegen wurde mit 12.624 MWh der Höchstwert im Winter aufgezeichnet. Aus diesen Daten geht hervor, dass ein wesentlicher Anteil der Spitzenlasten für Strom der Gebäudeklimatisierung zuzuschreiben ist. [52]

3.7 Elektrizitätssektor

Der Elektrizitätssektor in Israel wird fast vollständig von der IEC kontrolliert, die ein vertikales Monopol darstellt, das in allen Segmenten des Sektors gilt - Erzeugung, Übertragung, Verteilung (Abbildung 34). Obwohl in den letzten Jahren die Erzeugungs- und Versorgungssegmente durch die Vergabe von Lizenzen an unabhängige private Produzenten (IPP) für den Wettbewerb geöffnet wurden, produziert das Unternehmen de facto immer noch etwa 70% des Stroms und versorgt die Verbraucher mit etwa 85% des Stroms in Israel. [51]

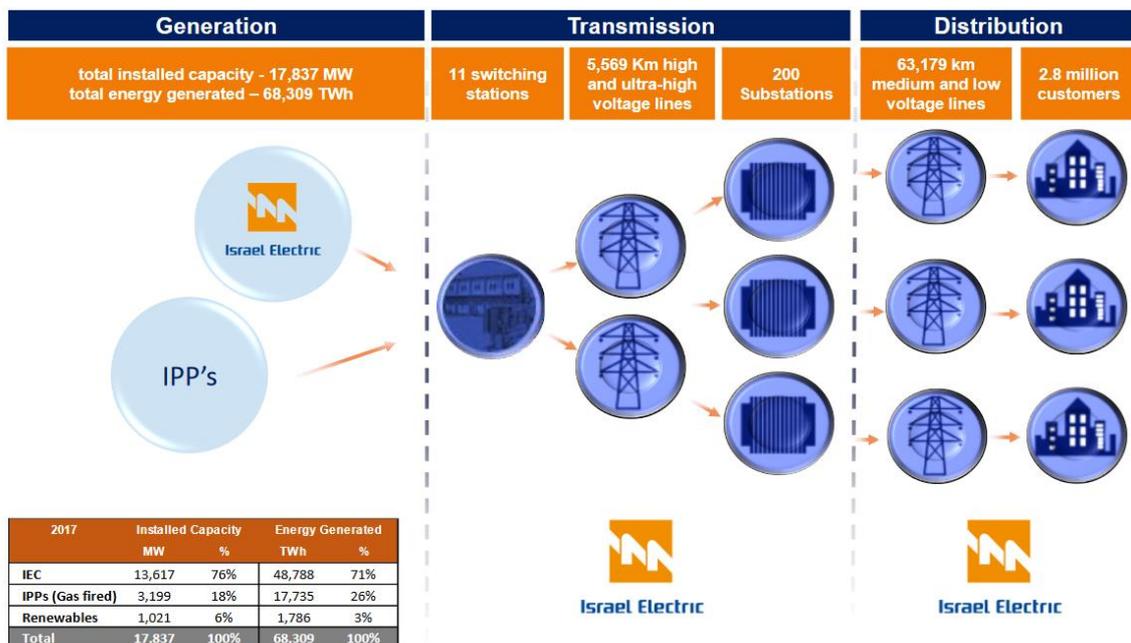


Abbildung 34: Elektrizitätssektor – Überblick des Jahres 2017 [49]

Nach mehr als 20 Jahren Verhandlungen über einen umfassenden Strukturwandel in der IEC, der darauf abzielte, im gesamten Elektrizitätssektor Reformen herbeizuführen, unterzeichnete der Energieminister am 17. Mai 2018 das „Dokument der Prinzipien für den Strukturwandel im Elektrizitätssektor und bei IEC“. Dem Grundsatzdokument wurde ein Bestätigungsschreiben der IEC beigelegt, in dem sich die IEC verpflichtet hat, die festgelegten Prinzipien einzuhalten, sofern bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Am 3. Juni 2018 verabschiedete die israelische Regierung eine Entscheidung, in der die Einzelheiten der Reform in Übereinstimmung mit dem Grundsatzdokument (der "Regierungsresolution") genehmigt wurden. Diese kürzlich verabschiedete Reform bietet große Chancen für neue Akteure und Investoren auf dem Energiemarkt in Israel. Auswirkungen auf den Elektrizitätssektor und die Wirtschaft im Allgemeinen werden erwartet. [51]

Das Hauptziel der Reform besteht darin, den Wettbewerb im Elektrizitätssektor zu erhöhen, wobei dieses Ziel durch folgende Maßnahmen erreicht werden soll: [51]

- Verringerung des Anteils der IEC am Erzeugungssegment durch Verkauf von Kraftwerken
- Trennung der Systemverwaltungstätigkeit und Übertragung auf ein separates staatseigenes Unternehmen
- Eröffnung des Wettbewerbs im Versorgungssegment
- Fokussierung und Steigerung der Aktivität des Unternehmens in den Bereichen Übertragung und Verteilung
- Verbesserung der Finanzkraft der IEC und Einführung eines Effizienzmodells im Unternehmen, in erster Linie durch die Verringerung der Anzahl der Mitarbeiter
- Verringerung der Nutzung von Kohlekraftwerken

3.7.1.1 Das Erzeugungssegment

Die IEC wird ihre Aktivitäten im Erzeugungssegment durch den Verkauf bestehender Kraftwerksstandorte reduzieren. Andererseits kann die IEC unter bestimmten Bedingungen zwei Erzeugungseinheiten bauen. [51]

Verkauf bestehender Kraftwerksstandorte:

IEC muss im Laufe von fünf Jahren etwa die Hälfte ihrer Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 4.500 MW einschließlich Infrastruktur und angeschlossenem Land wie folgt verkaufen (Tabelle 10): [49]

	Alon Tavor	Ramat Hovav	Reading	Old Hagit	Eshkol	Summe
Voraussichtliches Verkaufsjahr	2019	2020	2021	2022	2023	-
Installierte Leistung in MW	583	1.137	428	660	1.683	4.491

Tabelle 10: Verkauf bestehender Kraftwerksstandorte; Zahlen von [49]

Es wurde ferner festgelegt, dass die wichtigsten Elemente der neuen Verordnung, die einen effizienten und wettbewerbsfähigen Verkauf der genannten Produktionsstätten ermöglichen, innerhalb von drei Monaten nach dem Regierungsauflösungstermin veröffentlicht werden. Nach der Umsetzung der Reform wird der Marktanteil von IEC für installierte Kapazität im Erzeugungssegment von etwa 80% im Jahr 2017 auf etwa 45% im Jahr 2026 und etwa 33% einige Jahre später zurückgehen. [51]

Gemäß der Entscheidung der Elektrizitätsbehörde wird die Gegenleistung für IEC für den Verkauf der in die Reform einbezogenen Standorte zum beizulegenden Zeitwert und in keinem Fall unter dem Wert, zuzüglich des Wertes des Grundstücks, liegen. [51]

Die Elektrizitätsbehörde entschied ferner, dass der bestehende Erdgasabnahmevertrag der IEC mit den Tamar-Pächtern nicht den neuen Kraftwerkseigentümern zugewiesen werden würde. Diese können Gas unabhängig voneinander kaufen. [51]

Etablierung neuer Kraftwerke durch die IEC:

Durch die Reform können der IEC Erzeugungsgenehmigungen für zwei neue GuD-Kraftwerke mit Erzeugung aus Erdgas, mit einer installierten Gesamtleistung von rund 1.200 MW, am Standort Hadera (wo sich die bestehenden Kohlekraftwerke befinden) erteilt werden. Das erste GuD-Kraftwerk soll spätestens im Juni 2022 fertiggestellt sein, während der Bau des zweiten GuD-Kraftwerks nach dem Verkauf von Alon Tavor und der Veröffentlichung einer Ausschreibung für den Verkauf des Standorts Ramat Hovav erfolgen soll. Die Lizenzen für die neuen Einheiten sollten einer 100%igen Tochtergesellschaft der IEC erteilt werden. Der Energieminister muss der Regierung in Kürze einen Entscheidungsentwurf über die Verfahren für die Schließung der Einheiten 1-4 des Standorts Hadera bis Juni 2022 vorlegen. [51]

3.7.1.2 Die Segmente Übertragung und Verteilung

Die IEC wird Elektrizität weiterhin als natürliches Monopol übertragen und verteilen. In den Bereichen Übertragung und Verteilung wird die IEC über separate Profit Center betrieben. Um die Stabilität und Qualität der Stromversorgung zu gewährleisten, wird das IEC das Übertragungsnetz, gemäß dem Entwicklungsplan des Elektrizitätsgesetz, mit den Ressourcen ausbauen, die in die Entwicklung und den Ausbau des Stromnetzes investiert werden. Darüber hinaus wird die IEC-Lizenz für das Vertriebssegment die Verpflichtung enthalten, Vereinbarungen mit IPPs einzugehen, wenn sie erneuerbare Energien nutzen und direkt an das Verteilernetz angeschlossen sind. [51]

3.7.1.3 Das Versorgungssegment

Um die Stabilität im Versorgungssektor (Verkauf von Strom an die Verbraucher) aufrechtzuerhalten, wurde im Zuge der Reform beschlossen, das Versorgungssegment schrittweise für den Wettbewerb zu öffnen. Das Versorgungssegment für Hochspannung wird vollständig für den Wettbewerb geöffnet, während der IEC die Teilnahme am Wettbewerb untersagt wird. Die IEC bleibt ein Standardlieferant. [51]

Bezüglich der Versorgung für Niederspannungsverbraucher (einschließlich Haushaltsverbraucher) wurde festgelegt, dass dieses Segment schrittweise für den Wettbewerb geöffnet wird, sodass der Marktanteil der IEC in den acht Jahren der Reformperiode nicht unter 60% sinken wird. Wenn der prozentuale Anteil der Kunden unter 60% sinkt, wird es der IEC gestattet, im Haushaltskundensegment zu konkurrieren. Die IEC gilt als Standardlieferant im Versorgungssegment und wird über ein separates Profit Center betrieben. [51]

4 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse des Libanons

4.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden allgemeine Informationen zum Libanon, wie etwa geographische und demographische Fakten aufgelistet. Des Weiteren werden Besonderheiten des Landes untersucht und wirtschaftliche Aspekte, wie Bruttoinlandsprodukt, Wirtschaftswachstum, Inflation, Importe und Exporte behandelt.

4.1.1 Allgemeine Informationen

Nachfolgend werden ein paar allgemeine Informationen zum Libanon angeführt. [53]

Staatsform: parlamentarische Republik

Regierungssystem: parlamentarisches Regierungssystem

Staatsoberhaupt: Präsident Michel Aoun

Regierungschef: Präsident Saad Hariri

Amtssprache: Arabisch

Hauptstadt: Beirut

Bevölkerung: 6.100.075 (Juli 2018)

Fläche: 10.400 km²

Währung: Libanesisches Pfund (1 EUR = 1.695 LBP)

Bruttoinlandsprodukt (BIP): 54,18 Mrd.\$ (2017)

Gemäß der letzten Bevölkerungszählung vom Juli 2018 leben im Libanon 6.100.075 Einwohner. Die Mehrheit der Bevölkerung lebt an, oder in der Nähe, der Mittelmeerküste und die meisten von ihnen leben in und um die Hauptstadt Beirut. Die günstigen Wachstumsbedingungen im Bekaa-Tal und im Südosten der Libanon-Berge haben Landwirte angezogen. [53]

Die größten Städte sind Beirut mit rund zwei Millionen Einwohnern, gefolgt von Ra's Bayrut (1.251.739 Menschen) und Tripoli mit 229.398 Bürgern. [54]

Die ethnischen Gruppen gliedern sich in Araber (95%), Armenier haben einen Anteil von 4%, der Rest sind sonstige Gruppen. Die Verteilung der religiösen Gruppen im Libanon führen mit 57,7% Muslime (28,7% Sunniten, 28,4% Schiiten, geringere Prozentsätze von Alawiten und Ismailis) an. Gefolgt werden sie von den Christen, deren Anteil 36,2% beträgt. Maronitische Katholiken sind die größte christliche Gruppe im Libanon. Die Drusen belegen mit 5,2% den dritten Rang. Den Rest bilden andere religiöse Gemeinschaften. [53]

4.1.2 Kurze Geschichte des Landes

Nach dem Ersten Weltkrieg erhielt Frankreich ein Mandat über den nördlichen Teil der ehemaligen osmanischen Provinz Syrien. Die Franzosen grenzten 1920 die Region Libanon ab und gewährten diesem Gebiet 1943 die Unabhängigkeit. In der Folge wurde das Land durch viele politischen Turbulenzen geprägt. Auf den Bürgerkrieg des Landes von 1975 bis 1990, der schätzungsweise 120.000 Todesopfer forderte, folgten Jahre sozialer und politischer Instabilität. Sektierertum ist ein Schlüsselement des politischen Lebens im Libanon. [53]

Nach Kriegsende wurden im Libanon mehrere Wahlen abgehalten. Die meisten Milizen wurden ebenfalls aufgelöst oder geschwächt. Die libanesischen Streitkräfte (LAF) haben die Autorität der Zentralregierung auf rund zwei Drittel der Nation erweitert. [55]

In den frühen 2000er Jahren änderte sich das interne politische System im Land erheblich. Israel zog sich im Jahr 2000 auch aus dem Libanon zurück. [55]

Die Cedar Revolution fand 2005 statt und wurde durch die Ermordung des libanesischen Ministerpräsidenten Rafik Hariri bei einer Autobombenexplosion ausgelöst. Der Angriff wurde von Syrien geleitet. Eine Reihe von Demonstrationen wurden abgehalten, um syrische Truppen aus dem Libanon abzusetzen. Es war am 26. April 2005, als syrische Soldaten nach Syrien zurückkehrten. [55]

Das benachbarte Syrien hat historisch die Außen- und Innenpolitik des Libanon beeinflusst und sein Militär hatte den Libanon von 1976 bis 2005 besetzt. Die im Libanon stationierte Hisbollah-Miliz und Israel haben nach dem Rückzug Syriens Angriffe und Gegenangriffe fortgesetzt und 2006 einen kurzen Krieg geführt. Libanons Grenzen mit Syrien und Israel bleiben ungelöst. [53]

Im Jahr 2012 drohte der syrische Bürgerkrieg in den Libanon überzuschwappen, was zu mehr gewalttätigen Konflikten und bewaffneten Auseinandersetzungen zwischen Sunniten und Alawiten in Tripolis führte. Laut UN Refugee Agency (UNHCR) ist die Zahl der syrischen Flüchtlinge im Libanon von rund 250.000 Anfang 2013 auf eine Million Ende 2014 gestiegen. Im Jahr 2013 äußerte die Partei der libanesischen Streitkräfte, die Kataeb-Partei und die freie patriotische Bewegung Bedenken, dass das konfessionsgebundene politische System des Landes durch den Zustrom syrischer Flüchtlinge untergraben wird. Im Oktober 2016 schätzt die Regierung, dass das Land 1,5 Millionen Syrer beherbergt. [56]

4.1.3 Geografie und Klima

Der Libanon liegt am östlichen Ufer des Mittelmeers. Es grenzt im Norden und Osten an Syrien und im Süden an Israel (Abbildung 35). Seine Oberfläche ist offiziell 10.400 km² groß, aber kleine Gebiete an den Grenzen zu Syrien und Israel sind umkämpft. Der Libanon ist eines der kleinsten Länder der Region. Im Vergleich zu seinen unmittelbaren Nachbarn ist der Libanon etwa halb so groß wie Israel und fast 18-mal kleiner als Syrien. Die Küstenlinie ist 225 km lang, die Landesgrenzen des Libanon betragen 454 km, 375 Grenzkilometer mit Syrien und 79 km mit Israel. [57]

Der Libanon besteht aus einer zum Teil äußerst schmalen Küstenebene, die an eine imposante Bergkette grenzt. Diese Libanon-Berge erstrecken sich fast über die gesamte Länge des Landes. Weiter im Osten befinden sich die Anti-Libanon-Berge. Der höchste Gipfel ist der Qurnat al-Sawda (3.088 m) im Norden der Libanon-Berge. Die berühmten Zedern Libanons wachsen an der Westflanke dieses Gipfels. [57]

Das Libanon-Massiv ist von den Anti-Libanon-Bergen (Jibal Lubnan al-Sharqiya) durch das fruchtbare Beqaa-Tal getrennt, das etwa 180 km lang und 10 bis 26 km breit ist. Durch dieses Tal fließt der Litani, der Hauptfluss des Libanon, der in der Nähe der Stadt Tyre im Südwesten das Mittelmeer erreicht. Im Südosten wird das Beqaa-Tal hügelig und verschmilzt mit den Ausläufern des Mount Hermon (Jabal al-Shaykh, 2814 m), dem höchsten Teil des Anti-Libanon-Gebirges. [57]

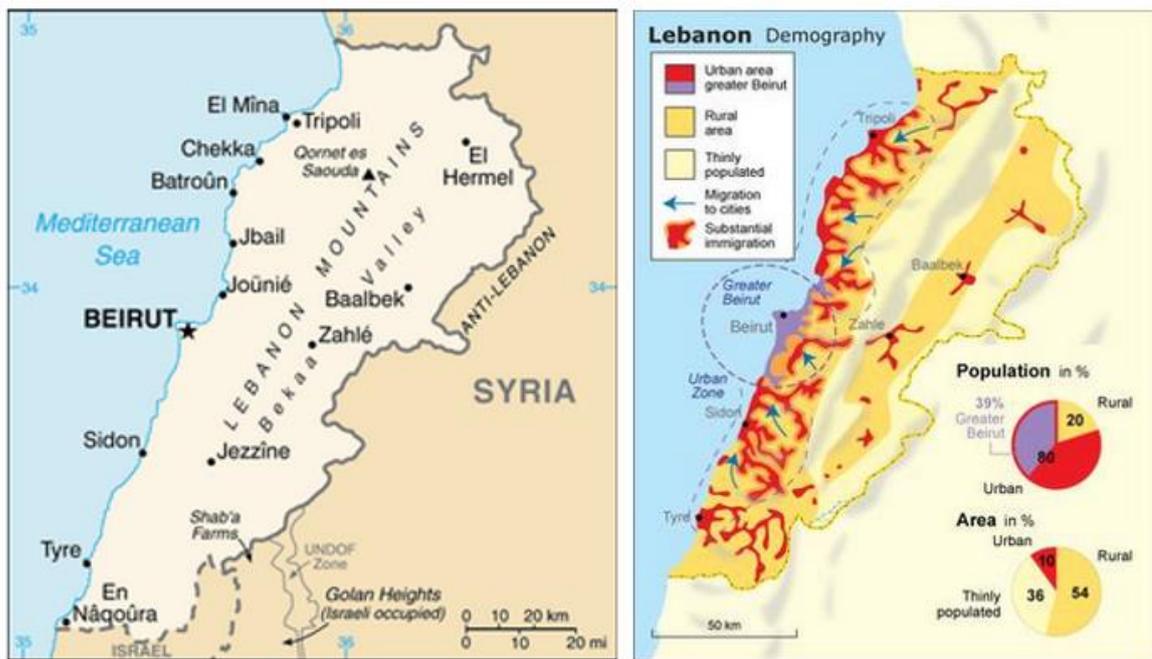


Abbildung 35: Karte vom Libanon (links) [53]; Demographische Karte vom Libanon (rechts) [57]

Das Klima ist mediterran mit milden bis kühlen feuchten Wintermonaten und heißen, trockenen Sommern. Es gibt jedoch große regionale, sogar lokale Unterschiede. Die Durchschnittstemperaturen reichen von 32°C im Juli bis 16°C (Küste) oder 10°C (Beqaa Valley) im Januar. Die höheren Gebirgszüge sind kälter und können im Winter starken Schneefall erleben. Dort bleibt der Schnee manchmal bis zum Frühsommer liegen. In den Küstenregionen und im unteren Teil der Berge ist der Winter meistens regnerisch.

Eine topografische Karte die zusätzlich das Klima beschreibt, ist in Abbildung 36 dargestellt. [57]

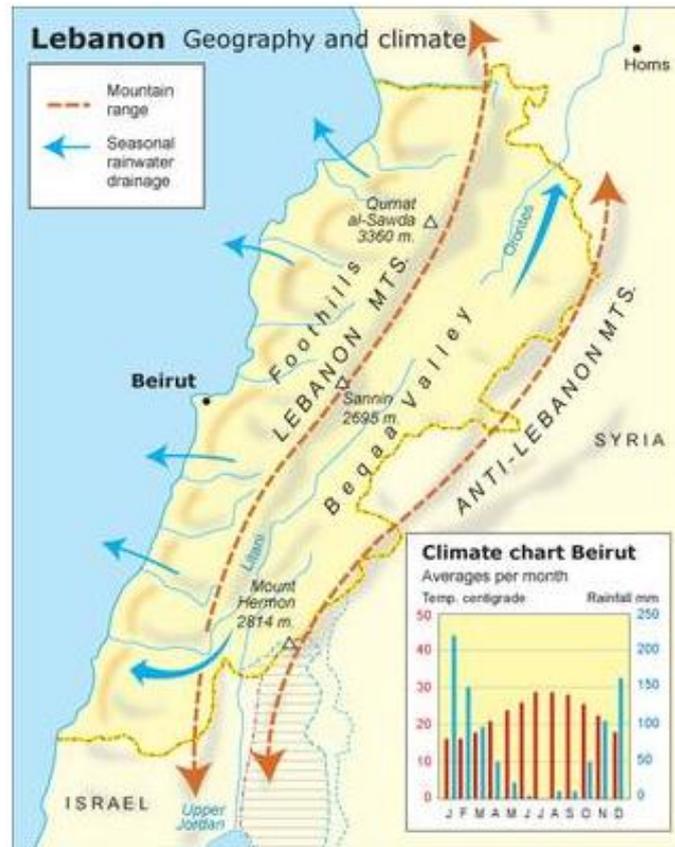


Abbildung 36: Geografische Klimakarte vom Libanon [57]

4.1.4 Wirtschaft

Nachdem das libanesische Wirtschaftswachstum zwischen 2007 und 2010 (im Durchschnitt 8%) ein Rekordwachstumsniveau erreicht hatte, das durch das Wiederaufbauprogramm nach dem Bürgerkrieg ausgelöst wurde, verlangsamte sich das Wirtschaftswachstum seit 2011 aufgrund interner politischer Spannungen und des Konflikts in Syrien. [58]

Das Land steht neben den makroökonomischen Herausforderungen auch vor vielen sozialen Problemen. Der massive Zustrom syrischer Flüchtlinge (25% der Bevölkerung des Landes) hat das demografische Gleichgewicht der Länder und den Arbeitsmarkt erschüttert und die Mietkosten, die Infrastruktur und das Angebot an öffentlichen Dienstleistungen (Wasser und Strom) unter Druck gesetzt. Die „Müllkrise“, die 2015 begonnen hat, muss noch gelöst werden, da sich der Müll am Mittelmeer immer weiter sammelt. Die Arbeitslosigkeit ist nach dem Zustrom syrischer Flüchtlinge in die Höhe geschossen. Über 70% der Flüchtlinge leben unter der Armutsgrenze. Das Land ist mit erheblichen sozialen Ungleichheiten konfrontiert. [58]

4.1.4.1 Bruttoinlandsprodukt und Sektoren

Das BIP im Libanon betrug von 1988 bis 2017 durchschnittlich 23,55 Mrd.\$, erreichte 2017 ein Allzeithoch von 51,84 Mrd.\$ und ein Rekordtief von 2,72 Mrd.\$ im Jahr 1989. Die Abbildung 37 zeigt den Verlauf des libanesischen Bruttoinlandsprodukts der Jahre 2009 bis 2017. [59]

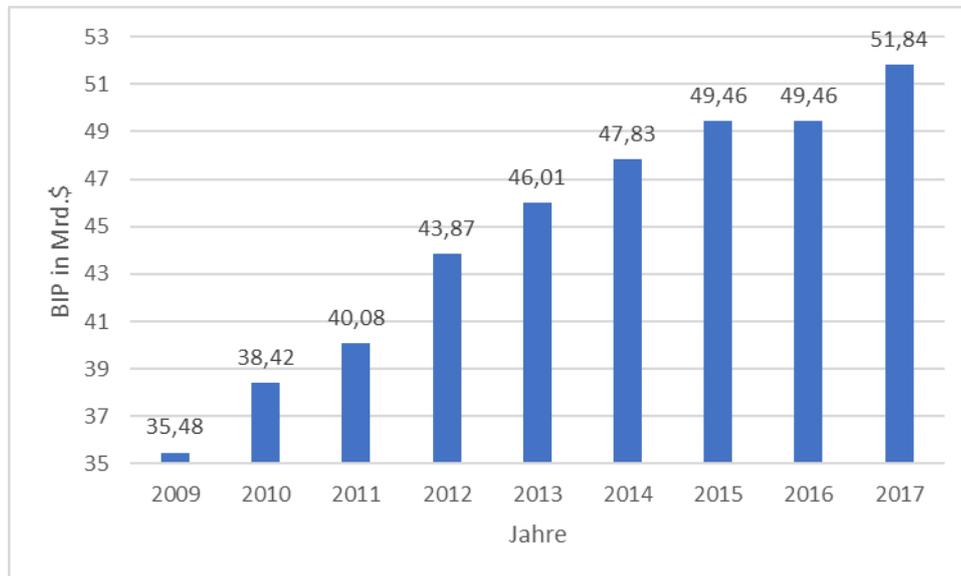


Abbildung 37: Bruttoinlandsprodukt des Libanons der Jahre 2009 bis 2017 in Mrd. \$; eigene Darstellung nach [59]

Der Libanon hat ein fruchtbares Land und profitiert von einem gemäßigten Klima und reichlichen Wasserressourcen. Der Agrarsektor ist jedoch unterentwickelt, trägt nur bis zu 4,2% zum BIP bei und beschäftigt laut Weltbank etwas mehr als 3% der Arbeitskräfte. Zu den wichtigsten landwirtschaftlichen Erzeugnissen zählen Früchte (hauptsächlich Äpfel, Orangen, Bananen und Trauben, aber auch Oliven), auf die rund 30% der gesamten landwirtschaftlichen Produktion entfallen. Gemüse (wie Kartoffeln, Tomaten und Mais) erreicht mehr als 60% der Gesamtproduktion. [58]

Die Industrie macht 13,6% des BIP aus und beschäftigt über 20% der Arbeitskräfte. Es dominiert die Herstellung von landwirtschaftlichen Erzeugnissen, Metallen, Mineralien, Möbeln und anderen Fertigwaren. Vor kurzem wurden Offshore-Gasexplorationsabkommen und Produktionsabkommen mit einem von der Firma Total geführten internationalen Konsortium unterzeichnet. Die Exploration soll 2019 beginnen. [58]

4.1.4.2 Wirtschaftswachstum

Das Bruttoinlandsprodukt im Libanon ist 2017 gegenüber dem Vorjahr um 2,5% gestiegen. Die jährliche Wachstumsrate des BIP im Libanon betrug von 1971 bis 2017 durchschnittlich 4,36% und erreichte 1977 ein Allzeithoch von 83,28%. Das Rekordtief war 1976 bei -56,99%. [60]

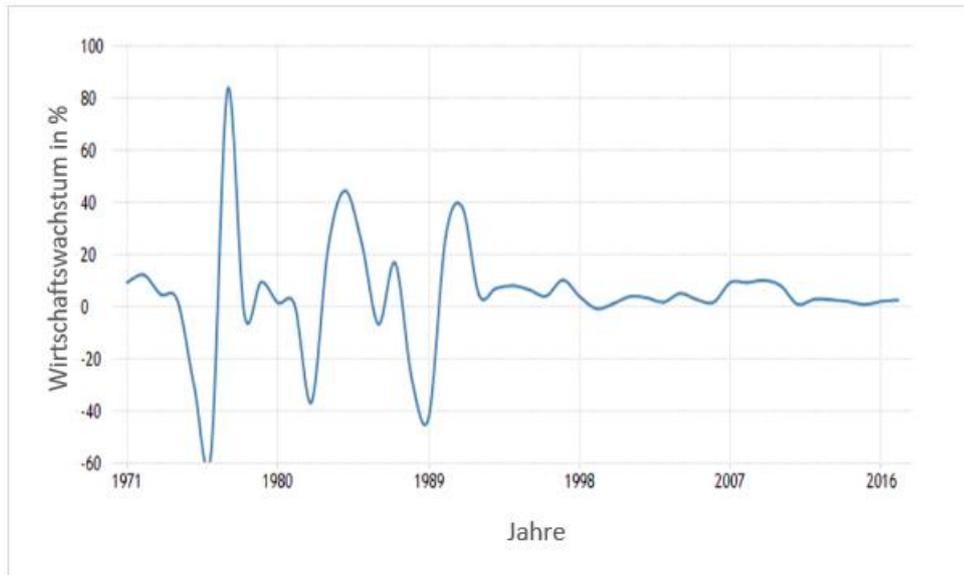


Abbildung 38: Wirtschaftswachstum Libanons von 1971 bis 2017 in %; eigene Darstellung nach [60]

Der Libanon wies im Jahr 2017 eine Staatsverschuldung auf, die 149% des Bruttoinlandsprodukts des Landes entsprach. Die Staatsverschuldung im Libanon betrug von 2009 bis 2018 durchschnittlich 153%. 2006 erreichte die Verschuldung einen Höchststand von 183% und das Rekordtief in Höhe von 131% war 2012. [61]

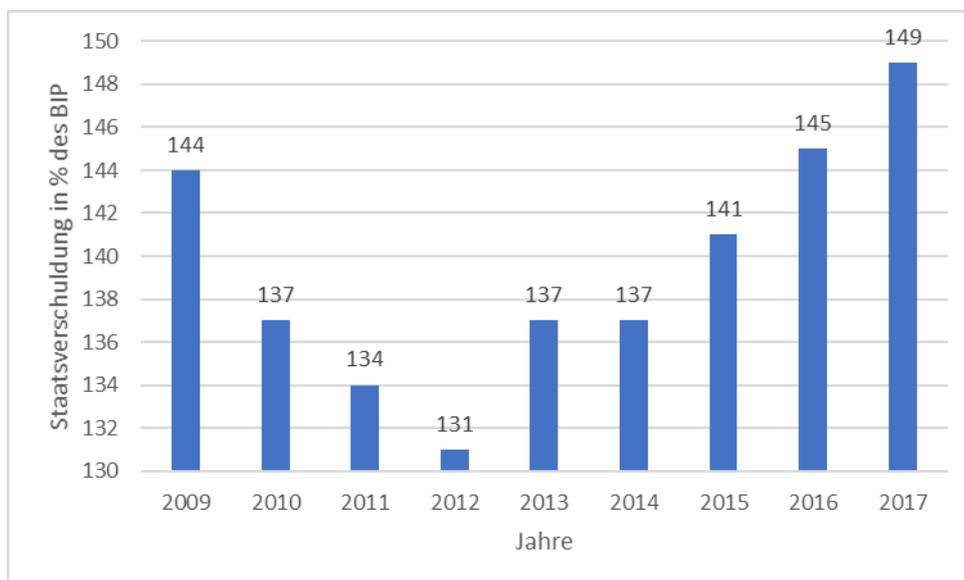


Abbildung 39: Staatsverschuldung vom Libanon von 2009 bis 2018 in % des BIP; eigene Darstellung nach [61]

4.1.4.3 Inflation

Die Inflationsrate im Libanon fiel im Januar 2019 auf ein 18-Monats-Tief in Höhe von 3,17%. Die Inflationsrate im Libanon betrug von 2008 bis 2019 durchschnittlich 2,66% und erreichte im Oktober 2012 ein Allzeithoch von 11,1%. Das Rekordtief in Höhe von - 4,67% verzeichnete es im September 2015. Den Verlauf der Entwicklung der Inflationsrate vom Jahr 2009 bis Jänner 2019 zeigt Abbildung 40. [62]

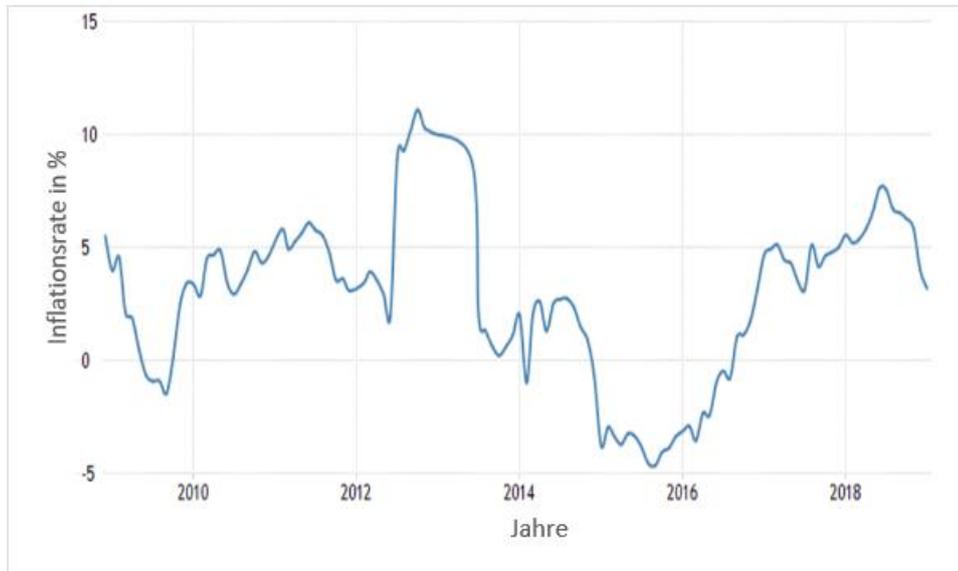


Abbildung 40: Entwicklung der Inflationsrate von 2009 bis Januar 2019 in %; eigene Darstellung nach [62]

4.1.4.4 Importe und Exporte

Libanon ist die 112. größte Exportwirtschaft der Welt und die 60. komplexeste Wirtschaft nach dem Economic Complexity Index (ECI). Im Jahr 2017 exportierte der Libanon 3,91 Mrd.\$ und importierte 20,8 Mrd.\$, was zu einer negativen Handelsbilanz von 16,9 Mrd.\$ führte. Im Jahr 2017 betrug das BIP des Libanon 53,6 Mrd.\$ und das Pro-Kopf-BIP 14,5 Mrd.\$. Abbildung 41 zeigt die Importe und Exporte des Landes und analysiert die jeweiligen Veränderungen zum Vorjahr. [63]

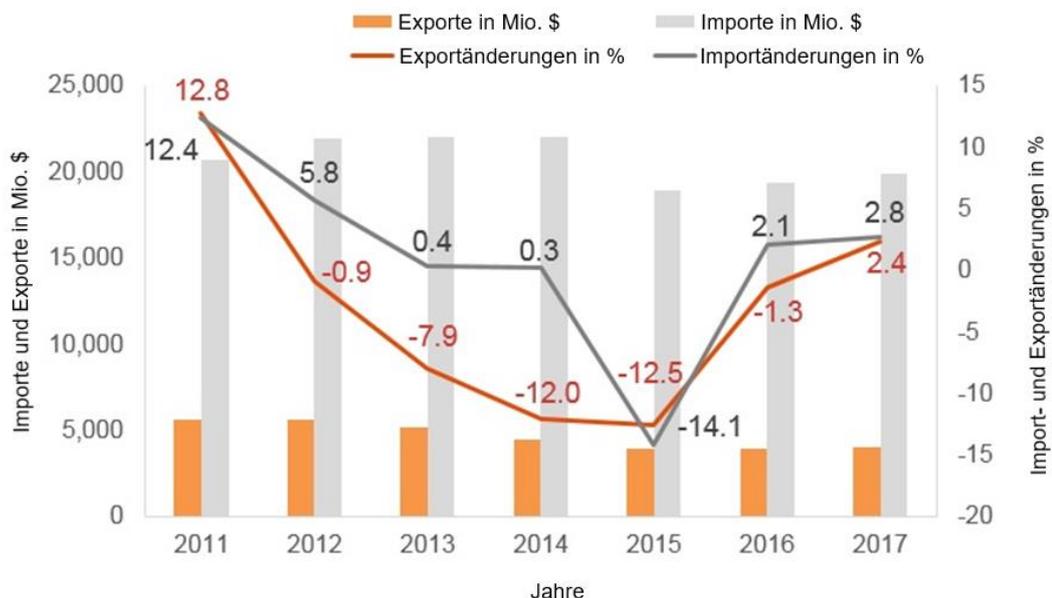


Abbildung 41: Warenhandel vom Libanon; eigene Darstellung nach [64]

Die Hauptexportgüter des Libanon sind Gold (444 Mio.\$), Computer (233 Mio.\$), Schrott (179 Mio.\$), Kupferschrott (167 Mio.\$) und Schmuck (154 Mio.\$). [63]

Die wichtigsten Importe sind raffiniertes Erdöl (3,77 Mrd.\$), Autos (1,28 Mrd.\$), verpackte Medikamente (953 Mio.\$), Gold (668 Mio.\$) und Roheisenbarren (396 Mio.\$). [63]

Die Hauptexportziele des Libanon sind Südafrika (316 Mio.\$), die Vereinigten Arabischen Emirate (265 Mio.\$), Syrien (246 Mio.\$), Saudi-Arabien (239 Mio.\$) und die Schweiz (237 Mio.\$). [63]

Die wichtigsten Importeure sind China (1,89 Mrd.\$), die Vereinigten Staaten (1,73 Mrd.\$), Italien (1,73 Mrd.\$), Griechenland (1,4 Mrd.\$) und Deutschland (1,12 Mrd.\$). [63]

Größere arabische Freihandelszone (GAFTA)

GAFTA wurde im Rahmen des Sozial- und Wirtschaftsrats der Arabischen Liga als Exekutivprogramm zur Aktivierung des seit 01.Januar 1998 geltenden Abkommens über Handelserleichterung und Entwicklung festgelegt. Am 01.Januar 2005 wurde die Abschaffung der meisten Tarife unter den GAFTA-Mitgliedern durchgesetzt. [64]

EFTA (Schweiz, Norwegen, Island und Liechtenstein)

Die Schweiz ist ein wichtiger Handelspartner des Libanon, obwohl der Handel mit den anderen EFTA-Mitgliedstaaten viel eingeschränkter ist. Das Freihandelsabkommen zwischen der EFTA und Libanon umfasst den Handel mit gewerblichen und landwirtschaftlichen Erzeugnissen. Letztere sind Gegenstand bilateraler Abkommen zwischen jedem EFTA-Staat und Libanon. Die Vereinbarung enthält auch wesentliche Bestimmungen über geistiges Eigentum, Wettbewerb und Streitbeilegung und deckt bestimmte Aspekte von Dienstleistungen, Investitionen und öffentlichen Beschaffungen ab. [64]

Assoziierungsabkommen EU-Libanon

Das Assoziierungsabkommen EU-Libanon hat den Warenverkehr zwischen der EU und Libanon schrittweise liberalisiert. Die schrittweise Umsetzung war zwischen 2008 und 2014 vorgesehen, und libanesishe Industrieprodukte sowie die meisten landwirtschaftlichen Erzeugnisse erhalten freien Zugang zum EU-Markt, um eine bilaterale Freihandelszone zu schaffen. Das Assoziierungsabkommen ist Teil der Europa-Mittelmeer-Partnerschaft, mit der die Handels- und Investitionsbeziehungen zwischen der EU und dem südlichen Mittelmeerraum gestärkt werden sollen. Im November 2010 unterzeichneten die EU und Libanon ein Protokoll zur Festlegung eines Streitbeilegungsmechanismus für Streitigkeiten im Rahmen der Handelsbestimmungen des Assoziierungsabkommens. Aufgrund seines Freihandelsabkommens mit der EU hat Libanon ab Januar 2014 keinen bevorzugten Zugang zum EU-Markt im Rahmen des „Generalised System of Preferences“ erhalten. [64]

Abkommen über Handel und Investitionen zwischen den USA und Libanon (TIFA)

Die Vereinigten Staaten und Libanon unterzeichneten die TIFA mit dem Ziel, alle Handelsangelegenheiten zwischen den beiden Ländern zu regeln und den bilateralen Handel zu stärken. Dies umfasst ein breites Spektrum an Handels- und Investitionsfragen wie Marktzugang, Rechte des geistigen Eigentums sowie Fragen zu Arbeit und Umwelt. Das TIFA wird auch dazu beitragen, die Geschäfts- und Investitionsmöglichkeiten zu vergrößern, indem Hindernisse für den Handel und die Investitionsströme zwischen den beiden Ländern aus dem Weg geräumt werden. Dies schafft mehr Möglichkeiten in einem Schlüsselmarkt für Unternehmen im Libanon. [64]

4.2 Energiesektor

Der Libanon leidet seit 30 Jahren unter Stromknappheit. Dieser Mangel tritt in Folge häufiger kurz- und langfristiger Unterbrechungen in den Großstädten und längerfristigen Blackouts in anderen Bereichen auf. Die Verknappung der Stromversorgung hat sich in den letzten fünf Jahren aufgrund des starken Zustroms von Kriegsflüchtlingen aus Syrien verschärft. Die Zunahme des Stromverbrauchs verursachte zusätzliche Belastungen für das Stromnetz, das bereits unter Überlastungen litt. Die libanesische Bevölkerung leidet daher unter den hohen Stromkosten, die durch die unkontrollierten privaten Erzeugerrechnungen entstehen. [65]

Diese anhaltende Schwäche in der Qualität der Stromversorgung hat das Geschäfts- und Investitionsumfeld sowie die Leistungsfähigkeit anderer Infrastrukturnetzwerke wie den Betrieb von Wasser- und Abwasseraufbereitungsanlagen, Wasser- und Abwasserpumpstationen, die Lagerung von Lebensmitteln und die damit einhergehenden hygienischen Bedingungen, industrielle und wirtschaftliche Leistung sowie soziales Wohlergehen und Stabilität eingeschränkt. [65]

Aufgrund des Versagens vom libanesischen Energieversorgungsunternehmen Electricité du Liban (EDL) bei der Bereitstellung eines kontinuierlichen Stromdienstes hat sich daraus die Eigenerzeugung entwickelt. Man schätzt, dass die Eigenerzeugung mit einer geschätzten Gesamtkapazität von 900 MW 33% bis 38% des Stromverbrauchs im Libanon ausmacht. [66]

Der Libanon ist im Wesentlichen auf Ölimporte für die Energieerzeugung angewiesen. Die Primärenergieimporte des Landes decken im Wesentlichen die folgenden Arten von Ölprodukten ab - Flüssiggas, Benzin, Gasöl, Heizöl, Kerosin und Asphalt. [67]

Die Erzeugungskapazität zur Deckung der Nachfrage weist ein erhebliches Defizit auf. Abbildung 42 zeigt die Knappheit der Stromerzeugung der Jahre 2010 bis 2016 und visualisiert das Leistungsdefizit zwischen der Angebots- und Nachfragelinie. 2010 betrug das Defizit 800 MW und stieg bis 2016 auf 1.905 MW. Dies wäre im Jahr 2010 ein Fehlen an Stromversorgung in Höhe von 8 Stunden pro Tag und bis 2016 stieg dieser Wert auf 14 Stunden pro Tag an. Man sieht aus dieser Grafik, dass die Nachfrage gegenüber einer sinkenden Angebotsrate steigt, und diese Tatsache vergrößert die Engpasslücke und übt einen starken Druck auf die Regierung und die EDL aus. [68]

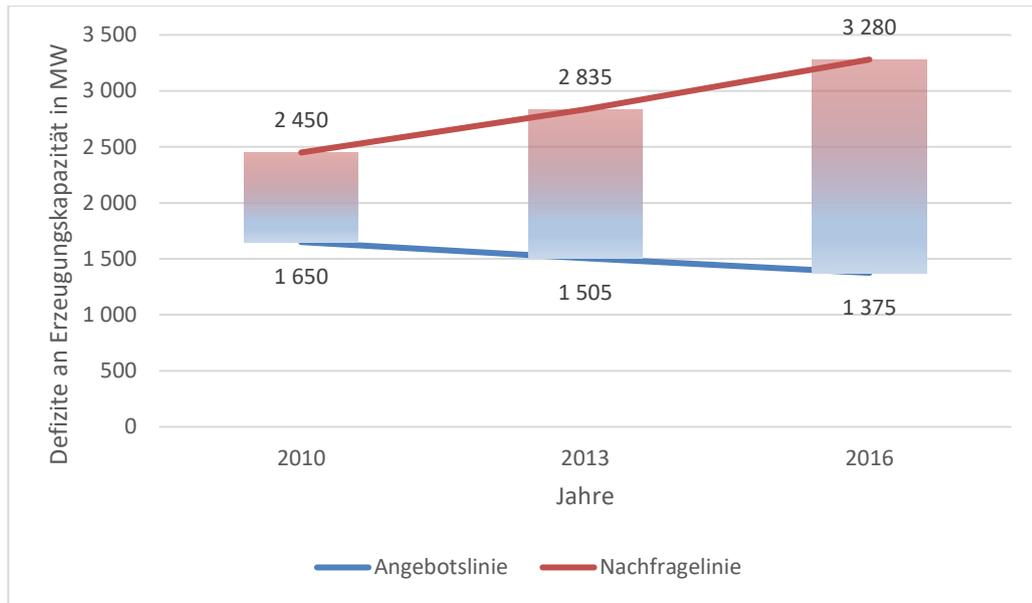


Abbildung 42: Defizite an Erzeugungskapazität im Libanon im MW; blau: Angebotslinie; rot: Nachfragelinie; eigene Darstellung nach [68]

Zwei von vier großen thermischen Kraftwerksgruppen, die vor dem Bürgerkrieg von 1975 bis 1990 existierten (Zouk und Jiye), sind begrenzt und deutlich alternd. Diese Einschränkung hat zu einem Anstieg der täglichen Instandhaltungskosten und zu einem dramatischen Anstieg der technischen Probleme und einer starken Verringerung der Anlageneffizienz geführt. Obwohl vier der Erzeugungskraftwerke für die Verwendung von Erdgas ausgelegt sind, werden sie mit teurem Diesel betrieben, was hohe Erzeugungskosten verursacht. Dies liegt daran, dass Erdgas noch nicht effektiv verfügbar ist. [68]

Im Libanon beträgt die gesamten Primärenergieversorgung (TPES) für das Jahr 2016 7,778 Mtoe und wird in Abbildung 43 dargestellt (0,176 Mtoe aus Produktion plus 7,885 Mtoe Importe weniger 0,283 Mtoe Marine- und Luftfahrtverluste). Der gesamte Endenergieverbrauch (TFC) erzielt zur gleichen Zeit 4,986 Mtoe (Abbildung 44). Die Differenz beinhaltet die Verluste zur Endenergiegenerierung, wie zum Beispiel Verluste bei Elektrizitätswerken oder Ölraffinerien. [69]

Total Primary Energy Supply (TPES) by source*
Lebanon 1990 - 2016

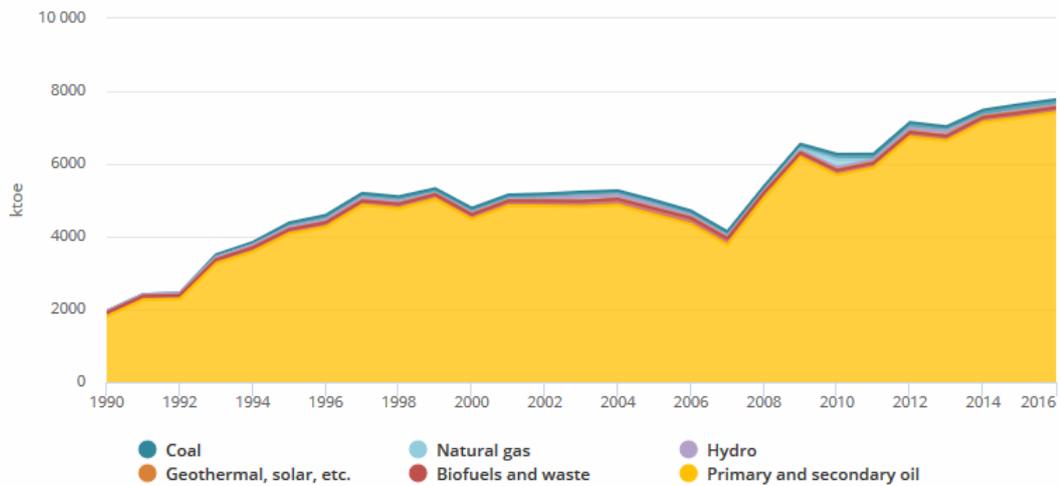


Abbildung 43: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [69]

Total Final Consumption (TFC) by source
Lebanon 1990 - 2016

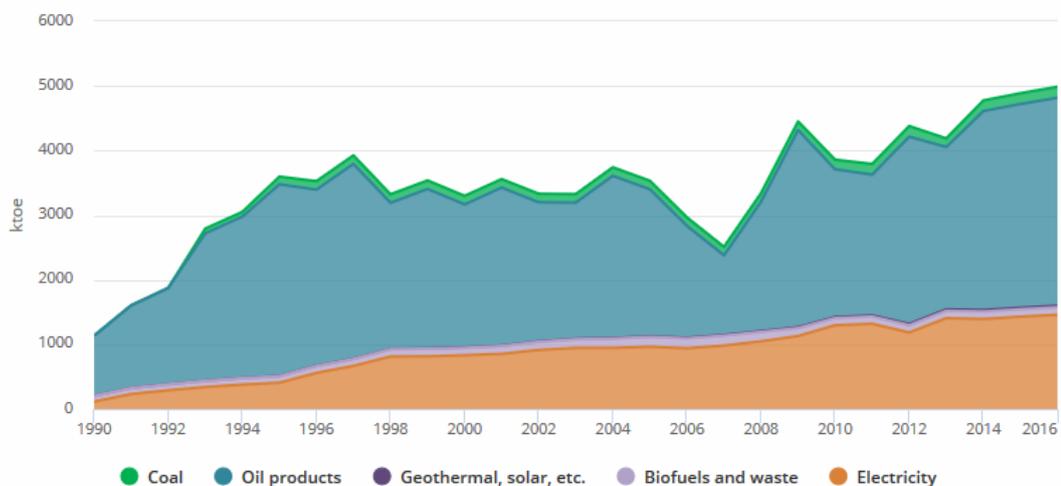


Abbildung 44: Gesamtverbrauch nach Quelle [69]

4.3 Energiestrategie

Die Regierung hat verschiedene Initiativen zur Entwicklung des Energiesektors ergriffen, darunter die Sanierung von Kraftwerken, das Hinzufügen neuer Erzeugungsanlagen sowie die Beteiligung des privaten Sektors an der Stromerzeugung in Form von IPP-Projekten. Auf der Angebotsseite sind Kapazitätserweiterungen geplant, die ökonomische konventionelle Energiequellen wie Erdgas und erneuerbare Energiequellen wie Windkraft, Solar und Biomasse einschließen, von denen bekannt ist, dass sie die Umwelt am wenigsten beeinträchtigen. [65]

Um einen effizienten und nachhaltigen Sektor in Gang zu setzen, ergriff die Regierung die Initiative zur Umstrukturierung, indem sie Reformprogramme umsetzte, die auf kurze, mittlere und lange Sicht parallel arbeiten sollten. Im Juni 2010 hat die libanesische Regierung das Policy Paper für den Energiesektor ratifiziert, das darauf abzielt, das finanzielle Gleichgewicht und die Stabilität des Sektors zu sichern. [65]

Großstädte und andere Gebiete, die unter Kürzungen und Rationierung leiden, sind in hohem Maße von Ölkraftwerken abhängig, um ihren Strombedarf zu decken. Die kleinen privaten Generatoren, die von 50 kVA bis 250 kVA reichen, sind im ganzen Land verbreitet und haben zu einem starken Anstieg der Verschmutzung geführt. Dieser Rückgriff auf die private Erzeugung verursacht finanzielle Belastungen und verschlechtert die Gesundheit und Lebensqualität der Bevölkerung. [65]

Im Jahr 2017 genehmigte der Ministerrat einen Rettungsplan für den Elektrizitätssektor, der die Anmietung von zwei zusätzlichen Schiffen für die Lieferung von rund 825 MW als zusätzliche Leistung in das Netz vorsieht. [65]



Abbildung 45: Ein Strom erzeugendes Schiff aus der Türkei liegt im Hafen von Jiye im Süden Beiruts [70]

Ein mittelfristiger Plan empfiehlt den Bau von zwei Kraftwerken durch private Investoren (IPP) in Salaata I und Zahrani II mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW sowie den Bau der neuen Kraftwerke New Jiye, New Zouk und Salaata II. In einem langfristigen Plan wird der Bau von zwei weiteren Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW empfohlen. Darüber hinaus umfasst der Plan die Errichtung von Stationen für das flüssige Erdgas in Deir Ammar, Zahrani und Salaata sowie den Bau einer Küstengasleitung. Die Strategie befasst sich auch mit erneuerbaren Energien. Darüber hinaus sieht der

Plan eine Anpassung der Tarife vor, um staatliche Subventionen für Elektrizität zu reduzieren. In Tabelle 11 ist die geplante Strategie zur Erweiterung des Stromsektors aufgelistet. [65]

Plan	Projekt	Leistung in GW
Rettungsplan	Zwei Schiffe	0,825
Policy Paper 2010	GuD Kraftwerk in Deir Ammar	0,569
	Erneuerbare Energien	0,831
Summe		2,225
Mittelfristiger Plan	Salaata 1 (IPP)	0,5
	Zahrani 2 (IPP)	0,5
	New Jiye	0,5
	New Zouk	0,5
	Salaata 2	0,5
Summe		2,500
Langfristiger Plan	Zwei neue Kraftwerke	1,0
	Erneuerbare Energien	0,655
Summe		1,655
Gesamtsumme		6,380

Tabelle 11: Generierung geplanter Projekte durch das Ministerium für Energie und Wasser; Zahlen von [65]

Capital Investment Program:

Der Mangel an Stromerzeugung erfordert sofortige Maßnahmen zur Erhöhung der Erzeugungskapazität: [65]

- Der Bau neuer Erzeugungsanlagen basiert auf dem Masterplan von Electricité De France (EDF), der den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken in Deir Ammar und neuen Erzeugungsanlagen in den Kraftwerken Zouk und Jiye bestätigte.
- Erweiterung des Zahrani-Kraftwerks und Bau des Salaata-Kraftwerks durch den jeweiligen Bau eines GuD-Kraftwerks, das für ein Dreifachbrennstoff-Feuerungssystem ausgelegt ist, wobei Schweröl und Erdgas mit einer Leistung von 450 bis 550 MW berücksichtigt wird.
- Erweiterung der Stationen Deir Nbouh und Deir Ammar, um das neue Werk in Deir Ammar zu errichten.
- Außerbetriebnahme des Kraftwerks Jiye und Errichtung des Kraftwerks New Jiye.

Andere vorgeschlagene Quellen für die Stromerzeugung umfassen verschiedene Technologien für erneuerbare Energien, die im Libanon implementiert werden können. Bis 2030 sollen 20% des gesamten Stroms aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Die nachstehende Tabelle 12 zeigt die erwartete Energie, die aus erneuerbaren Ressourcen erzeugt werden könnte. [65]

Jahr Einheit	2020				2030			
	MW	GWh	ktoe	Mio. \$	MW	GWh	ktoe	Mio. \$
Wind	200,0	595,7	128,7	340-490	450,0	1.422,6	307,3	425-612,5
PV	150,0	240,0	51,8	225	300,0	480,0	103,7	450
PV (verteilt)	100,0	160,0	34,6	321	150,0	240,0	51,8	481,5
CSP	50,0	170,6	36,8	300	100,0	341,2	73,7	600
Wasser	331,5	961,9	207,8	264,1	473,0	1.677,3	362,3	
Geothermie	1,3	6,0	1,3	5	15,0	69,2	15,0	57,7

Tabelle 12: Geplante nichtkonventionelle Erzeugungsquellen; Zahlen von [65]

Darüber hinaus muss das Investitionsprogramm andere Projekte in Angriff nehmen, die den Sektor auf technischer und finanzieller Ebene verbessern würden. Dies umfasst unter anderem: [65]

- Das Projekt der Küstenpipeline
- Projekt „Floating Storage and Regasification Unit“ (FSRU) + LNG-Marineterminal in Deir Ammar, Zahrani und Salaata
- PV, Windkraft und Waste-to-Energy Projekte
- Der sofortige Ersatz von Diesel durch Erdgas für den Betrieb der thermischen Kraftwerke in Deir Ammar und Zahrani
- Inbetriebnahme von 400-kV-Übertragungsleitungen, um regionale Stromverbindungen mit den Nachbarländern (Syrien, Jordanien, Ägypten, Türkei) herzustellen.

Die libanesische Regierung plant den Kauf von LNG, um die hohen Kosten von Diesel zu senken. Das Ministry of Energy and Water (MEW) plant, mit dem Bau einer Erdgas-Küstenpipeline von Beddawi nach Tyre zu beginnen. In Abbildung 46 ist dieses Projekt visualisiert. [65]



Abbildung 46: Küstenpipeline und FSRU Standort [65]

Der Schlüssel zum Import von Erdgas ist der Bau einer Floating Storage and Regasification Unit (FSRU). Das FSRU befindet sich in Tripoli, wie in der oberen Abbildung 46 dargestellt. [65]

4.4 Analyse des Aufbringungssektors

Aufgrund unzureichender Erzeugung geriet der Sektor in eine kritische Phase in Bezug auf die Produktionskapazität. Die im Jahr 2016 erzeugte und gekaufte elektrische Energie sowie die Nachfrage in diesem Zeitraum können in der nachstehenden Tabelle 13 gemäß der MEW wie folgt zusammengefasst werden. [65]

Jahr	Gelieferte Durchschnittsleistung in MW	Spitzenleistungsnachfrage in MW	Durchschnittsleistungsnachfrage in MW
2016	1.926	3.300	2.670
2017	2.066	3.400	2.900
2018	2.066	3.465	2.945

Tabelle 13: Verfügbare Leistung ab 2016 und geplant Leistung für 2018; Zahlen von [65]

Laut MEW lag der Spitzenstrombedarf 2016 bei rund 3.300 MW bei einem durchschnittlichen Bedarf von 2.670 MW. Die durchschnittliche Kapazität und die verfügbaren Importe beliefen sich 2016 auf 1.928 MW, was zu einem Energiedefizit von 7.127 GWh führte, was etwa 35,7% des Energiebedarfs entspricht. Im Jahr 2017 lag die Spitzennachfrage bei über 3.400 MW, und die durchschnittliche Nachfrage lag bei 2.900 MW. [65]

Strom wird im Libanon hauptsächlich aus thermischen Kraftwerken erzeugt. Die installierte Leistung von Wärmekraftwerken beträgt 2.082 MW, die tatsächliche Kapazität liegt jedoch im Durchschnitt bei 1.823 MW. Die thermische Kraftwerkskapazität ist unterteilt in: [65]

- Schweröl-befeuerte Dampfturbinen in Zouk, Jiye und Hraycheh
- Diesel-befeuerte Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) in Beddawi und Zahrani
- Diesel-befeuerte Open Cycle Gas Turbine (OCGT) in Sour und Baalbek

In Zouk und Jiye soll ein Ausbau mit einer Kapazität von 194 MW bzw. 78 MW erfolgen, bestehend aus Hubkolbenmotoren mit Dampfturbinen, die derzeit mit Schweröl arbeiten, jedoch auf Gas umstellen können, wenn es in der Zukunft verfügbar ist. [65]

Beddawi, Zahrani, Sour und Baalbek funktionieren auch mit Erdgas, falls in Zukunft umgestellt wird. [65]

Die aus den Wasserkraftwerken Litani, Nahr Ibrahim und Bared erzeugte Energie macht 3% der gesamten Energieerzeugung des Landes aus. Die installierte Leistung des Wasserkraftwerks beträgt 273 MW, die tatsächliche Erzeugungskapazität beträgt 119 MW. Dies ist jedoch saisonabhängig und hängt von der Verfügbarkeit der Wasserressourcen ab. Die Dürreperiode, die der Libanon durchläuft, und der Klimawandel kann erhebliche Auswirkungen auf die Wasserkrafterzeugungskapazität haben. [65]

Darüber hinaus sind die durchschnittlichen Kosten für die Erzeugung, den Transport und die Verteilung von Elektrizität höher als der durchschnittliche Verkaufspreis pro Kilowattstunde. Folglich sind alle finanziellen Verluste, die dem Libanon-Strom zuzuschreiben sind, tatsächlich eine staatliche Unterstützung für die Bürger. Dies führt zu einem durchschnittlichen jährlichen Verlust der Regierung in Höhe von 1 bis 1,5 Mrd.\$ (hängt vom Ölpreis ab). [65]

4.5 Elektrizitätsübertragung

Das derzeitige Übertragungssystem verwendet 66, 150, 220 und 400 kV (nur in Ksara) Spannungsleitungen, von denen für das 220 kV-Netz im Gebiet Mansourieh noch 1,92 km fehlen. Der Bau der fehlenden Verbindung wurde in den letzten Jahren angehalten und hat die Fertigstellung der 220 kV-Schleife zum Erliegen gebracht, die, wenn sie abgeschlossen ist, die Stabilität und die Übertragungsfähigkeit des Systems erhöhen würde. Es ist zu beachten, dass das nationale Kontroll- und Dispatch-Center für die Überwachung und Steuerung der großen Unterstationen noch nicht abgeschlossen ist, da einige Netzanschlussprobleme gelöst werden müssen, um ihre volle Kapazität zu erreichen. Darüber hinaus plant das Ministerium für Energie und Wasser, alle Umspannwerke in Großstädten und Lastzentren auf 220 kV und die für regionale Gebiete auf 66 kV auszubauen. [65]

4.6 Die Verbraucherseite

Der Stromverbrauch nach Wirtschaftssector wird in Abbildung 47 in Balken dargestellt. In Blau und Rot unterscheidet sich die Quelle der Erzeugung. Entweder wird der Strom von der EDL (blau) oder illegalen privaten Erzeugern (rot) zur Verfügung gestellt. Mehr als 44% der Energie, die im Verkauf und anderen Dienstleistungen verbraucht wird, stammt von privaten Erzeugern. Restaurants und Bürogebäude sind mit 39% sowie 35% auch stark auf die private Energieerzeugung angewiesen. [71]

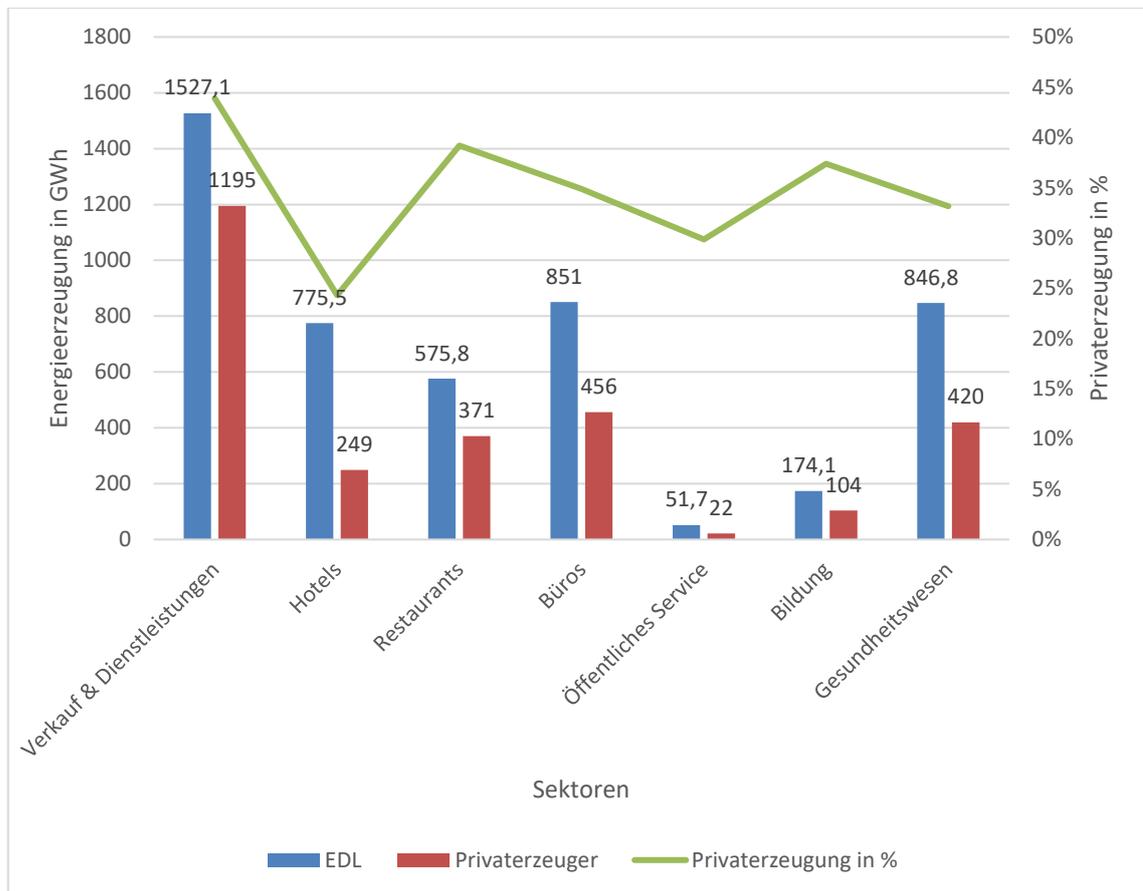


Abbildung 47: Stromverbrauch nach Quelle und wirtschaftlicher Aktivität (2015); eigene Darstellung nach [71]

Der jährliche Dieserverbrauch im gewerblichen und institutionellen Sektor beläuft sich auf 826.849 t, wovon mehr als 75% für die Notstromversorgung bestimmt sind. Dies trägt zur Emission von 2.629.381 t CO₂ bei. Abbildung 48 spiegelt die Aufteilung des Dieserverbrauchs je nach Wirtschaftssector wider. [71]

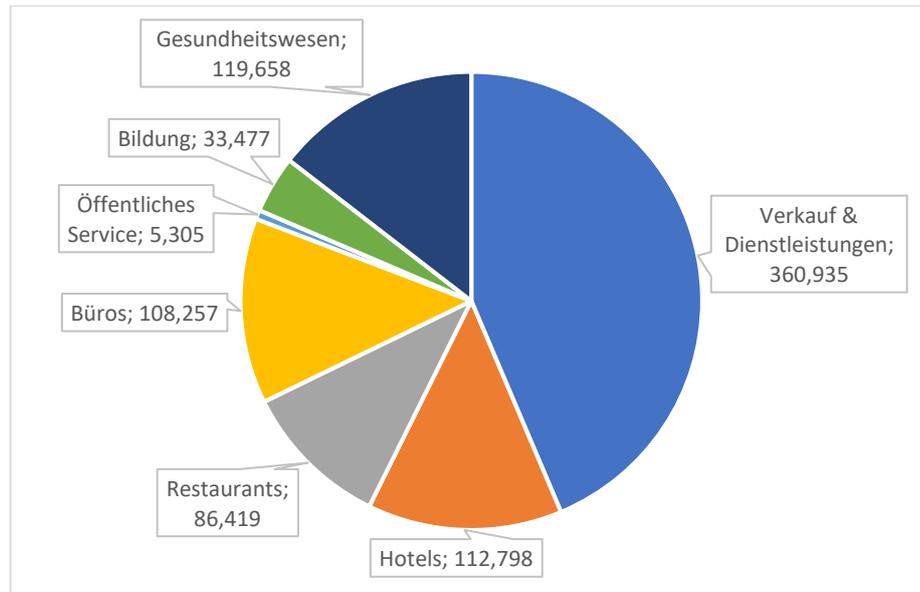


Abbildung 48: Dieserverbrauch nach wirtschaftlichen Aktivitäten (2012); eigene Darstellung nach [71]

In der Kategorie Verkauf & Sonstige Dienstleistungen werden im Durchschnitt mehr als 360.000 t Diesel pro Jahr verbraucht. Dies ist der höchste Anteil und trägt zu 1.194.948 t CO₂ bei. [71]

Etwa 9.332 GWh werden jährlich vom kommerziellen und institutionellen Sektor verbraucht. Darunter fällt die Energie von EDL, von privaten Erzeugern, Wärmeenergie für Kessel und Flüssiggas. Der Elektrizitätsverbrauch hat mit über 80% des Gesamtverbrauchs der Sektoren den größten Anteil (7.619 GWh). Auf der anderen Seite wird 1.536,8 GWh an Wärmeenergie verbraucht, während der Verbrauch an LPG nur bei 176,8 GWh liegt (Abbildung 49). Der Energieverbrauch aller Sektoren führte 2012 zu etwa 5,703 Mio. t CO₂. [71]

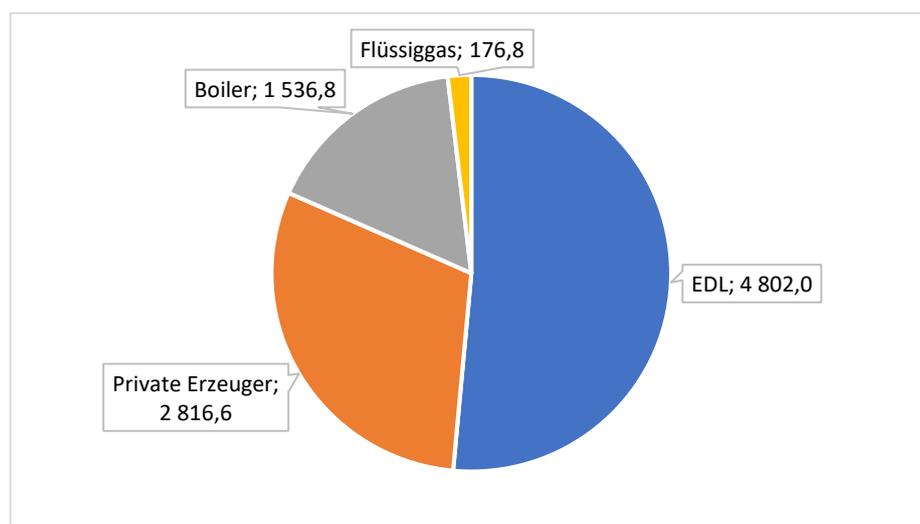


Abbildung 49: Gesamter Energieverbrauch in GWh im kommerziellen und institutionellen Sektor nach Quellen (2012); eigene Darstellung nach [71]

Die wirtschaftliche Kategorie der Verkäufe & sonstigen Dienstleistungen ist mit durchschnittlich 3.481 GWh pro Jahr der größte Verbraucher und trägt zu 2.158.845 t CO₂ bei. Bei der Analyse der Abbildung 50 und Abbildung 51 ist zu sehen, dass sowohl der Energieverbrauch als auch die CO₂-Emissionsdiagramme ein ähnliches Muster mit geringfügigen Änderungen der Anteile aufweisen. Der Gesundheitssektor vertrat beispielsweise 15,75% des gesamten Energieverbrauchs und im Vergleich dazu 15,98% der CO₂-Emissionen. [71]

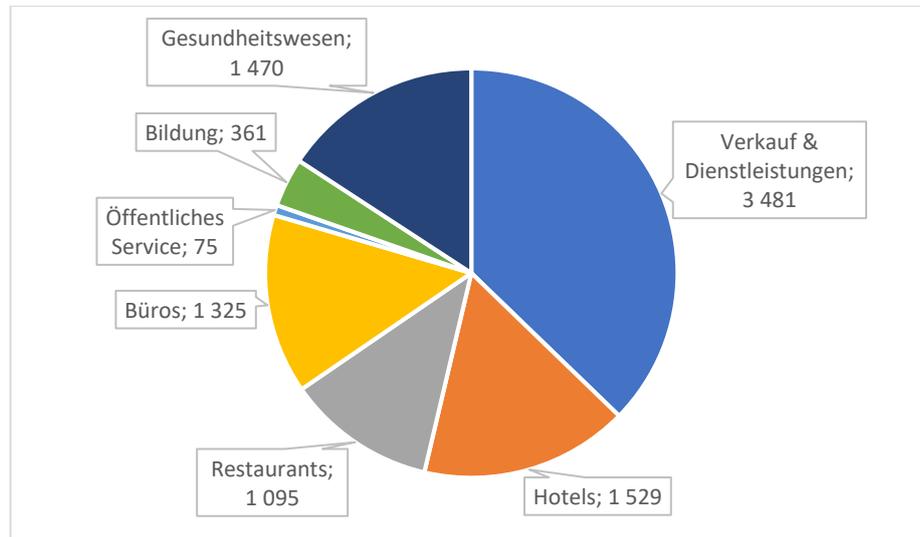


Abbildung 50: Gesamter Energieverbrauch in GWh im kommerziellen und institutionellen Sektor nach Wirtschaftskategorien (2012); eigene Darstellung nach [71]

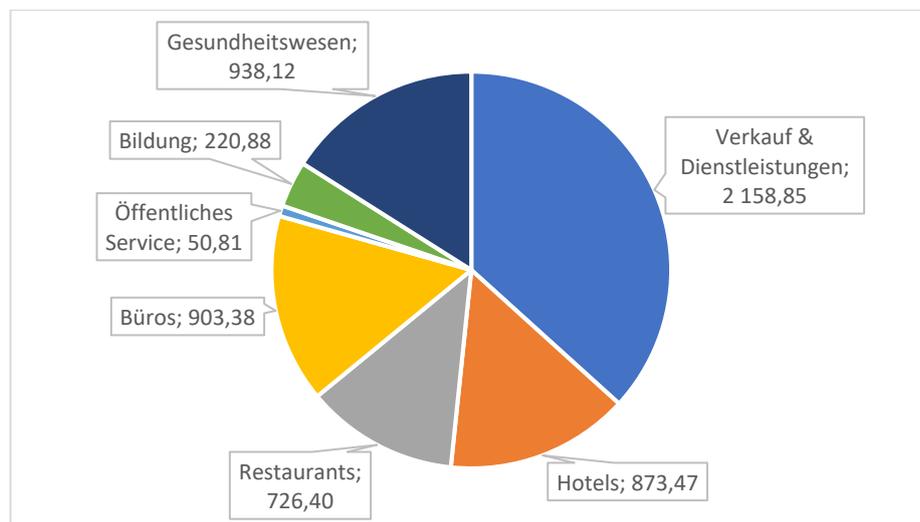


Abbildung 51: CO₂-Emissionen in tCO₂ im kommerziellen und institutionellen Sektor nach Wirtschaftskategorien (2012); eigene Darstellung nach [71]

4.7 Elektrizitätssektor

EDL (Electricité du Liban) ist eine öffentliche, gewerbliche Einrichtung, die dem Ministerium für Energie und Wasser (MEW) unterstellt ist. Sie wurde am 10. Juli 1964 gegründet und beauftragt die Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie im Libanon. Daher wird der Elektrizitätssektor von der EDL Company monopolisiert, die derzeit über 90% des libanesischen Elektrizitätssektors kontrolliert. Weitere Teilnehmer in diesem Sektor sind Wasserkraftwerke der Litani River Authority (öffentliche Gesellschaft), Konzessionen für Wasserkraftwerke von Ibrahim und Al Bared (private Unternehmen), die ihre elektrische Produktion an EDL verkaufen, und Vertriebskonzessionen in Zahle, Jbeil, Aley und Bhamdoun, denen EDL Energie zu reduzierten Preisen zur Verfügung stellt. [68]

Das EDL-Übertragungsnetz (Abbildung 52) besteht aus drei Arten von Hochspannungsleitungen (66 kV, 150 kV und 220 kV) sowie 58 Hauptumspannwerken, die Hochspannung in Mittelspannung umwandeln. Zusätzlich verfügt es über einen 400 kV Anschluss in Ksara. Darüber hinaus umfasst das Netz derzeit über mehr als 1.615 km an Leitungen (1.336 km Freileitungen und 279 km Erdkabel) mit verschiedenen Spannungsniveaus zur Übertragung und Verteilung. [68]

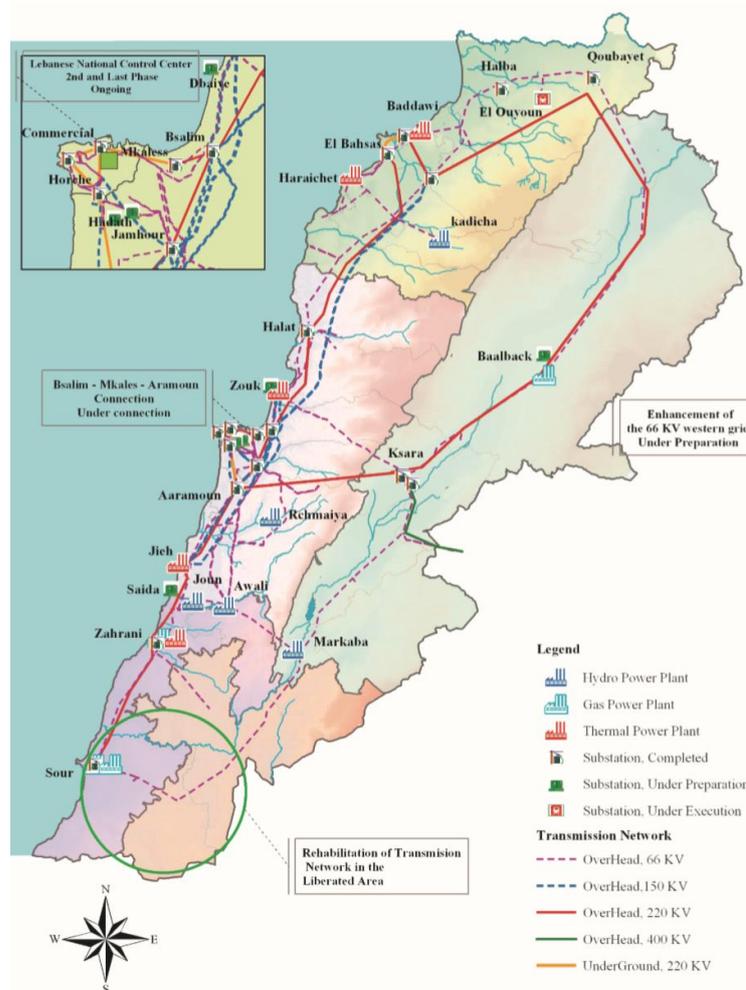


Abbildung 52: Elektrizitätsnetz vom Libanon [72]

Probleme beim Übertragungsnetz: [68]

- Hohe technische Verluste (~15%)
- Es gibt eine signifikante Anzahl von Transformatoren (~11%), die sich dem Ende ihrer durchschnittlichen Lebensdauer nähern.
- Es gibt keine computergestützten unternehmensweiten Management-Informationssysteme, die das Personal bei der Kostenkontrolle, der Bestandsdatenbank, der Fehleranalyse, dem Ausfallmanagement, den Wartungsprogrammen oder der Arbeitsproblematik und der Berichterstellung unterstützen.
- Die Implementierung des 220 kV-Spannungsnetzes ist noch nicht abgeschlossen.
- Viele der Transformatoren arbeiten mit hohen Lastfaktoren, was zu einer unzureichenden Standby-Kapazität führt.
- Der Lastabwurf tritt während des ganzen Jahres auf, hauptsächlich während des Tages und viel seltener während der Nacht.
- Keine finanzielle Unabhängigkeit innerhalb der Direktion, um eine gute Funktionalität sicherzustellen
- Häufige Verzögerungen bei Arbeitsprogrammen sind auf Schwierigkeiten bei der Materialbeschaffung zurückzuführen.

Empfehlungen für das Übertragungsnetz: [68]

- Die Entwicklung einer Störungs- / Fehleranalyse des Übertragungsnetzes ist dringend erforderlich, um einen Benchmark für die Priorisierung der Netzwerkverbesserung und die Beurteilung der aktuellen und zukünftigen Netzwerkleistung bereitzustellen
- Einrichtung von Managementkontroll- und Informationssystemen, um das Übertragungspersonal bei seiner Arbeit zu unterstützen
- Abschließen der 220 kV-Leitung, um die Stabilität zu erhöhen
- Viele Hochspannungsleitungen müssen ersetzt werden
- Zuweisung eines ausreichenden Budgets für den Elektrizitätsbereich, um die finanzielle Unabhängigkeit zumindest für die Beschaffung von kostengünstigen Materialien zu verbessern

Das Verteilnetz besteht aus Umspannstationen, die Mittelspannung in Niederspannung umwandeln, wobei mehr als 18.000 Transformatoren verwendet werden, um die Teilnehmer mit Strom zu versorgen. Die Verteilungsnetze werden hauptsächlich mit 11 kV, 15 kV und 20 kV versorgt, einige zusätzliche Netze mit 5,5 kV und 33 kV. Die Nennspannung beträgt 380/220 V. [68]

Probleme beim Verteilnetz: [68]

- Vorhandensein nicht erfasster Stromverbrauchsrechnungen (~5% in 2009)
- Hohe nicht-technische Verluste (~20%)
- Geringe Wartung der Anlagen der Mittel-/ und Niederspannungs-Unterstationen
- Das Altersprofil von Mittel-/ und Niederspannungs-Transformatoren zeigt, dass 37% davon über der durchschnittlichen Lebenserwartung (20 Jahre) liegen.
- In den Mittelspannungs-Netzwerken von Beirut gibt es schwerwiegende Überlastungsprobleme.
- Keine finanzielle Unabhängigkeit innerhalb der Direktion, um eine gute Funktionalität sicherzustellen
- Die Fahrzeugflotte des Verteilungssektors ist alt und schlecht gewartet, was zu einem hohen Ausfall führt.
- Werkzeuge und Ausrüstung werden als sehr schlecht und unzureichend angesehen.
- Der Personalmangel ist ein kritisches Problem.
- Es gibt keine computergestützten unternehmensweiten Management-Informationssysteme, die das Personal bei der Kostenkontrolle, der Bestandsdatenbank, der Fehleranalyse, dem Ausfallmanagement, den Wartungsprogrammen oder der Arbeitsproblematik und der Berichterstellung unterstützen.
- Häufige Verzögerungen bei Arbeitsprogrammen sind auf Schwierigkeiten bei der Materialbeschaffung zurückzuführen.
- Unterstationen könnten als veraltet eingestuft werden, und Ersatzressourcen sind eine wesentliche Einschränkung.

5 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Syrien

5.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden allgemeine Informationen von Syrien, wie etwa geographische und demographische Fakten aufgelistet. Des Weiteren werden Besonderheiten des Landes untersucht und wirtschaftliche Aspekte, wie Bruttoinlandsprodukt, Wirtschaftswachstum, Inflation, Importe und Exporte behandelt.

5.1.1 Allgemeine Informationen

Nachfolgend werden ein paar allgemeine Informationen zum Libanon angeführt. [73]

Staatsform: Republik

Regierungssystem: Semipräsidentielles Einparteiensystem

Staatsoberhaupt: Präsident Baschar Hafiz al-Assad

Regierungschef: Ministerpräsident Emad Chamis

Amtssprache: Arabisch

Hauptstadt: Damaskus

Bevölkerung: 19.454.263 (Juli 2018);

ungefähr 22.000 israelische Siedler leben in den Golanhöhen (2016)

Fläche: 185.180 km²; beinhaltet 1.295 km² des von Israel besetzten Gebiets

Währung: Syrische Lira (1 EUR = 590 SYP)

Bruttoinlandsprodukt (BIP): 24,6 Mrd.\$ (2014)

Gemäß der letzten Bevölkerungszählung vom Juli 2018 leben in Syrien 19.454.263 Einwohner. Die Mehrheit der Bevölkerung lebt entlang der Mittelmeerküste und in den Großstädten (Abbildung 53). Mehr als die Hälfte der Bevölkerung lebt in der Küstenebene, in der Provinz Halab und im Euphrat-Tal. [73]

Die größten Städte sind Aleppo mit rund 1,6 Millionen Einwohnern, gefolgt von Damaskus (1,57 Mio. Menschen) und Homs mit 775.404 Bürgern. Der anhaltende Bürgerkrieg hat die Bevölkerungsverteilung verändert. [74]

Die ethnischen Gruppen gliedern sich in Araber (50%), Alawiten haben einen Anteil von 15%, Kurden und Levantiner erreichen je 10%, der Rest sind andere Gruppen wie Drusen, Ismaili, Imamiten, Nusairier, Assyrer, Turkmenen oder Armenier. Die Verteilung der religiösen Gruppen in Syrien führen mit 87% Muslime (74% Sunniten, der Rest Schiiten, Alawiten und Ismailis) an. Gefolgt werden sie von Christen, deren Anteil 10% beträgt. Drusen belegen mit 3% den dritten Rang. [73]

5.1.2 Kurze Geschichte des Landes

Nach dem Ersten Weltkrieg erhielt Frankreich ein Mandat für den nördlichen Teil der ehemaligen osmanischen Provinz Syrien. Die Franzosen verwalteten das Gebiet bis zu ihrer Unabhängigkeit im Jahr 1946 als Syrien. Das neue Land war politisch nicht stabil und erlebte eine Reihe von Militärputschen. Syrien schloss sich im Februar 1958 mit

Ägypten zusammen, um die Vereinigte Arabische Republik zu bilden. Im September 1961 trennten sich die beiden Einheiten und die syrische Arabische Republik wurde wiederhergestellt. Im arabisch-israelischen Krieg von 1967 verlor Syrien die Golanhöhen an Israel. In den neunziger Jahren führten Syrien und Israel gelegentlich, wenn auch erfolglos, Friedensgespräche. Im November 1970 ergriff Hafiz al-Assad, ein Mitglied der sozialistischen Ba'ath-Partei und der Minderheit der Alawiten-Sekte, die Macht in einem blutlosen Staatsstreich und brachte dem Land politische Stabilität. Nach dem Tod von Präsident Hafiz al-Assad wurde sein Sohn Baschar al-Assad im Juli 2000 durch eine Volksabstimmung als Präsident bestätigt. Syrische Truppen - seit 1976 im Libanon in einer angeblichen Rolle als Friedenssicherungskräfte stationiert - wurden im April 2005 zurückgezogen. Während des Konflikts zwischen Israel und der Hisbollah im Juli und August 2006 setzte Syrien seine Streitkräfte in Alarmbereitschaft, intervenierte jedoch nicht direkt im Namen seines Verbündeten, der Hisbollah. Im Mai 2007 wurde die zweite Amtszeit von Baschar al-Assad als Präsident durch eine Volksabstimmung angenommen.

Beeinflusst durch bedeutende Aufstände, die an anderen Orten in der Region begannen, und durch zusätzliche soziale und wirtschaftliche Faktoren verstärkt, brachen im März 2011 in der südlichen Provinz Dar'a zunächst Protestaktionen gegen die Regierung aus. Protestierende forderten die Aufhebung des restriktiven Dringlichkeitsgesetzes, das Festnahmen ohne Anklage erlaubte, außerdem verlangten sie die Legalisierung politischer Parteien und die Entfernung korrupter Beamter. Demonstrationen und gewalttätige Unruhen breiteten sich in ganz Syrien aus. Die Regierung reagierte auf die Unruhen mit einer Mischung aus neuen Gesetzen sowie mit militärischer Gewalt und Inhaftierungen. Die Bemühungen der Regierung, Unruhen und bewaffnete Oppositionsaktivitäten zu unterdrücken, führten zu ausgedehnten Zusammenstößen und schließlich zum Bürgerkrieg zwischen Regierungstruppen, ihren Verbündeten und Oppositionellen. [73]

Der internationale Druck auf das Assad-Regime verschärfte sich nach Ende 2011, als die Arabische Liga, die EU, die Türkei und die USA die Wirtschaftssanktionen gegen das Regime und die Organisationen, die es unterstützen, ausgeweitet haben. Im Dezember 2012 wurde die „Syrian National Coalition“ von mehr als 130 Ländern als einziger legitimer Vertreter des syrischen Volkes anerkannt. Im September 2015 leitete Russland eine militärische Intervention für das Assad-Regime ein und im Dezember 2016 nahmen die regierungseigenen Streitkräfte die Stadt Aleppo wieder ein. Politische Verhandlungen zwischen der Regierung und den Oppositionsdelegationen auf UN-geförderten Konferenzen in Genf seit 2014 haben zu keiner Konfliktlösung geführt. Seit Anfang 2017 haben der Iran, Russland und die Türkei in Astana getrennte Verhandlungen zur Verringerung der Gewalt in Syrien geführt. Laut einer UN-Schätzung vom April 2016 betrug die Zahl der Toten bei syrischen Regierungstruppen, Oppositionskräften und Zivilisten mehr als 400.000. Bis Dezember 2018 waren rund 6,2 Millionen Syrer vertrieben worden, wovon geschätzte 42.700 Flüchtlinge aus den umliegenden Ländern nach Syrien zurückkehrten. Rund 13 Millionen Menschen benötigten im ganzen Land humanitäre Hilfe. Weitere 5,7 Millionen Syrer waren in der Türkei, in Jordanien, im Irak, in Ägypten und in Nordafrika registriert. Der Konflikt in Syrien ist nach wie vor eine der größten humanitären Krisen weltweit. [73]

5.1.3 Geografie und Klima

Syrien hat eine schmale Küstenebene, die von Norden nach Süden entlang des Mittelmeers verläuft. Im Osten grenzt das Ansariya-Gebirge von Norden nach Süden an die Küstenebene. Die Berge haben eine durchschnittliche Breite von 32 km. Sie erreichen ihren höchsten Punkt (1.562 m) östlich von Latakia. An ihrer Ostflanke verläuft das Ghab-Tal, ein 64 km langes Tal, in dem der Orontes-Fluss (Nahr al-Asi) nach Norden in die Türkei und in das Mittelmeer fließt. [75]

Die Anti-Libanon-Berge (Jibal Lubnan al-Sharqiya) markieren die Grenze Syriens zum Libanon. Die durchschnittliche Höhe dieser Bergkette liegt zwischen 1.800 m und 2.100 m. Der höchste Punkt ist der Mount Hermon (Jabal al-Shaykh) mit 2.814 m. Die Abu Rujmayn-Kette verlängert die Ruwaq-Berge, die mehr oder weniger parallel zu den Anti-Libanon-Gebirgszügen verlaufen, wenn auch etwas nach Osten. Im äußersten Südosten erhebt sich der Berg al-Duruz auf 1.800 m. Die Bishri-Berge erstrecken sich nordöstlich über den zentralen Teil des Landes. [75]

Der Rest des Landes ist wüstenähnlich mit bergigem Gelände. Wenn ausreichend Regen fällt, verwandelt sich die syrische Wüste in eine grüne Weide, die für die Viehzucht geeignet ist. Die Hawran-Ebene im Südwesten, zwischen dem Mount Hermon und der jordanischen Grenze, ist felsig aber auch fruchtbar. Der einzige schiffbare Fluss und die Hauptwasserquelle ist der Euphrat, der von seiner Quelle im türkischen Taurusgebirge südöstlich über den Nordosten Syriens fließt. Seine Nebenflüsse sind der Nahr al-Balikh und der Nahr al-Khabour. Im Jahr 1973 wurde ein künstlicher See (Assad-See) angelegt, als im Fluss in der Nähe von al-Thawra ein Damm errichtet wurde. Er versorgt die Bewohner von Aleppo mit Trinkwasser. [75]



Abbildung 53: Karte von Syrien (links) [73]; Einwohnerdichte von Syrien (rechts) [75]

Die Küste und die westlichen Berge haben ein mediterranes Klima. Von Mai bis Oktober gibt es kaum Niederschläge. Im Sommer beträgt die Durchschnittstemperatur 32°C, aber in den Bergen ist es oft kühler. Die Winter sind mild mit Temperaturen um die 10°C. Im

Landesinneren herrscht ein kontinentales Klima mit heißeren Sommern und kälteren Wintern (Ostsyrien ist Teil der riesigen arabischen Wüste). In den Bergen sind Schnee und Frost im Winter keine Seltenheit. Ein- bis zweimal im Jahr erzeugen Sandwinde (Khamsini) eine Staubwand bis zu 1,5 km Höhe. [75]

Abbildung 54 zeigt eine Klimakarte des Mittleren Ostens. Braun weist auf Bereiche hin, in denen wenige Pflanzen wachsen und die Vegetation knapp ist. Grün hingegen deutet auf eine gesunde Vegetation hin und die Pflanzen wachsen schnell. [76]

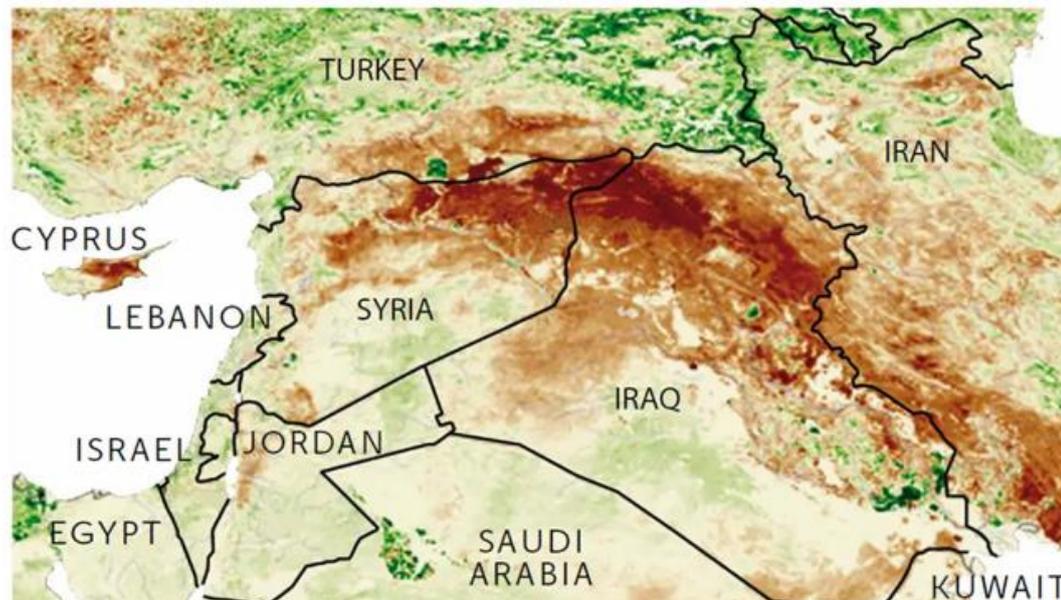


Abbildung 54: Klimakarte des Mittleren Ostens [76]

5.1.4 Wirtschaft

Die syrische Wirtschaft war vor Beginn des Krieges relativ stabil mit einem jährlichen BIP-Wachstum von etwa 5%. Das BIP pro Kopf betrug 2.835 \$, ein Betrag, der Ägypten und Marokko ähnelte, aber niedriger war als in den meisten Ländern der MENA-Region. Die Landwirtschaft war und ist bis heute sehr wichtig, sie machte 19% des BIP aus und beschäftigte 2011 26% der erwerbstätigen Bevölkerung. Der Staat kontrollierte weitgehend die Ölindustrie. [77]

Die Produktion im Energiesektor ist stark zurückgegangen, als die Rohölproduktion von 386.000 Barrel pro Tag im Jahr 2010 auf 9.000 Barrel pro Tag im Jahr 2014 zurückging. Ölproduktion, Bergbau und Versorgung machten im Jahr 2010 27,9% des BIP aus. Es ist wahrscheinlich zu massiven Rückgängen gekommen, da die Verkehrsinfrastruktur zerstört wurde und Lieferketten für Brennstoff- und Rohstoffvorräte unterbrochen wurden. Zahlreiche Unternehmen in diesem Sektor sind in Nachbarländer gezogen, vor allem in die Türkei, wo Syrer 26% der im Jahr 2014 registrierten neuen Unternehmen ausmachten. Der Mineralölsektor ging von 4,7 Mrd.\$ im Jahr 2011 auf fast null (2015) zurück. Der Dienstleistungssektor, vor allem der Tourismusbereich, war ein großer Teil der Wirtschaft und es wird lange Zeit dauern bis er sich erholt. [77]

Die Zerstörung von Sachwerten innerhalb des Landes wird ein erhebliches Hindernis für den Wiederaufbau darstellen. Bis 2017 wurden 7% des Wohnungsbestandes zerstört und 20% wurden teilweise beschädigt. 5,6 Millionen Menschen flohen aus Syrien und 6 Millionen Menschen wurden intern vertrieben. Die Infrastrukturschäden im Landwirtschaftssektor schätzten die Vereinten Nationen mit 3,2 Mrd.\$. Diese Verluste umfassen Bewässerungssysteme, Verarbeitungs- und Lagereinrichtungen sowie landwirtschaftliche Maschinen. Eine UN-Studie stellte fest, dass 25% der Haushalte keinen Zugang zu Saatgut haben, 50% keinen Zugang zu Düngemitteln und der Viehbesitz um etwa 50% zurückgegangen ist. Gasleitungen, Stromübertragungsnetze und Straßen sind stark beschädigt. Es ist schwierig, die korrekten Schadenskosten in eine Tabelle zu setzen, da der Zugang zu Syrien immer noch stark eingeschränkt ist. [77]

5.1.4.1 Bruttoinlandsprodukt

Abbildung 55 zeigt das Bruttoinlandsprodukt (BIP) von Syrien im Zeitraum von 2008 bis 2015. Aus der letzten bekannten BIP-Messung 2015 in Syrien wurde geschätzt, dass es bei einem Wert von 14 Mrd.\$ lag, ein Rückgang von 73% Wirtschaftsleistung seit 2008. [78]

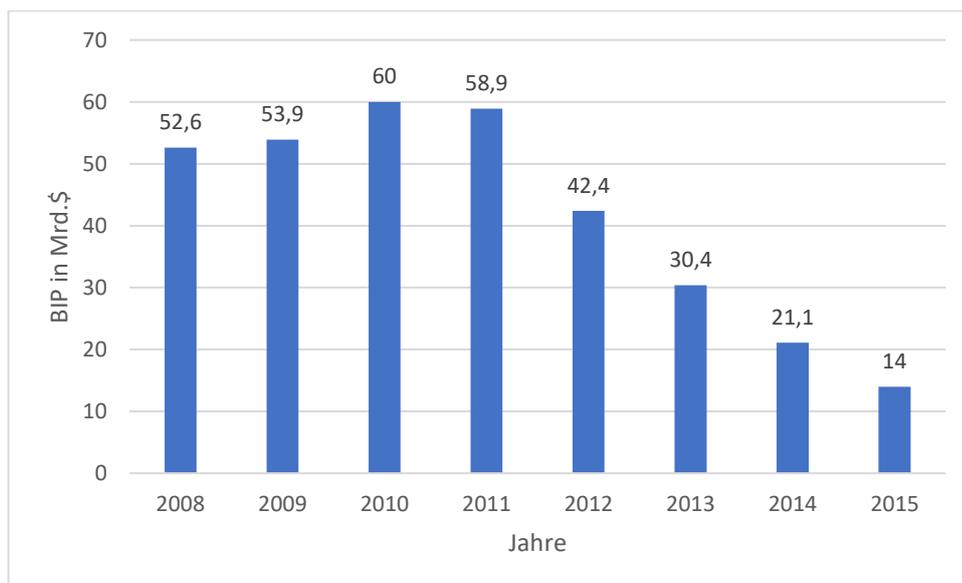


Abbildung 55: Bruttoinlandsprodukt von Syrien der Jahre 2008 bis 2015 in Mrd. \$; eigene Darstellung nach [78]

5.1.4.2 Wirtschaftswachstum

Die jährliche Wachstumsrate des BIP in Syrien betrug von 1971 bis 2016 durchschnittlich 3,58% und erreichte 1972 ein Allzeithoch von 25%. Das Rekordtief vom Jahr 2013 war bei -24,8% und wird in Abbildung 56 dargestellt. [79]

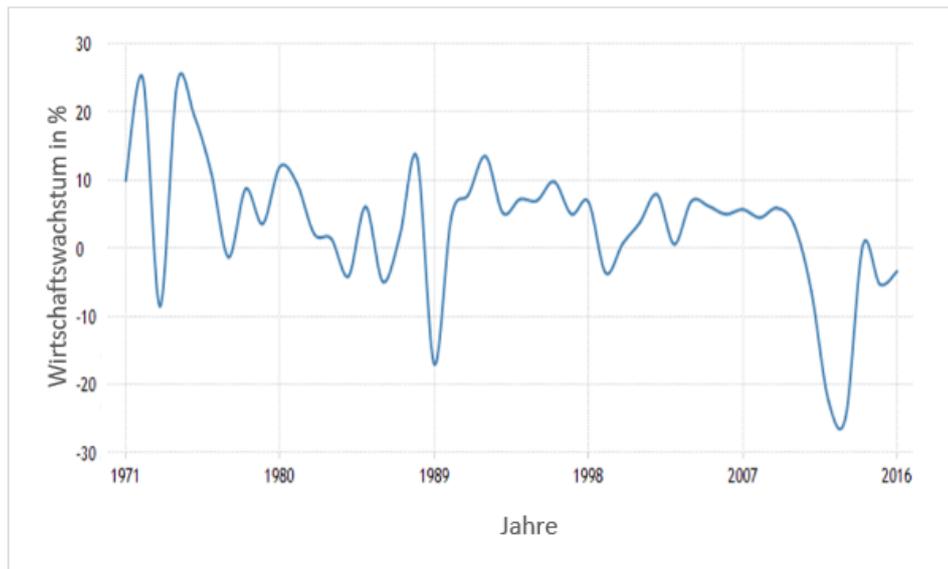


Abbildung 56: Wirtschaftswachstum Syriens von 1971 bis 2016 in %; eigene Darstellung nach [79]

5.1.4.3 Inflation

Die Inflationsrate in Syrien lag im Dezember 2017 bei 1,1%. Die durchschnittliche Inflationsrate in Syrien betrug von 1957 bis 2017 11,05% und erreichte im August 2013 ein Allzeithoch von 121,29% und im September 2014 einen Rekordtief in Höhe von - 31,05%. Den Verlauf der Entwicklung der Inflationsrate vom Jahr 2009 bis 2018 zeigt Abbildung 57. [80]

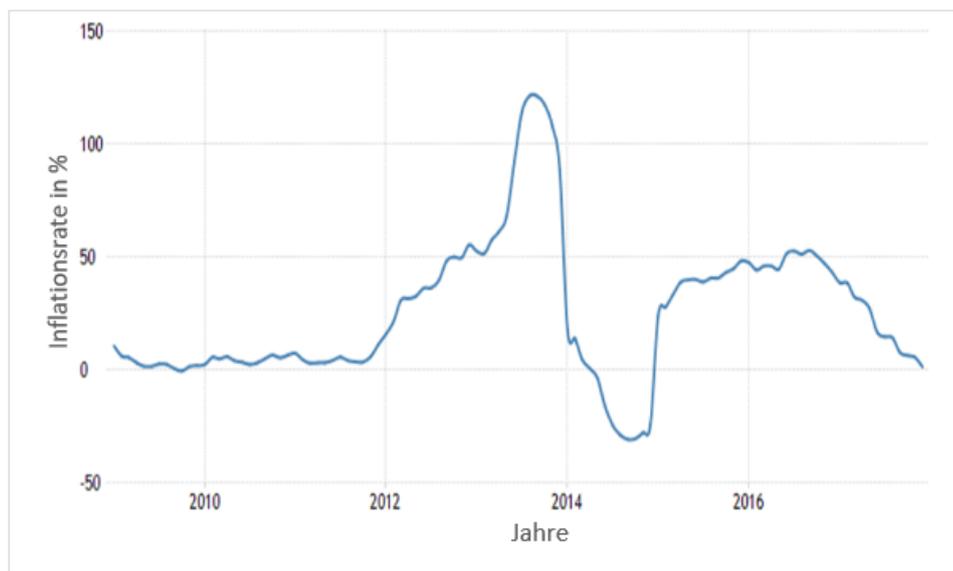


Abbildung 57: Entwicklung der Inflationsrate von 2009 bis 2018 in %; eigene Darstellung nach [80]

5.1.4.4 Importe und Exporte

Syrien ist die 157. größte Exportwirtschaft der Welt und die 88. komplexeste Volkswirtschaft nach dem Economic Complexity Index (ECI). Im Jahr 2017 exportierte Syrien 622 Mio.\$ und importierte 4,4 Mrd.\$, was zu einer negativen Handelsbilanz von 3,78 Mrd.\$ führte. Abbildung 58 visualisiert die Importe und Exporte des Landes und analysiert die jeweiligen Veränderungen zum Vorjahr. [81]

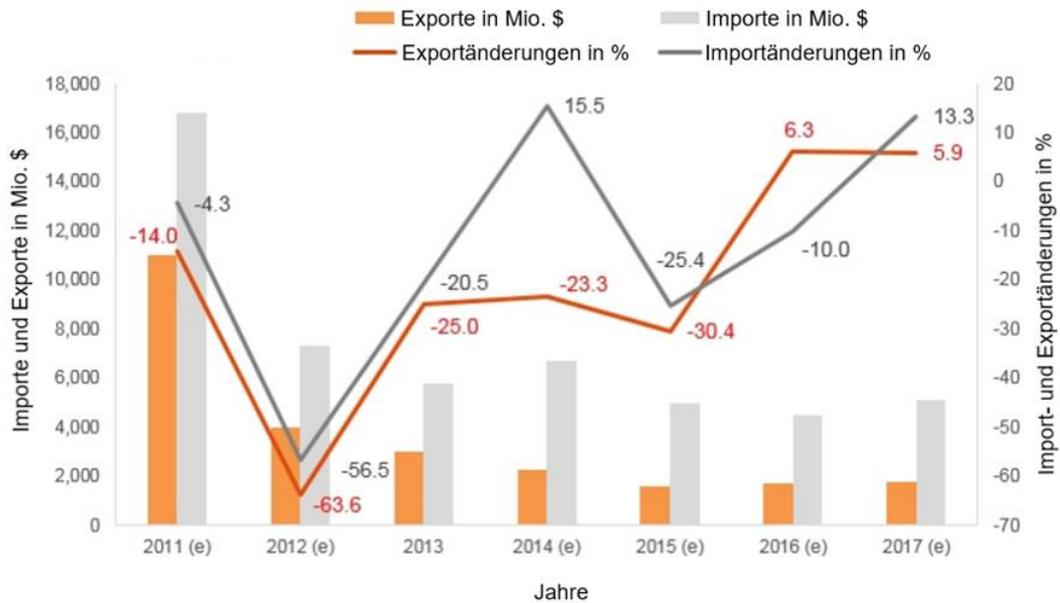


Abbildung 58: Warenhandel von Syrien; eigene Darstellung nach [82]

Die Hauptexportgüter Syriens sind Gewürzsamen (92,2 Mio.\$), reines Olivenöl (56,6 Mio.\$), Äpfel und Birnen (44,2 Mio.\$), Nüsse (39 Mio.\$) und reines Baumwollgarn (25,8 Mio.\$). [81]

Die wichtigsten Importe sind Rohzucker (172 Mio.\$), Samenöle (120 Mio.\$), Autos (97,4 Mio.\$), gerollter Tabak (89,6 Mio.\$) und Weizenmehl (80,4 Mio.\$). [81]

Die Hauptexportziele Syriens sind der Libanon (131 Mio.\$), Ägypten (108 Mio.\$), die Türkei (70,1 Mio.\$), Jordanien (66,3 Mio.\$) und Spanien (53,7 Mio.\$). [81]

Die wichtigsten Importeure sind die Türkei (1,15 Mrd.\$), China (1,09 Mrd.\$), der Libanon (246 Mio.\$), Ägypten (217 Mio.\$) und Südkorea (215 Mio.\$). [81]

Pan-Arabischen Freihandelszone (PAFTA)

Die Unterzeichner der PAFTA-Staaten bestehen aus Bahrain, Ägypten, Irak, Jordanien, Kuwait, Libanon, Libyen, Marokko, Oman, Katar, Saudi-Arabien, Sudan, Syrien, Tunesien, dem Vereinigte Arabische Emirate und Jemen. PAFTA wurde gegründet, um einen arabischen Wirtschaftsblock zu schaffen, der effektiv mit anderen Ländern konkurrieren kann und gleichzeitig dafür sorgt, dass die einzelnen Länder den Handel untereinander steigern. PAFTA trat am 01. Januar 1998 in Kraft. Der wichtigste Aspekt des Abkommens war, dass jedes Mitgliedsland in den nächsten 10 Jahren (bis 2008) die Zollgebühren um 10% pro Jahr senken und die Handelsschranken schrittweise beseitigen möchte. Im März 2001 beschlossen die Mitgliedsländer den Zeitraum, in dem die Zollsenkungen vorgenommen werden könnten, zu verkürzen, um den Prozess zu beschleunigen und im Januar 2005 wurde die Aufhebung der meisten Zölle unter den PAFTA-Mitgliedern durchgesetzt. Die Vereinbarung umfasst den Handel mit Waren. [82]

Kooperationsabkommen zwischen Syrien und der EU:

Dieses bilaterale Abkommen zwischen der EU und Syrien ist am 01. Juli 1977 in Kraft getreten und deckt den Warenhandel ab. Ein Assoziierungsabkommen zwischen Syrien und der EU wurde ausgehandelt, aber aufgrund der Lage in Syrien auf Eis gelegt, wo interne Repressionen zu restriktiven Maßnahmen der EU geführt haben, die erhebliche Auswirkungen auf den bilateralen Handel hatten. Im Vergleich zu 2011 sind die Einfuhren aus Syrien um 97% und die Ausfuhren um 85% gesunken und wenn sie früher aus Brennstoffen und Bergbauprodukten bestanden, bestehen sie jetzt hauptsächlich aus landwirtschaftlichen Erzeugnissen. [82]

Freihandelsabkommen Türkei-Syrien

Das bilaterale Freihandelsabkommen zwischen der Türkei und Syrien ist im Januar 2007 in Kraft getreten und konzentriert sich auf den Warenhandel. [82]

5.2 Energiesektor

Der Energiesektor in Syrien ist stark von den anhaltenden Feindseligkeiten betroffen. Vor dem Konflikt war Syrien ein führender Erdgas- und Ölproduzent in der Region. Der Energiesektor machte ein Viertel des Staatseinkommens aus. Syrien hat zurzeit Schwierigkeiten den inländischen Energiebedarf zu decken, was zu häufigen Stromausfällen führt. [83]

Der erzeugte Strom stammt zu 94% aus konventionellen thermischen Kraftwerken auf Öl- und Gas-Basis sowie zu 6% aus Wasserkraft. Die Regierung hat ein Ziel von 4,3% für den Primärenergiebedarf festgelegt, der bis 2030 aus erneuerbaren Energien stammen soll. [83]

Im Jahr 2011, vor dem Krieg, betrug der Elektrifizierungsgrad in Syrien 96,3%. Die Elektrizitätsversorgung hatte damals fast alle Einwohner mit Ausnahme einiger Beduinen im Osten Syriens erreicht. [84]

Die Stromerzeugung sank 2015 auf 16.208 GWh. Das ist, verglichen mit 43.164 GWh im Jahr 2010, ein Rückgang um 62,5%. Ein Großteil dieses Rückgangs scheint auf Treibstoffknappheit zurückzuführen zu sein, da die verfügbare Erzeugungskapazität im gleichen Zeitraum nur um etwa 30% zurückging. Der Rückgang der Stromversorgung hat zu erheblichen Störungen geführt. Die Mehrheit der Städte erhält täglich nur wenige Stunden Strom. Die Regierung hat im gesamten Land eine Rationierungspolitik durch Lastabwurf angewendet, die die Erbringung anderer Dienstleistungen wie Wasser, Bildung und Gesundheitsdienste beeinflusst. [85]

Im Bereich der Kohlenwasserstoffe waren die wirtschaftlichen Störungen besonders verheerend. Das Öl-BIP sank im selben Zeitraum um 93%, während die Nicht-Erdölwirtschaft aufgrund der schweren Zerstörung der Infrastruktur, den schweren Zugangs zu Brennstoffen und Elektrizität, des schwachen Geschäftsvertrauens und der Störung des Handels um 52% schrumpfte. Die Produktion von Kohlenwasserstoffen sank von 383.000 Barrel pro Tag im Jahr 2010 auf 10.000 Barrel pro Tag in den Jahren 2015 und 2016. Ein Grund dafür ist die Kontrolle der meisten erdölproduzierenden Gebiete durch den islamischen Staat. [85]

In Syrien beträgt die gesamte Primärenergieversorgung (TPES) für das Jahr 2016 9,936 Mtoe und wird in Abbildung 59 dargestellt (4,222 Mtoe aus Produktion plus 6,573 Mtoe Importe weniger 0,682 Mtoe Exporte weniger 0,177 Mtoe Marine- und Luftfahrtverluste). Der gesamte Endenergieverbrauch (TFC) erzielt zur gleichen Zeit 6,43 Mtoe (Abbildung 60). Die Differenz beinhaltet die Verluste zur Endenergiegenerierung, wie zum Beispiel Verluste bei Elektrizitätswerken oder Ö Raffinerien. [86]

Total Primary Energy Supply (TPES) by source*
Syrian Arab Republic 1990 - 2016

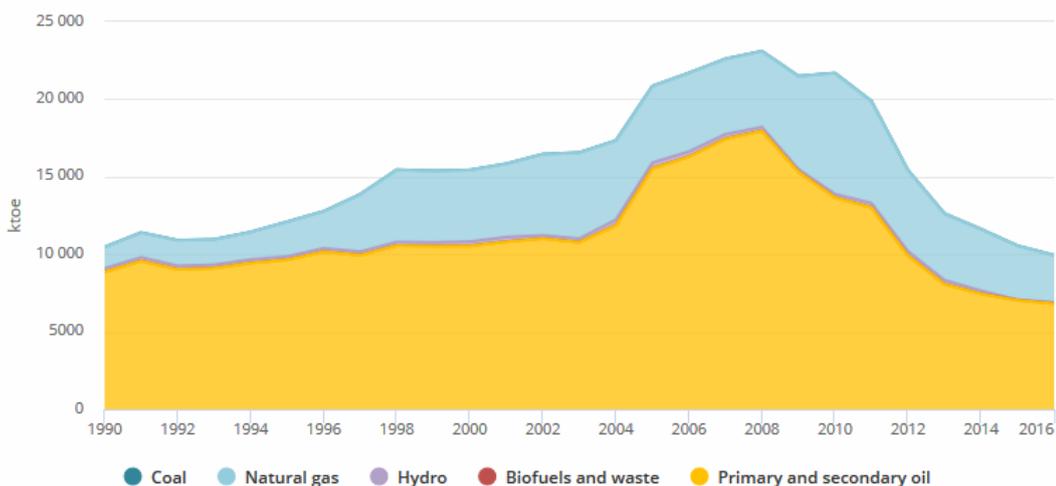


Abbildung 59: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [86]

Total Final Consumption (TFC) by source
 Syrian Arab Republic 1990 - 2016

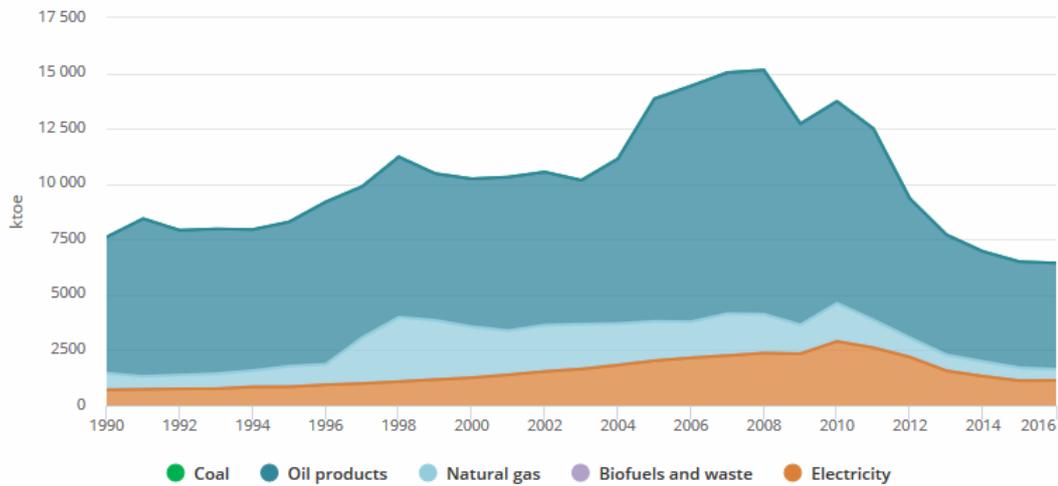


Abbildung 60: Gesamtverbrauch nach Quelle [86]

5.3 Energiestrategie

Die Regierung hat ein RE-Ziel von 4,3% für den Primärenergiebedarf festgelegt, der bis 2030 aus erneuerbaren Energien stammen soll. Tabelle 14 listet die technologiespezifischen Ziele von Syrien für erneuerbare Energieträger auf. [87]

Jahr	CSP in MW	PV in MW	Wind in MW	Bio-masse in MW
2015	-	45	150	-
2020	-	380	1.000	140
2025	50	1.100	1.500	260
2030	-	1.750	2.000	400

Tabelle 14: Technologiespezifische Ziele von Syrien bis 2030 in MW; Zahlen von [87]

Syrien hat im Jahr 2011 progressive Maßnahmen verabschiedet, um Interesse und Aktivität im Bereich der erneuerbaren Energien zu wecken. Das Land hat seinen Markt für private Bauherren geöffnet, Einspeisetarife und eine Nettoerfassungsrichtlinie verabschiedet, den Verkauf von erneuerbarem Strom (private to private) genehmigt und öffentliche Ausschreibungen für die Entwicklung der ersten großen Windprojekte angekündigt. Aufgrund der sich verschlechternden politischen Situation wurden jedoch alle Aktivitäten unterbrochen und die syrische Regierung hatte keine Gelegenheit, die neu eingeführte Politik umzusetzen. [88]

5.4 Analyse des Aufbringungssektors

Der Elektrizitätssektor war bereits vor dem Konflikt schwach und reformbedürftig. Die Nachfrage nach Elektrizität stieg stetig und schneller als der Ausbau der Erzeugungskapazität, was zu Ausfällen und Lastabwürfen führte. Der Lastabwurf im Jahr 2009 betrug 671 GWh gegenüber 391 GWh im Jahr 2008 und sollte in den folgenden Jahren fortgesetzt werden. Erhebliche technische und nichttechnische Verluste und eine Verschlechterung der Infrastruktur führten zu einer unzureichenden Zuverlässigkeit der Stromversorgung, welche sich auf die wirtschaftliche und soziale Entwicklung auswirkte. Die technischen Verluste des Übertragungs- und Verteilungsnetzes beliefen sich im Jahr 2010 auf 15,9%. Die nichttechnischen Verluste (verursacht durch Diebstahl, Fehler bei der Zählerablesung und -abrechnung, usw.) betragen im Jahr 2010 9,9% der gesamten Systemnachfrage. Die hohen Verluste spiegelten unzureichende Investitionen und eine schlechte Sektorsteuerung wider. [85]

Der physische Schaden an der Strominfrastruktur durch den Konflikt war schwerwiegend, aber die Funktionalität des Übertragungsnetzes wurde bisher weitgehend aufrechterhalten. Sekundärinfrastrukturen (Stromleitungen und Umspannwerke) erscheinen nach Medienberichten und Schadensbeurteilungen zumindest teilweise funktionsfähig. [85]

Obwohl das nationale Stromnetz weitgehend funktionsfähig ist, sind die Übertragungsquoten nach wie vor in den meisten Teilen des Landes sehr schlecht, und einige Gebiete sind seit Jahren von der öffentlichen Versorgung getrennt. Die drei Staudämme und fünf der 13 großen Kraftwerke, für die Informationen verfügbar waren, sind weiterhin voll betriebsfähig, und zwei andere Kraftwerke sind teilweise in Betrieb (Abbildung 61). [85]

Die beiden größten durch Kämpfe zerstörten Kraftwerke sind das Zeyzoun-Kraftwerk in Idlib (544 MW) und ein thermisches Kraftwerk in Aleppo (1.065 MW). Das Kraftwerk Al-Teem, ein kleines Elektrizitätswerk in der Nähe der Stadt Deir ez-Zor (100 MW), wurde ebenfalls vollständig zerstört. [85]

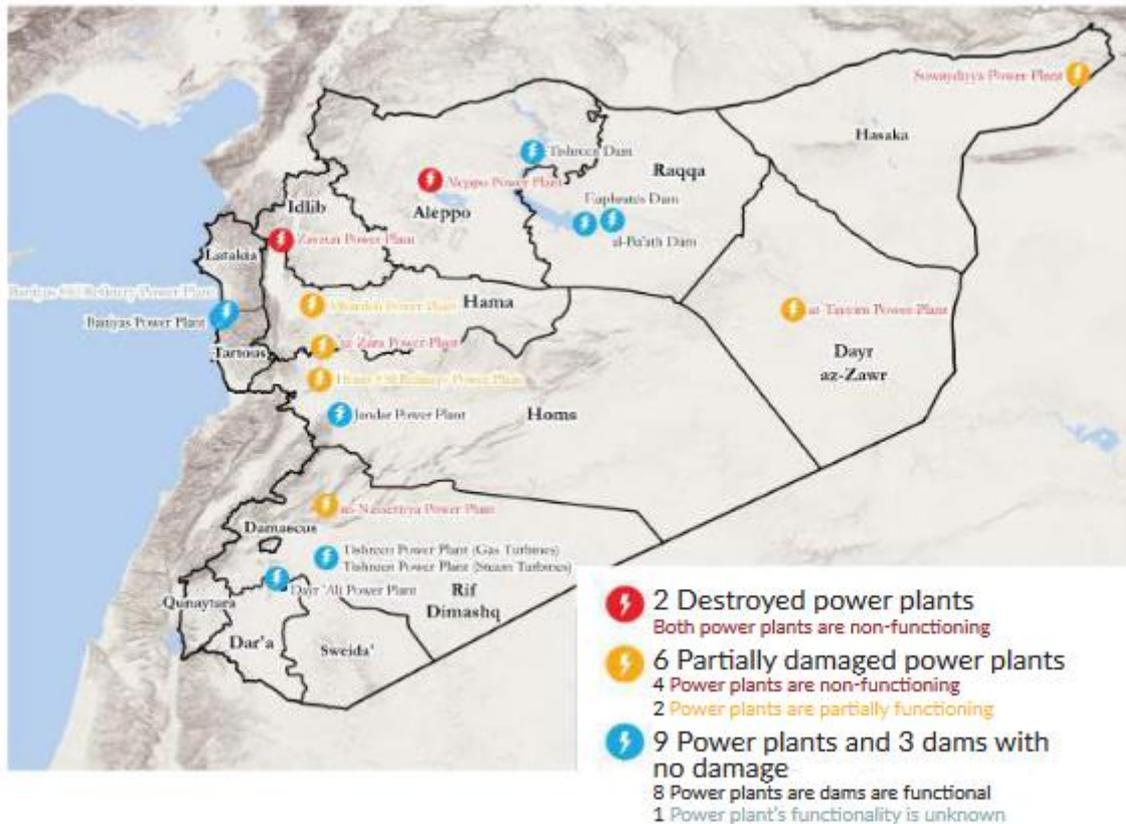


Abbildung 61: Geschätzter Schaden an wichtigen Anlagen des Energiesektors [85]

Im Zeitraum 1994 bis 2011 stieg der Spitzenlastbedarf von 2.474 MW auf 9.034 MW, was einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 7,9% entspricht. Um dem Anstieg der Spitzenlast und des Strombedarfs gerecht zu werden, wurde die verfügbare installierte Leistung von 3.600 MW auf 8.500 MW erhöht. Im Jahr 2011 erreichte der gesamte erzeugte Strom rund 49 TWh. Die Erzeugung stammte zu 95% aus thermischen Kraftwerken und zu 5% aus Wasserkraft. [89]

Laut dem vom Public Establishment of Electricity for Generation and Transmission (PEEGT) erstellten technischen Statistikbericht für 2016 standen von der installierten Gesamtleistung von 9.685 MW im Jahr 2016 nur 5.227 MW zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der Kraftstoffverfügbarkeit kann diese Zahl jedoch noch auf unter 30% sinken. [89]

Im Zeitraum des Bürgerkriegs waren Wasserkraftwerke stark betroffen und der erzeugte Strom sank von 2.998 GWh im Jahr 2011 auf 929 GWh im Jahr 2016. [89]

Der Rückgang der Stromversorgung hat zu schweren Störungen im Leben der Syrer geführt (Tabelle 15). Die Mehrheit der Städte erhält täglich nur wenige Stunden Strom. Die Regierung hat im ganzen Land eine Rationierungspolitik durch Lastabwurf angewandt. Die Verfügbarkeit von Elektrizität variiert erheblich zwischen den Bezirken einer einzelnen Stadt sowie zwischen Stadt und Land. Zeitpläne werden unregelmäßig und

ohne entsprechender Warnung angepasst, vor allem in Bezug auf die Verfügbarkeit von Kraftstoff. Eine strategische Umleitung von Elektrizität ist üblich, zum Beispiel bei Ernten, für die Bewässerung oder die Notwendigkeit, kritische Infrastrukturen wie Krankenhäuser aufrecht zu erhalten. [85]

Stadt	Physikalischer Status in %			Betriebsstatus in %		
	Kein Schaden	Teilweiser Schaden	Zerstört	Funktioniert	Funktioniert teilweise	Funktioniert nicht
Aleppo	89,39	3,81	6,80	0,33	99,00	0,66
Idlib	94,29	1,43	4,29	92,86	2,86	4,29
Hama	99,24	0,51	0,25	0,25	99,75	0,00
Kobani	66,67	33,33	0,00	66,67	0,00	33,33
Tadmur	30,00	70,00	0,00	10,00	90,00	0,00
Douma	88,24	5,88	5,88	23,53	64,71	11,76
Raqqa	94,59	0,00	2,70	13,51	86,49	0,00

Tabelle 15: Status der Infrastruktur für das Stromnetz und die Stromversorgung in sieben Städten in Syrien in %; Zahlen von [85]

Stromknappheit hat verschiedene Bewältigungsmechanismen ausgelöst. Aufgrund der Krise blüht der Schwarzmarkt für Kraftstoffe und für illegale Stromerzeugung auf. Die Kraftstoffpreise sind in den einzelnen Städten sehr unterschiedlich, je nach Zugänglichkeit und unterschiedlichen Preissystemen in den Regionen. Gewerbliche und private Erzeuger sowie Autobatterien (aus dem Netz oder aus anderen Quellen geladen) dienen in vielen von Konflikten betroffenen Städten als Hauptstromquelle für Haushalte. Umfragen in Aleppo, Homs und Idlib zeigen, dass sich nur ein geringer Prozentsatz der Befragten zur Stromerzeugung ausschließlich auf das öffentliche Stromnetz stützt (Abbildung 62). Viele Haushalte haben Elektrogeräte für den Betrieb mit 12-Volt-Autobatterien umgerüstet. [85]

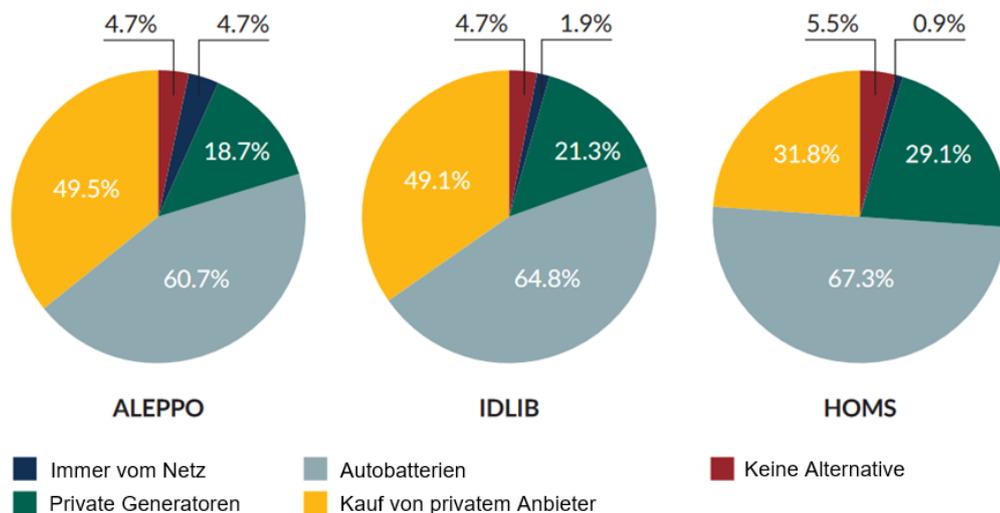


Abbildung 62: Quellen der Stromversorgung in drei von Konflikten betroffenen Städten; eigene Darstellung nach [85]

Die syrische Regierung subventioniert weiterhin Strom, aber in welchem Ausmaß ist unklar. Die Stromsubventionen belasten weiterhin die staatlichen Ressourcen. Obwohl keine Daten zur tatsächlichen Höhe der Stromsubventionen vorliegen, berichten lokale Medien, dass die Strompreise angestiegen sind, um staatliche Ressourcen freizusetzen. Die Stromtarife variieren je nach Art des Verbrauchers, nach Stromverbrauch und nach Spannungsebene. [85]

5.5 Elektrizitätssektor

Der Energiesektor ist ein fester Bestandteil der inländischen Wirtschaftsaktivitäten, und die wichtigsten Abteilungen im syrischen Energiesektor sind das Ministerium für Erdöl- und Mineralressourcen, das Elektrizitätsministerium und die Atomenergiekommission der Arabischen Republik Syrien. [90]

Das Elektrizitätsministerium ist verantwortlich für Investitionen, Tarife und Planung im Energiesektor. Die öffentliche Einrichtung für die Übertragung von Elektrizität (PETE) besitzt, betreibt, wartet und entwickelt das Übertragungsnetz. Es ist auch für das Einzelhandelsgeschäft in Bezug auf die an sein Netz angeschlossenen Hauptverbraucher verantwortlich. Das Stromsystem wird vom Public Establishment for Electricity (PEE) verwaltet, die in PEEGT (Erzeugung und Übertragung) und PEDEEE (Verteilung und Nutzung elektrischer Energie) unterteilt ist. [90]

PEEGT ist für die Übertragung verantwortlich, einschließlich der 400 kV- und 230 kV-Hochspannungsleitungen, während PEDEEE die 66 kV-, 20 kV- und 0,4 kV-Leitungen überwacht. [90]

Infolgedessen beliefert PEEGT 230 kV-Kunden, welche größtenteils große Industrien und Bewässerungsanlagen sind. Alle anderen Kunden stehen unter der Verantwortung von PEDEEE. Die öffentliche Einrichtung zur Verteilung und Nutzung elektrischer Energie ist für 14 regionale Verteilungsbehörden zuständig. Die Organisationsstruktur des Elektrizitätsministeriums ist in Abbildung 63 dargestellt. [90]

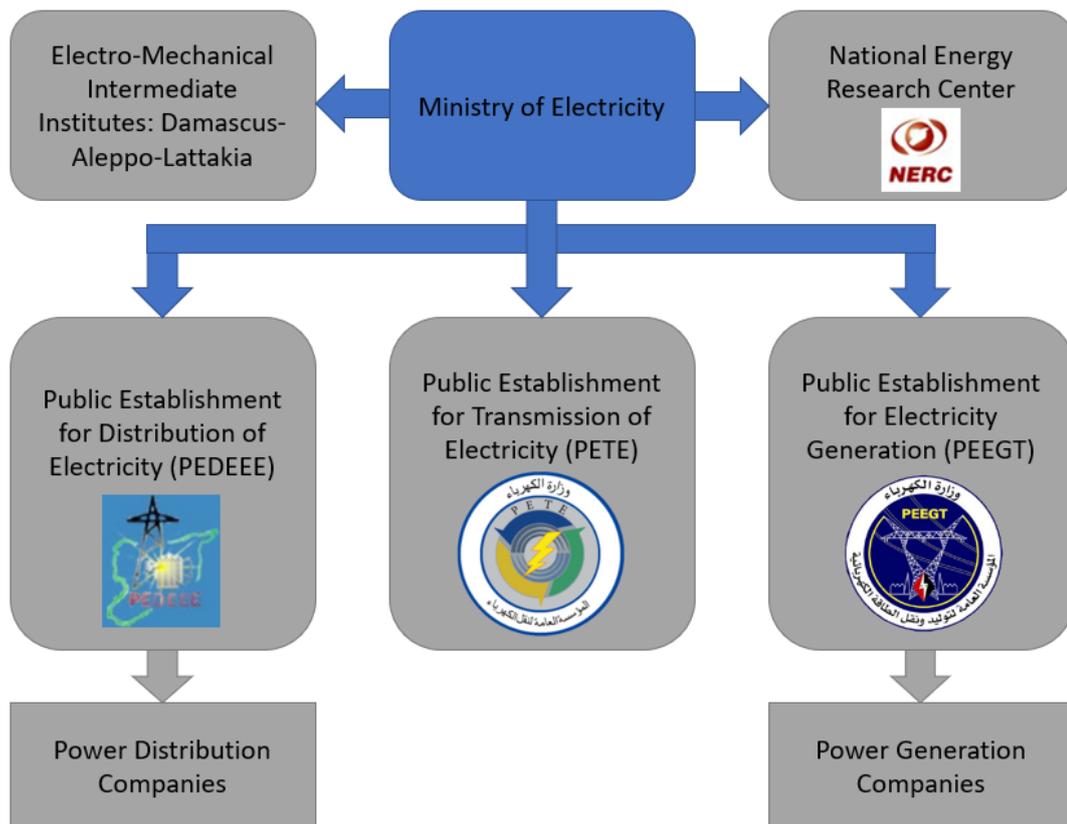


Abbildung 63: Diagramm zur Veranschaulichung der Organisationsstruktur des Elektrizitätsministeriums; eigene Darstellung nach [90]

Das Bewässerungsministerium ist für die Verwaltung der Wasserressourcen und Wasserkraftwerke zuständig. Die allgemeine Einrichtung für den Euphrat-Damm ist für die drei Hauptwasserkraftwerke von Thawra, Baath und Tishreen verantwortlich, die alle am Euphrat liegen. Diese Anlagen erzeugen 9% der gesamten Elektrizität. [90]

Das NERC (National Energy Research Center) ist für folgende Aufgaben verantwortlich: [88]

- Wissenschaftliche Studien und Forschung
- Höheres Institut für angewandte Wissenschaften und Technologie
- Forschungszentren an Universitäten; hauptsächlich Damascus University
- Industrielles Forschungs- und Testzentrum

6 Elektrizitätswirtschaftliche Simulation und Analyse

6.1 Simulationsmodell ATLANTIS

Mit dem Simulationsmodell „ATLANTIS“ des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) an der Technischen Universität Graz wird ermöglicht, das europäische und nordafrikanische Netz realitätsgetreu abzubilden und Berechnungen durchzuführen. ATLANTIS erlaubt langfristige Szenario-Berechnungen (bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus) und umfasst den technischen sowie den wirtschaftlichen Bereich des Elektrizitätssystems. Eine Darstellung der Knoten, Leitungen und Kraftwerke des europäischen, nordafrikanischen und westasiatischen Hochspannungsnetzes sieht man in Abbildung 64. [91]

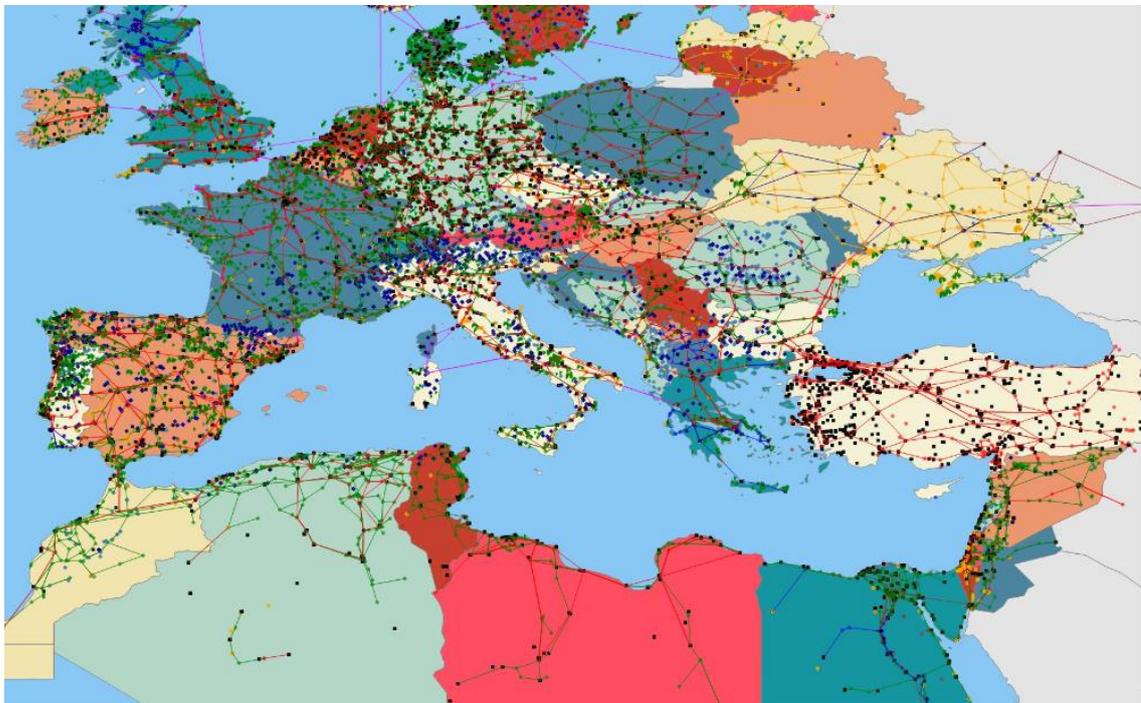


Abbildung 64: Darstellung der implementierten Knoten, Kraftwerke und Leitungen in ATLANTIS [92]

ATLANTIS besteht aus einem physikalischen Modellansatz zur Berechnung des Lastflusses (Knoten, Leitungen, Kraftwerke mit Verbrauchsgewichtung) und einem wirtschaftlichen Modellansatz. Dieser dient zur Ermittlung des Stromhandels zwischen Unternehmen, der Marktpreise, der Bilanzrechnungen und der Gewinn/Verlustrechnungen.

Vier Modellrechnungen, wie in Tabelle 16 aufgelistet, stehen zur Auswahl [91]:

Marktmodell ohne Lastfluss	Marktmodell mit Lastfluss
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine leitungsgebundenen Übertragungsrestriktionen ▪ Berechnung des kostenminimierenden Kraftwerkseinsatzes auf Basis von Angebot- & Nachfragekurven 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mit leitungsgebundenen Restriktionen ▪ DC optimized power flow (DC-OPF) <ul style="list-style-type: none"> ▪ DC Lastfluss ausreichend für Langzeituntersuchungen ▪ 70% Kriterium als vereinfachtes (n-1)-Prinzip
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Börsenmodell ➤ Zonenpreismodell 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gesamtmarktmodell ➤ Redispatch-Zonenpreismodell

Tabelle 16: Modellrechenarten; eigene Darstellung nach [92]

Im Anschluss werden die vier Modellrechenarten kurz erklärt. Es sei zu erwähnen, dass bei dieser Arbeit nur das **Redispatch-Zonenpreismodell** verwendet wurde:

Börsenmodell (Kupferplatte für Europa)

Beim Börsenmodell wird bei der Berechnung, bei welcher das gesamte Untersuchungsgebiet als eine „Kupferplatte“ gesehen wird, ein Marktpreis einer bestimmten Periode eines Jahres abhängig von Angebot und Nachfrage ermittelt. Alle Angebots- und Nachfragekraftwerke aller Unternehmen werden anhand des Preises absteigend (Nachfragekurve) oder aufsteigend (Angebotskurve) gereiht. Der Market Clearing Price (MCP) mit der „optimalen“ Menge ergibt sich aus dem Schnittpunkt der beiden Kurven. [93]

Gesamtmarktmodell

Beim Gesamtmarktmodell verfolgt man einen wirtschaftlich kosteneffizienten Optimierungsansatz. Mögliche Marktrestriktionen werden ausgeschlossen und eine gegebenen Produktions-, Verbrauchs- und Übertragungsstruktur wird berücksichtigt und daraus ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt. Für Produktionsstrukturen (Kraftwerke) und Verbrauchsstrukturen wird unter Berücksichtigung der Übertragungsstrukturen (national und länderübergreifend) ein länderübergreifender kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt. [93]

Zonenpreismodell

Das Zonenpreismodell stellt eine Zone (entsprechen bei Simulation einem Land) als Kupferplatte dar. Einschränkungen bei Stromimporten sowie -exporten werden mittels Net Transfer Capacities (NTC) zwischen den Ländern definiert. Anschließend wird innerhalb einer Zone der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz berechnet und der Markträumungspreis jeder Zone ermittelt. Zwischen einer „billigeren“ Preiszone und einer „teureren“ Preiszone kann unter Einhaltung der NTCs ein Handel entstehen. Als Ergebnis liefert das Modell den Zonenpreis je Land, die Handelsflüsse zwischen den Ländern und

die Auslastung sowie produzierte Energie jedes Kraftwerks. Verwendet wird dieses Modell, um den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz innerhalb eines Landes zu berechnen. Das Netz wird hier als ideal (Kupferplatte; keine Engpässe) angesehen. [94]

Redispatch-Zonenpreismodell

Beim Redispatch-Zonenpreismodell werden im Gegensatz zum Zonenpreismodell auch physikalische Leitungsrestriktionen (thermische Limits) mitberücksichtigt. Die Berechnung des Lastflusses erfolgt mit einer vereinfachten DC-Lastflussrechnung. Falls es nach der Lastflussrechnung zu einer Netzüberlastung kommt, wird zunächst innerhalb einer Zone ein Redispatch und wenn dies nicht ausreicht ein Redispatch über mehrere Zonen durchgeführt. Dieses Modell bildet den realen Kraftwerkseinsatz am besten ab. [94]

Im nächsten Abschnitt wird der Simulationsprozess in ATLANTIS kurz erklärt und in Abbildung 65 dargestellt:

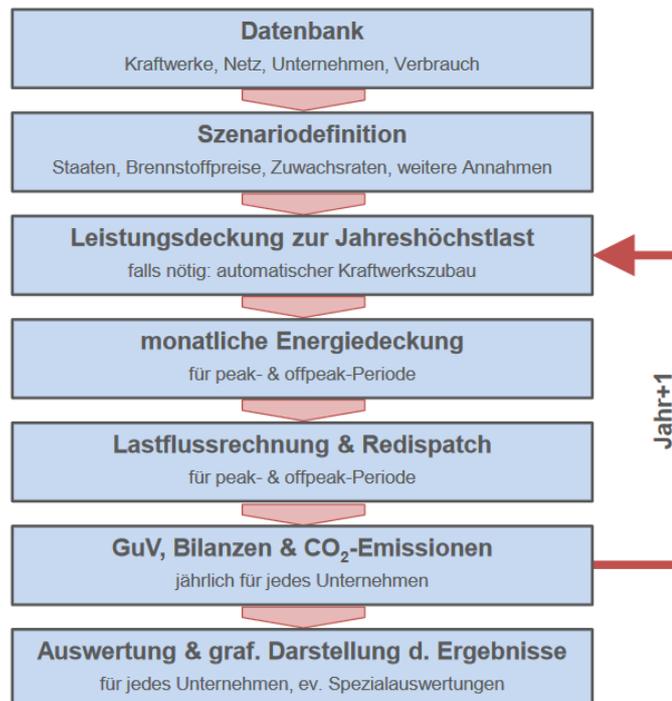


Abbildung 65: Simulationsprozess im ATLANTIS [92]

Eine Stammdatenbank, welche Informationen zu Kraftwerken, Leitungen, Knoten, Bedarf, Verbrauch, Unternehmen sowie viele weitere Einträge enthält, ist Ausgangspunkt. In den Prozess fließt ebenfalls ein gewisser Verlauf von Parametern mit ein, welcher mittels Szenariodefinition, zum Beispiel für Brennstoffpreise, Zuwachsraten oder weiterer Annahmen, eingestellt werden kann. Danach kommt es zur Leistungsdeckungsrechnung, wobei die Jahreshöchstlast mittels der Kraftwerke in der Datenbank gedeckt werden muss. Ist das nicht der Fall, werden virtuelle Ersatzkraftwerk errichtet und die Be-

rechnung fortgesetzt. Monatlich werden Energiedeckungsberechnungen und Lastflussberechnungen für Peak- und Off-Peak-Perioden durchgeführt. Anschließend werden wirtschaftliche Parameter miteinbezogen, um Erkenntnisse über GuV, Bilanzen und CO₂-Emissionen zu erzeugen. Diese Schritte werden unter Mitberücksichtigung der Ergebnisse des bereits durchlaufenen Jahres, nun für das nächste Jahr wiederholt. Bei der vorliegenden Arbeit wird bis zum Jahr 2030 simuliert. Es wäre jedoch technisch möglich die Simulation bis 2050 zu erweitern. Nach Beendigung der Simulation, welche mehrere Stunden dauern kann, liegen zahlreiche Daten bereit, welche durch weitere Softwaretools ausgewertet werden können. [92]

Die Software zur Benutzeroberflächendarstellung des Simulationsmodells wird mittels Microsoft Access und einer VBA-Umgebung (Visual Basic for Applications) bereitgestellt. Die Datenbank basiert auf SQL (Structured Query Language). Optimierungsberechnungen werden mit der Software GAMS (General Algebraic Modeling System) durchgeführt und die Software VISU ist für grafische Auswertungen zuständig. [92]

Mit ATLANTIS können folgende Untersuchungen durchgeführt werden [91]:

- Entwicklung regionaler Strompreise
- Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens von Leitungs- und Kraftwerksbauten
- Erfordernisse hinsichtlich Infrastrukturentwicklung
- Analysen für die Integration erneuerbarer Energien
- Systemgrenzkosten erneuerbarer Energien
- Stresstests zur Simulation von Energieverknappungen
- Wirkungen von Power-Demand-Side-Management
- Vorab-Analysen von verschiedenen Regulierungen und Marktorganisationen (z.B. neue Richtlinien, CO₂-Regelungen)
- und viele weitere Untersuchungen

6.2 Modellerstellung

Die bisher ins ATLANTIS integrierten Länder umfassten Länder auf dem europäischen Kontinent und in den letzten Monaten wurden einige nordafrikanische Länder in die Simulationssoftware integriert. Somit kamen Marokko, Tunesien, Algerien, Libyen und Ägypten hinzu. Damit der Mittelmeerring nach Europa geschlossen werden kann, sollen noch die Türkei und die in dieser Arbeit ausgearbeiteten Länder Jordanien, Israel, Libanon und Syrien folgen.

Kraftwerksdaten wurden hauptsächlich aus der PLATTS-Datenbank (2017) entnommen, welche 1.043 verschiedene Einträge (je ein Eintrag pro Aggregat oder Turbine) zu den Kraftwerken oder Erzeugungsanlagen in den vier Ländern enthält. [95]

Da der Standort der Anlagen aus der Datenbank nicht hervorgeht, wurde im Zuge dieser Arbeit versucht jede einzelne Anlage mittels Google Earth [96] ausfindig zu machen. Wurde die genaue Position der Anlage nicht gefunden, wurde als Standort die Stadtmitte angenommen. Wenn sich ein Kraftwerk in der Inbetriebnahmephase oder in Bau befindet und die PLATTS-Datenbank kein Inbetriebnahmejahr bereitstellte, wurde versucht aus verlässlichen Quellen (Webseiten, Berichten und Präsentationen) auf benötigte Daten zu stoßen. Aufgrund der arabischen Sprache und Schrift stellte die Suche eine große Hürde dar. Zwar sind PDF-Dokumente (z.B. Jahresberichte) oft verlinkt, jedoch nicht abrufbar und teilweise nur in Arabisch verfügbar. Bei Übersetzung der Seite ins Englische, erhielt man meist nur eine verkürzte Version davon. Alles in allem gestaltete sich die Modellbildung, vor allem in den kriegsgebeutelten Ländern Syrien und Libanon, etwas kompliziert. Es wurde versucht, die vorhandenen Daten in das Modell einzupflegen und fehlende Daten nach bestem Wissen und Gewissen hinzuzufügen.

Für die Simulation wurden insgesamt 214 Knoten auf drei Spannungsebenen modelliert. Knoten sind Einspeisepunkte von elektrischer Energie oder Punkte, an denen Leitungen mit unterschiedlichen Spannungsniveau durch Transformatoren verbunden sind. Diese Knoten wurden von der Website der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) entnommen und in die Simulation implementiert [97]. Anschließend wurde jedem Knoten eine Verbrauchsgewichtung zugewiesen. Dafür wurde für jedes Bundesland die Bevölkerungszahl ermittelt und auf die jeweiligen Knoten in diesem Bereich aufgeteilt. Es sei zu erwähnen, dass Knoten im städtischen Bereich höher gewichtet wurden als Knoten im ländlichen Bereich.

Leitungen verbinden die Knoten miteinander und unterschiedliche Spannungsniveaus werden über Transformatoren miteinander verbunden. Das Leitungsnetz basiert auf Karten der ENTSO-E [97] und beinhaltet für die Simulation der vier Länder 519 Leitungen. Im Allgemeinen wurde das Leitungsnetz der 400 kV-, 220 kV- und 132 kV-Ebene modelliert. Wenn die Leitungen noch im Bau oder erst geplant sind, werden sie in der ENTSO-E Grid Map strichliert dargestellt und in der Simulation erst zu einem späteren Zeitpunkt aktiviert. Thermische Daten zu Leitungen wurden aus ähnlichen Leitungen anderer Länder des ATLANTIS Modells übernommen.

Durch Recherchen wurde für die Levante Staaten der aktuelle Stand der installierten Leistung für das Jahr 2017 ermittelt und mit den Werten aus der PLATTS-Datenbank verglichen. In Israel fehlten in der Datenbank knapp 2 GW an Kraftwerkskapazitäten, welche dann je nach Art der Aggregate durch Differenzkraftwerke hinzugefügt wurden. Bei PV-Anlagen wurde die Leistung immer auf alle Knoten je nach Bevölkerung aufgeteilt. Der Grund war die Integration von Rooftop-PV-Anlagen, welche im ganzen Land bevölkerungsabhängig einspeisen und im Vergleich zu Freiflächen-PV-Anlagen viel kleiner sind. Alle anderen Arten an Differenzkraftwerken wurden an bestehende Kraftwerke hinzugefügt. Bei den Ländern Jordanien, Libanon und Syrien waren in der Datenbank im Jahr 2017 zu viele Leistungskapazitäten vorhanden, deshalb mussten ältere Kraftwerke manuell in den Jahren vor 2017 stillgelegt werden.

Die recherchierten Ziele bis 2030 wurden mittels Szenariokraftwerken je nach Typ in die Datenbank aufgenommen. Die Ziele sind meist für die Jahre 2020, 2025 sowie 2030 definiert, darum wurden die prognostizierten Kapazitäten an Leistung linear über diese Zeiträume aufgeteilt. Bei PV-Anlagen wiederum wurde die installierte Leistung nicht nur auf die Jahre, sondern auch auf alle Knotenpunkte aufgeteilt. Im Libanon und teilweisen in Jordanien wurden Quellen für die 2030-Ziele gefunden, welche das genaue Jahr für die Implementation gewisser Erzeugungskapazitäten angaben.

Bei der Verbrauchsentwicklung wurde auf der Webseite der IEA der Wert für das Jahr 2016 ermittelt. Von 2017 bis 2030 wird von einer jährlichen Steigerung von 2% ausgegangen. In Tabelle 17 ist der Verbrauch an elektrischer Energie (Domestic Supply) für das Jahr 2016 laut IEA und für das Jahr 2030 laut Prognose dargestellt. [98]

Jahr	Jordanien	Israel	Libanon	Syrien
2016	20.020	61.423	18.759	18.045
2030	26.416	81.046	24.752	23.810

Tabelle 17: Verbrauchsentwicklung in GWh für das Jahr 2016 laut IEA [98] und für das Jahr 2030 laut Prognose bei 2% jährlicher Steigerung

Bei dieser Arbeit wurden die vier Länder – Jordanien, Israel, Libanon und Syrien – als ein Block betrachtet und die angrenzenden Länder wurden nicht in die Simulation miteinbezogen. Der Handel (Import und Export) von Elektrizität mit den Nachbarländern fällt somit simulationsbedingt aus. Innerhalb der vier Staaten jedoch wurde der Handel berücksichtigt.

6.3 Analyse – Jordanien

In diesem Kapitel wird die Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Jordanien durchgeführt. Angefangen vom Stand des Jahres 2017, über die Szenarioerstellung bis 2030 und die Ergebnisse der Simulation bis 2030 bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder zur Jahreshöchstlast von 2017 mit denen von 2030.

6.3.1 Stand „Jordanien 2017“

In diesem Kapitel wird auf den aktuellen Stand von Jordanien eingegangen. Dieser wurde mit Zeitpunkt 2017 angenommen, weil bis dorthin Informationen zur installierten Leistung vorhanden waren und die PLATTS Datenbank von 2017 zur Verfügung stand.

6.3.1.1 Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 66 zeigt den Verlauf der installierten Kraftwerksleistung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2017. Änderungen in diesem Zeitraum hinsichtlich installierter Leistungen gab es hauptsächlich bei Gas- und Ölkraftwerken sowie Windkraft- und Solaranlagen. Wasserkraftwerke und andere Anlagen spielten hingegen kaum eine Rolle.

2011 kam es in Jordanien zu einem großen Ausbau an Gaskraftwerksleistung, indem zwei große Kraftwerke in Al Samra und Al Qatrana in Betrieb gingen. Im Jahr 2012 sieht man in Abbildung 66 eine plötzliche Verringerung der installierten Gaskraftwerksleistung, weil in Aqaba zwei Gasaggregate mit jeweils 130 MW stillgelegt wurden. 2014 wurde in Al Manakher, etwa 30 km von Amman entfernt, ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 632 MW eröffnet, was den enormen Leistungsanstieg im Diagramm erklärt. Im Jahr 2015 kam es, in Form von Windkraftanlagen, zum ersten größeren Zuwachs an erneuerbaren Energien. Vom Jahr 2015 auf das Jahr 2016 bemerkt man einen deutlichen Leistungszuwachs an Solarkraft, welcher bis 2017 andauerte.

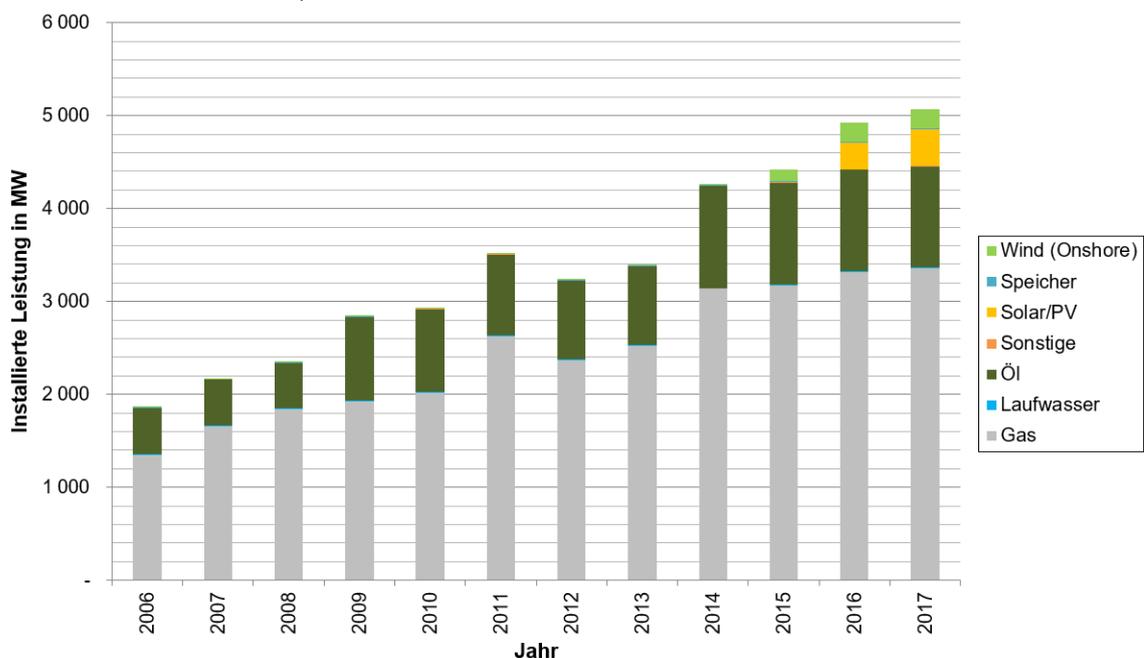


Abbildung 66: Entwicklung der installierten Leistung von Jordanien der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 67 werden die installierten Kraftwerksleistungen bis zum Jahr 2017 in prozentualer Aufteilung dargestellt. Den Großteil der 2017 installierten Leistung in Jordanien lieferten Gaskraftwerke, gefolgt von Öl-KW und Anlagen mit erneuerbaren Energiequellen. 2009 sieht man eine beachtliche Veränderung der Leistungsaufteilung zwischen Öl- und Gaskraftwerken. Der Grund ist die Inbetriebnahme eines großen Ölkraftwerks im Osten von Amman mit einer Kapazität von rund 450 MW.

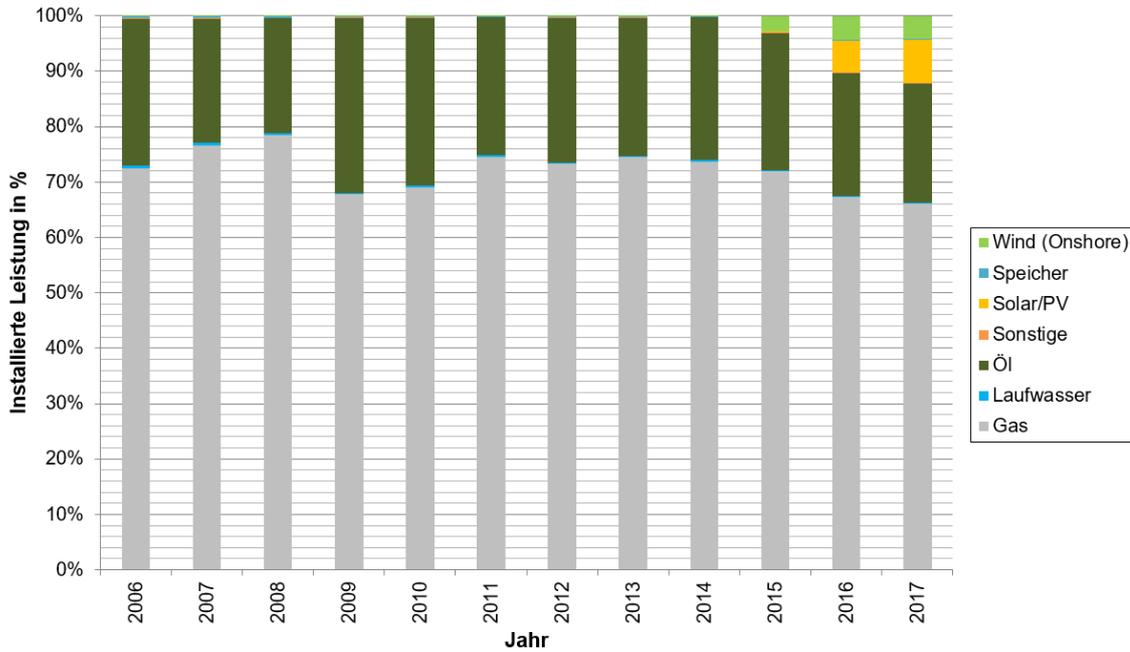


Abbildung 67: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) von Jordanien der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 68 zeigt installierte und außer Betrieb genommene Kraftwerksleistungen der Jahre 2006 bis 2017. Bei den Werten handelt es sich um die Differenz zum jeweiligen Vorjahr. Wie man erkennt, wurden vor allem Kapazitäten aus Gas- und Ölkraftwerken installiert. In den Jahren 2009 und 2014 wurden die letzten zwei Ölkraftwerke in Betrieb genommen, beide davon in Amman und mit einer Leistung von rund 450 MW bzw. 270 MW. Ab dem Jahr 2015 sieht man den erstmaligen Zubau von erneuerbarer Energie. 2012 wurden mehr als 260 MW an Gaskraftwerksleistung deinstalliert. In den Jahren 2010 bis 2012 und schon 2007 wurden kleinere Aggregate an Ölkraftwerken stillgelegt.

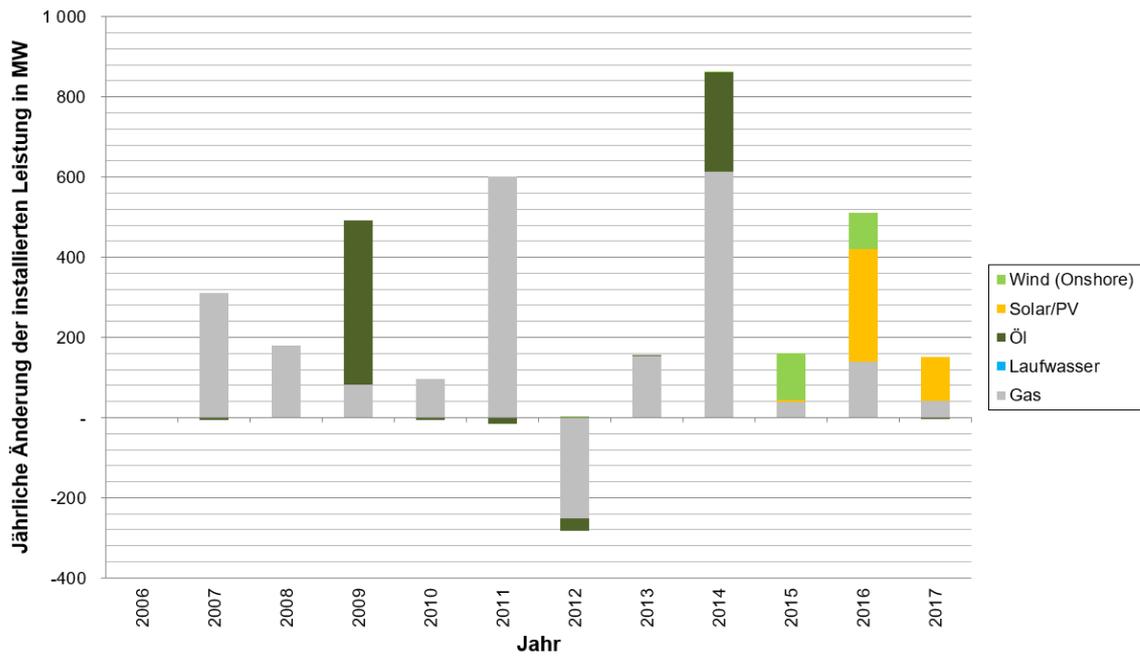


Abbildung 68: Änderung der installierten Leistung von Jordanien der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 69 wird das Jahr 2017 zwischen den Modelldaten und Daten von NEPCO (jordanischer Übertragungsnetzbetreiber) gegenübergestellt. Man sieht, dass bis auf die Gaskraftwerksleistung die Daten recht gut übereinstimmen. Der Grund für den Unterschied bei Gas-KW ist der automatische Gaskraftwerkszubau, den die Simulation vor allem in den Jahren 2007 bis 2009 generierte (9 Einheiten zu je 52 MW). 2015 erzeugte die Simulation ebenfalls vier Einheitsblöcke und in den Jahren 2013 und 2017 je einen Block. Dieser Zubau ist notwendig um eine vernünftige Simulation durchführen zu können.

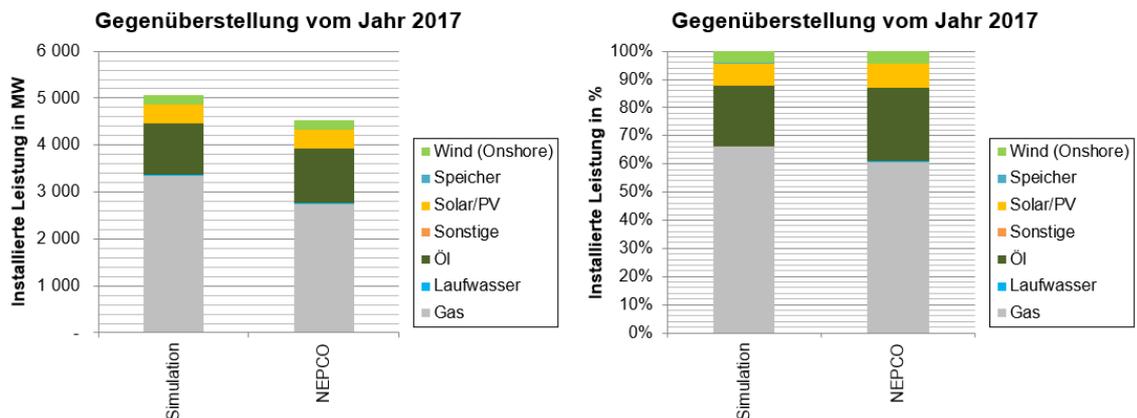


Abbildung 69: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von NEPCO von Jordanien

6.3.1.2 Kraftwerksparkalter aus Sicht des Jahres 2017

Auskunft über das Alter des Kraftwerksparks aus Sicht des Jahres 2017 gibt nachstehende Abbildung 70. Viele Aggregate an Ölkraftwerken sind bereits in fortgeschrittenem Alter. Im Modell werden für Ölkraftwerke 40 Jahre an technische Nutzungsdauer angenommen. Zu erkennen ist etwa eine große Anzahl an Solar- und Windkraftanlagen in den letzten 5 Jahre vor 2017 – daraus lässt sich ein zukünftiger Umstieg auf erneuerbare Energien ableiten. Außerdem sieht man, dass schon 16-20 Jahre zurück (in Bezug auf 2017) erste Versuche am Windkraftsektor unternommen wurden.

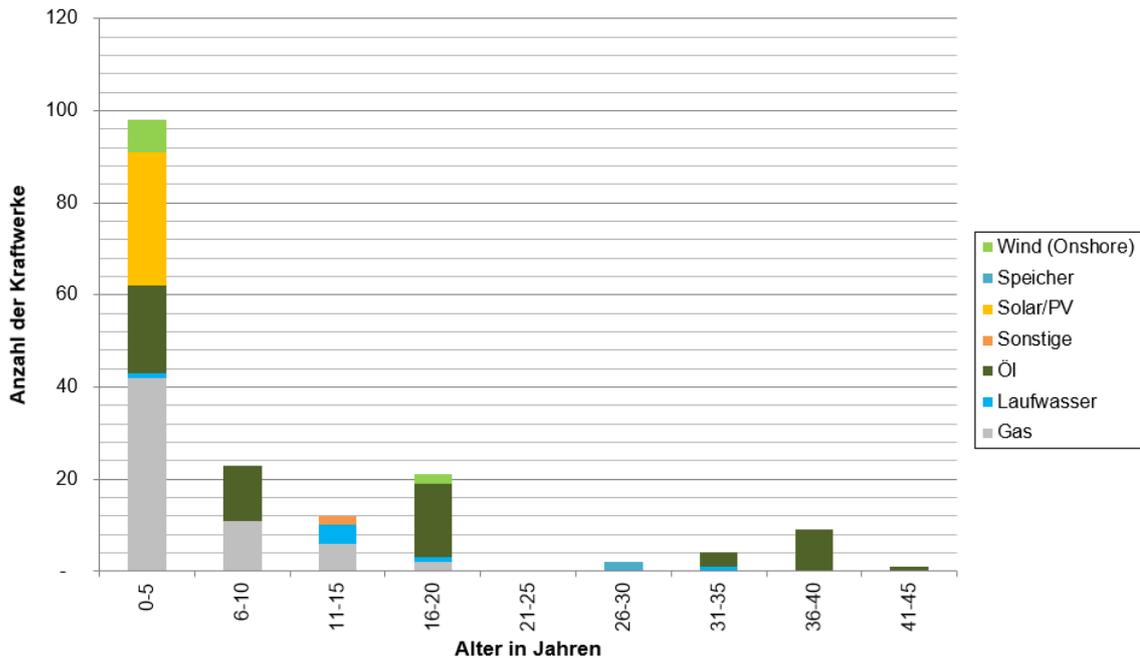


Abbildung 70: Alter des jordanischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke

Die nachfolgende Abbildung 71 zeigt neben dem Alter auch die Leistung der installierten Kraftwerksaggregate aus der Sicht des Jahres 2017. Große Leistungsmengen an erneuerbarer Energie wurden in den letzten 5 Jahren vor 2017 installiert. Außerdem erkennt man, dass sich vor 20 Jahren (in Bezug auf 2017) der Gassektor in Jordanien durchgesetzt hat, davor waren hauptsächlich Ölkraftwerke in Betrieb.

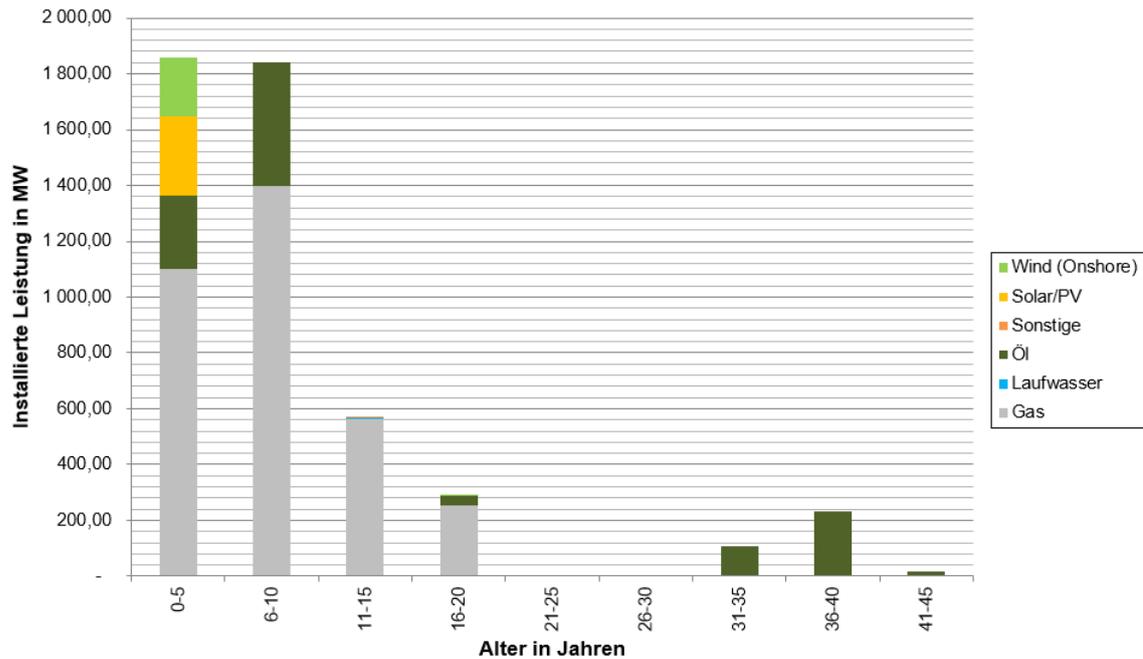


Abbildung 71: Alter des jordanischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung

6.3.2 Szenarioerstellung bis 2030

Die folgenden Unterkapitel gehen auf die Erstellung des Szenarios bis 2030 ein: Angefangen bei den Zielen bis 2030, über das Netzbild von Jordanien, bis hin zur Entwicklung der installierten Leistungen.

6.3.2.1 Ziele bis 2030

Um die Belastung der jordanischen Wirtschaft zu reduzieren, basiert die Strategie auf der Nutzung aller verfügbaren lokalen Energiequellen, um die Abhängigkeit von importierter Energie so gering wie möglich zu halten. [21]

2007 führte die Regierung die Master-Strategie des Energiesektors ein, in der das Ziel für erneuerbare Energien festgelegt wurde. Die aktualisierte Strategie für den Zeitraum bis 2030 ist in Tabelle 18 angeführt. [99]

Jahre	PV	CSP	Wind	Summe
2011-2015	300	-	200	500
2016-2020	650	250	800	1.700
2021-2030	1.841	4.000	1.500	7.341
Summe	2.791	4.250	2.500	9.541

Tabelle 18: Ziele für den RE-Zubau in Jordanien bis 2030 in MW; Zahlen von [23]

Jordanien hat außerdem eine Nuklearstrategie eingeführt, die darauf abzielt, bis 2030 2 GW an installierter Kernkraftwerksleistung zu haben. Diese Kernkraftwerke sollen gestaffelt zu je 1 GW in den Jahren 2023 und 2025 in Betrieb gehen. [99]

Im Jahr 2019 sollen die ersten Kraftwerke, welche mit Ölschiefer arbeiten, errichtet werden. In Attarat sollen zwei Reaktoren mit jeweils 235 MW in Betrieb gehen. In den Jahren 2021 bis 2023 sollen noch insgesamt rund 600 MW an Leistung aus Ölschiefer-Kraftwerken installiert werden. [99]

6.3.2.2 Netzbild von Jordanien

In Abbildung 72 sieht man das Netzbild von Jordanien, bestehend aus Knoten, Leitungen und Kraftwerken. Auffallend ist der Gebrauch von hauptsächlich 400 kV- und 132 kV-Hochspannungsleitungen. Lediglich in Irbid besteht eine 220 kV Leitung ins Ausland nach Syrien. Die 400 kV Verbindung nach Ägypten wurde nicht berücksichtigt, da in dieser Arbeit nur der Block Jordanien-Israel-Libanon-Syrien erarbeitet wurde.

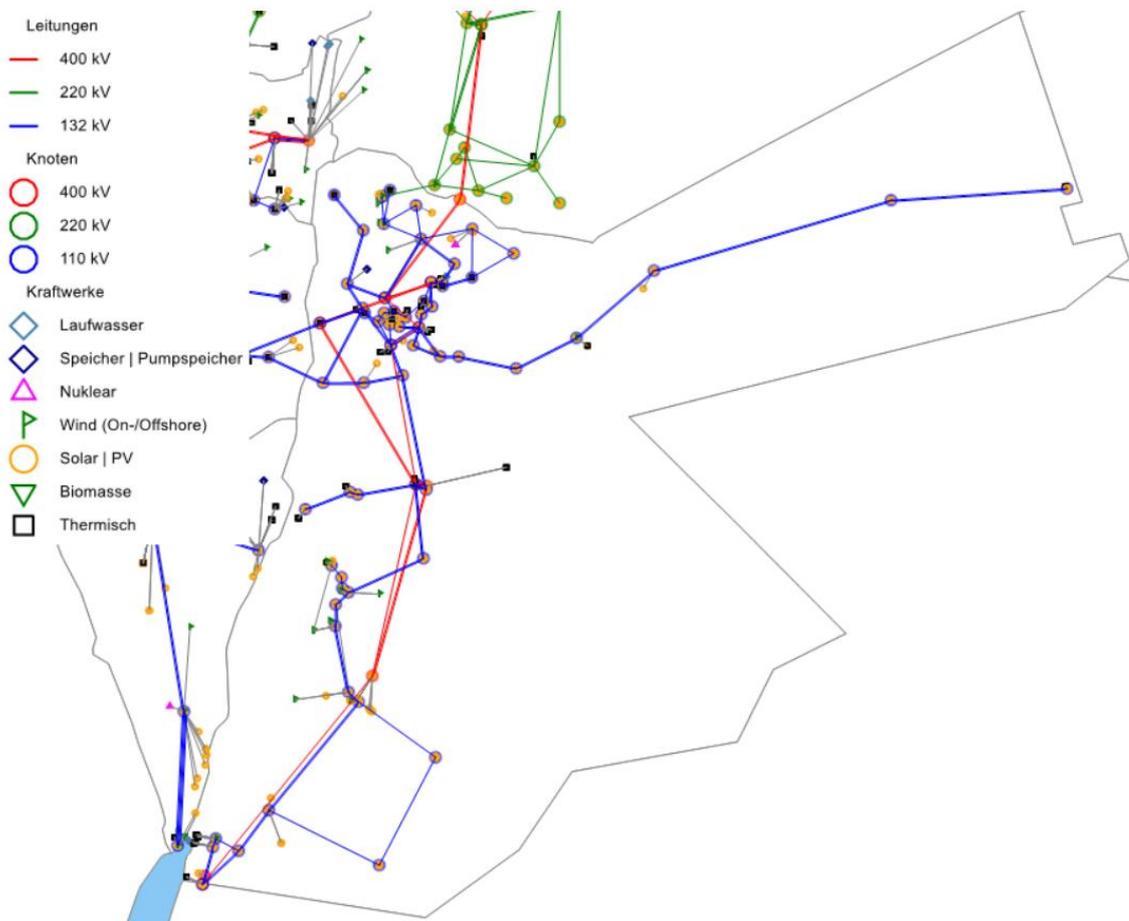


Abbildung 72: VISU-Modelliertes Leitungsnetz von Jordanien mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken

6.3.2.3 Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2030

Die Entwicklung der bisher installierten Kraftwerkskapazitäten und die geplante Entwicklung bis zum Jahr 2030 sind in Abbildung 73 grafisch dargestellt. Man kann erkennen, dass die Leistung bis dato hauptsächlich aus konventionellen Kraftwerken erzeugt wird. Bis Ende 2019 kommt es zu einem leichten Ausbau an erneuerbaren Energien und ab 2020 soll der RE-Zubau enorm ansteigen. Bis 2030 wird die installierte Leistung an PV und CSP insgesamt rund 7 GW betragen und die Windkraft wird 2,5 GW erreichen.

Ab dem Jahr 2023 wird Nuklearleistung aus dem ersten Reaktor des Atomkraftwerks „Majdal“ verfügbar sein. 2025 geht der zweite Reaktor in Betrieb und es werden dann 2 GW an Leistung zur Verfügung stehen.

Da Jordanien über große Vorkommen an Ölschiefer verfügt, sollen bis 2019 die ersten Kraftwerke in Betrieb gehen. Bis 2023 sollen über 1 GW an Leistung aus Ölschieferquellen bereitstehen.

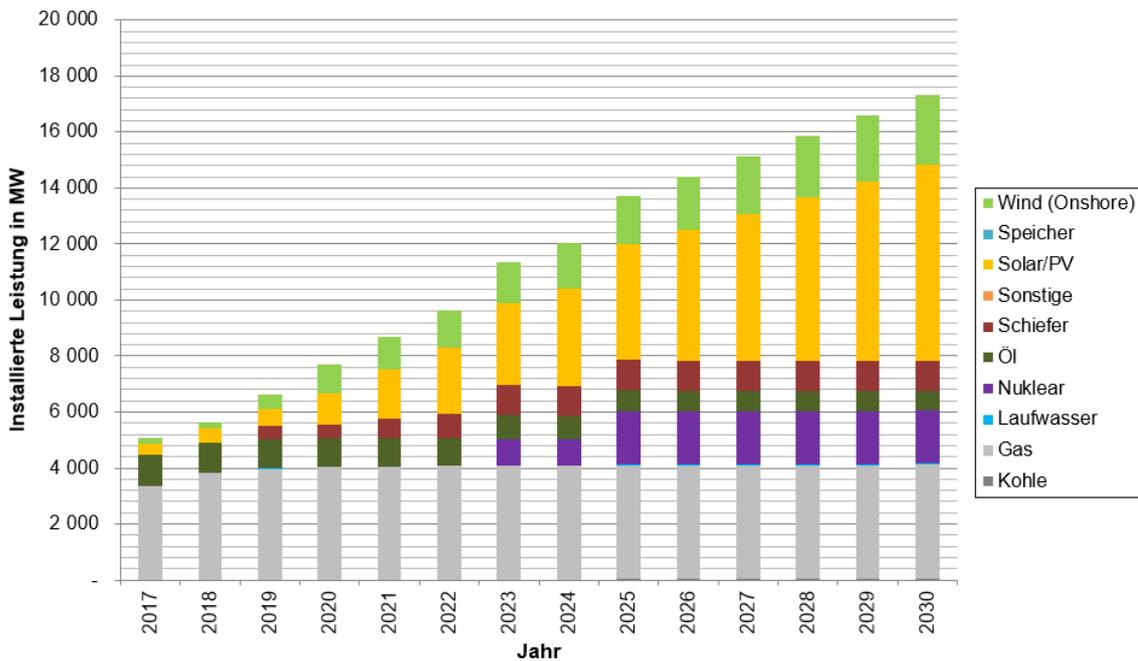


Abbildung 73: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

Die nachstehende Abbildung 74 zeigt noch einmal den Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten. Die Darstellung in prozentualer Weise zeigt noch deutlicher, welchen Stellenwert die einzelnen Erzeugungsarten über den Verlauf der Jahre einnehmen werden. Es deutet an, dass zukünftig konventionelle Kraftwerkskapazitäten durch den voranschreitenden Ausbau an regenerativen Energien eingeholt und verdrängt werden. Schlussendlich wird sich 2030 ein Leistungsanteil von über 50% an erneuerbaren Energien ergeben.

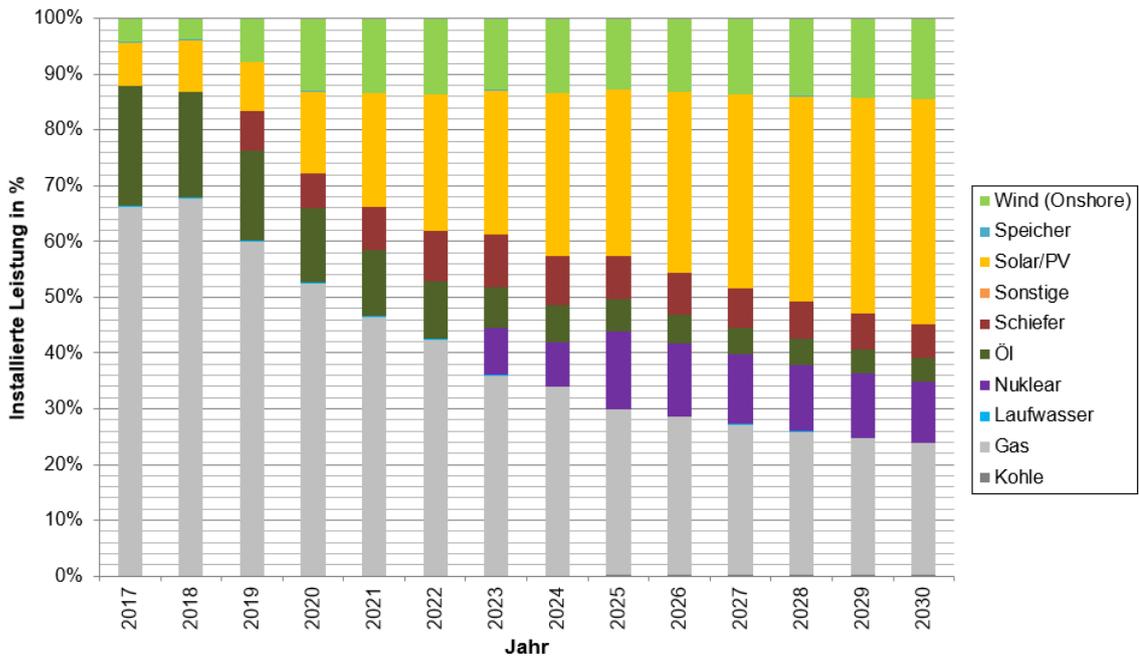


Abbildung 74: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030

In Abbildung 75 ist das plötzliche Auftauchen von Nuklearleistung im Jahr 2023 und 2025 gut zu erkennen. Außerdem sieht man den Zubau der neuen Kraftwerkstechnologie „Ölschiefer“. Ab 2020 wird es in jedem Folgejahr zu großen Leistungszuwächsen an Solarenergie und Windkraft kommen. Generell ist zu erkennen, dass es zu relativ geringem Leistungsabbau und relativ hohem Leistungszubau kommen soll. Leistungsabbau betrifft in den meisten Fällen nur Ölkraftwerke.

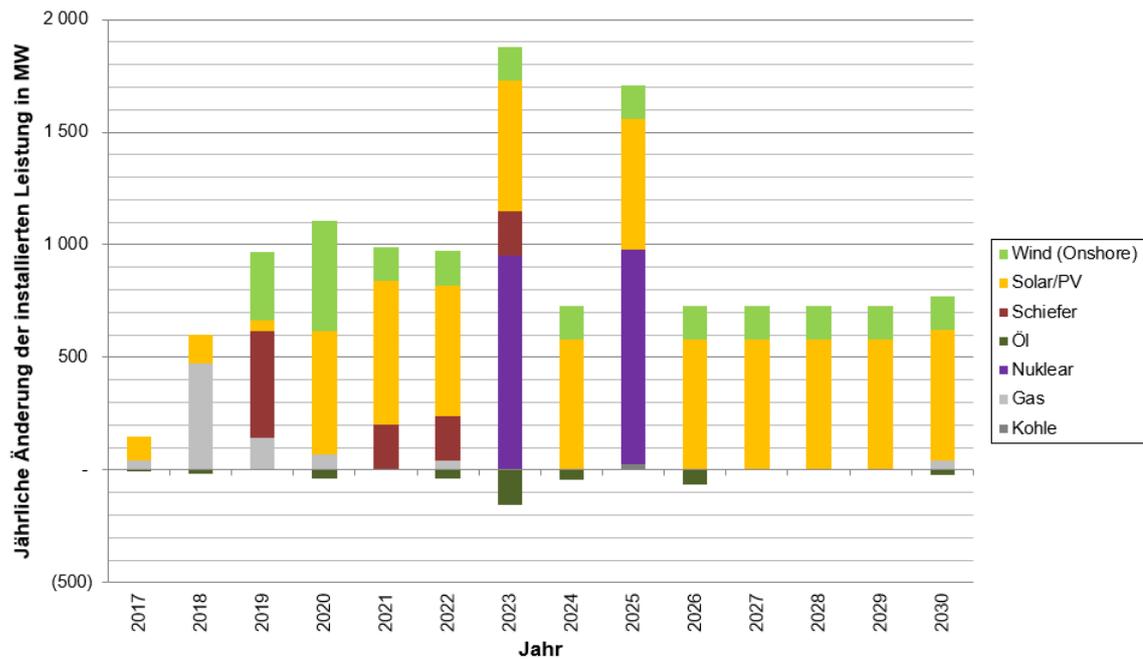


Abbildung 75: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

6.3.3 Ergebnisse der Simulation bis 2030

Nach Aufbereitung aller Daten wurde mit dem Simulationsmodell ATLANTIS eine Elektrizitätswirtschaftliche Simulation des Szenarios bis 2030 durchgeführt. Die folgenden Unterkapitel gehen auf die Ergebnisse der Simulation ein: Angefangen von der produzierten Energie bis 2030, über die Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA und der Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder zur Jahreshöchstlast der Jahre 2016 und 2030.

6.3.3.1 Entwicklung der produzierten Energie 2016 bis 2030

Die Simulation lieferte für das Redispatchmodell die in Abbildung 76 dargestellte Entwicklung der produzierten Energiemenge in GWh der Jahre 2016 bis 2030. Man beobachtet eine stetige Verringerung der Energieproduktion aus Öl- und Gaskraftwerken ab 2019. Bis 2030 soll die erzeugte Energie aus konventionellen Energiequellen (Energie aus Ölkraftwerken nicht mehr vorhanden) nur noch weniger als 4.000 GWh betragen. Im Jahr 2016 war dieser Anteil noch bei fast 19.000 GWh.

Den einzelnen Erzeugungstechnologien liegen verschiedene Erzeugungskosten je produzierter Energiemenge zugrunde. Die Erzeugung der Energie muss dem Energieverbrauch stets folgen. Verständlicherweise werden Kraftwerkstypen mit den niedrigsten Produktionskosten zuerst eingesetzt.

In folgender Darstellung ist erkennbar, dass ab dem Jahr 2019 die Energie aus Gaskraftwerken hauptsächlich durch jene aus erneuerbarer Energie und Energie aus Ölschieferkraftwerken ersetzt wird. Obwohl die installierte Kapazität aus Gaskraftwerken bis zum Jahr 2022 zunimmt (siehe Abbildung 75), geht die produzierte Menge an Energie aus diesen Kraftwerken bereits ab dem Jahr 2019 zurück. Ab 2023 wird wiederum die Produktion aus Ölschiefer- und Gaskraftwerken durch noch billigere Energie aus dem „Majdal“- Atomkraftwerk ersetzt. Die produzierte Menge an Energie aus Windkraftanlagen wird bis zum Jahr 2024 ansteigen und ab dem Jahr 2025 durch Solar- und Atomenergie zurückgedrängt.

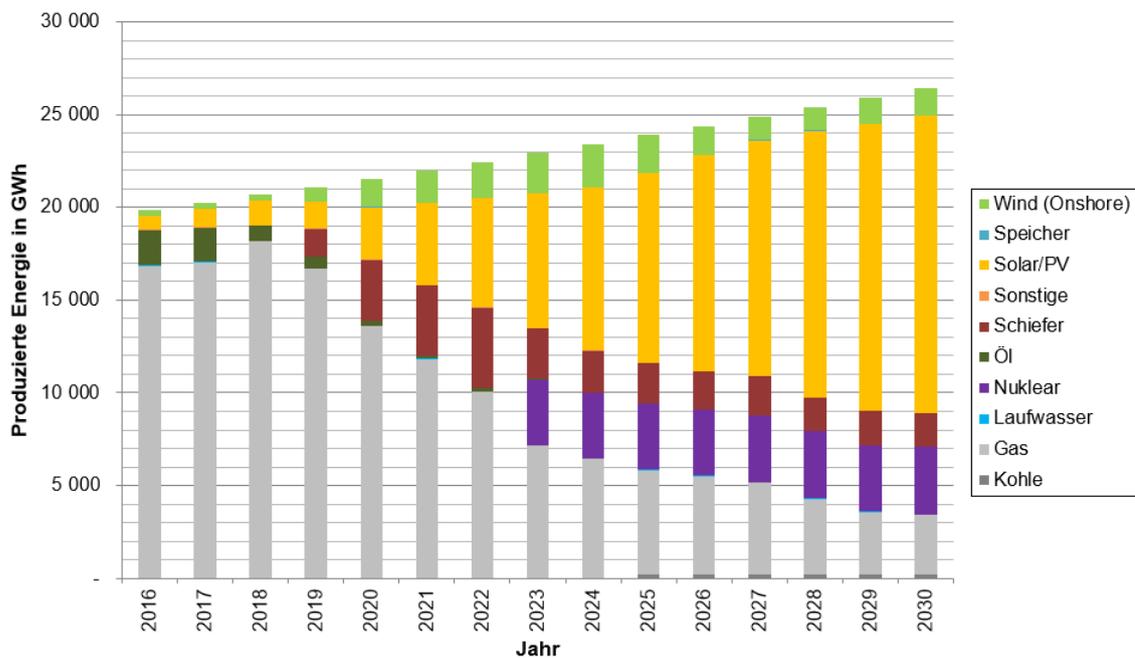


Abbildung 76: Entwicklung der produzierten Energiemenge in Jordanien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 77 zeigt eine normierte Darstellung des Verlaufs der produzierten Energiemengen der Jahre 2016 bis 2030 des Redispatchmodells. Hier erkennt man besonders gut den anteilmäßigen Rückgang der produzierten Energie aus Gas- und Ölkraftwerken und deren Ersatz durch kostengünstigen erneuerbaren Strom. Ab dem Jahr 2024 wird keine Energie mehr aus Ölkraftwerken erzeugt. Aus erneuerbaren Energieträgern würden demnach im Jahr 2030 rund 65% der erzeugten Energie stammen. Das meiste davon aus Photovoltaikanlagen oder Solarkraftwerken. Der Rest der Energie wird aus fossilen und nuklearen Energieträgern gewonnen werden.

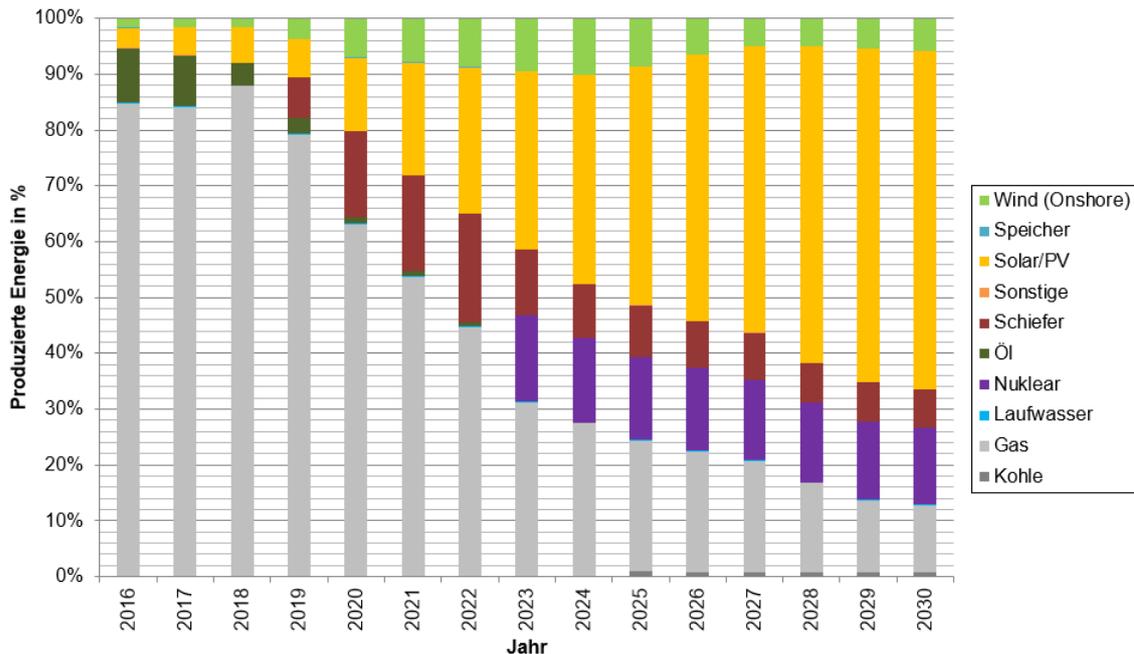


Abbildung 77: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) in Jordanien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 78 zeigt die jährliche Änderung der produzierten Energiemenge zum Jahr davor. Ab 2019 sieht man, dass vermehrt auf konventionelle Energien verzichtet wird und diese durch billigere Energie aus Ölschieferkraftwerken und erneuerbarer Energie ersetzt wird. Im Jahr 2023 beobachtet man den Zuwachs an Nuklearenergie, welcher teurere Energiequellen aus Gas- und Ölschieferkraftwerken stilllegt. Ab 2025 wird Energie aus Windkraftanlagen durch Solarenergie ersetzt. Der Grund ist die Netzüberlastung in Bereichen der Windkraftanlagen, was in Abbildung 83 hervorgehoben ist. Das Netz muss ausgebaut werden, um den Strom aus Windaggregaten zu den Verbrauchszentren zu bringen.

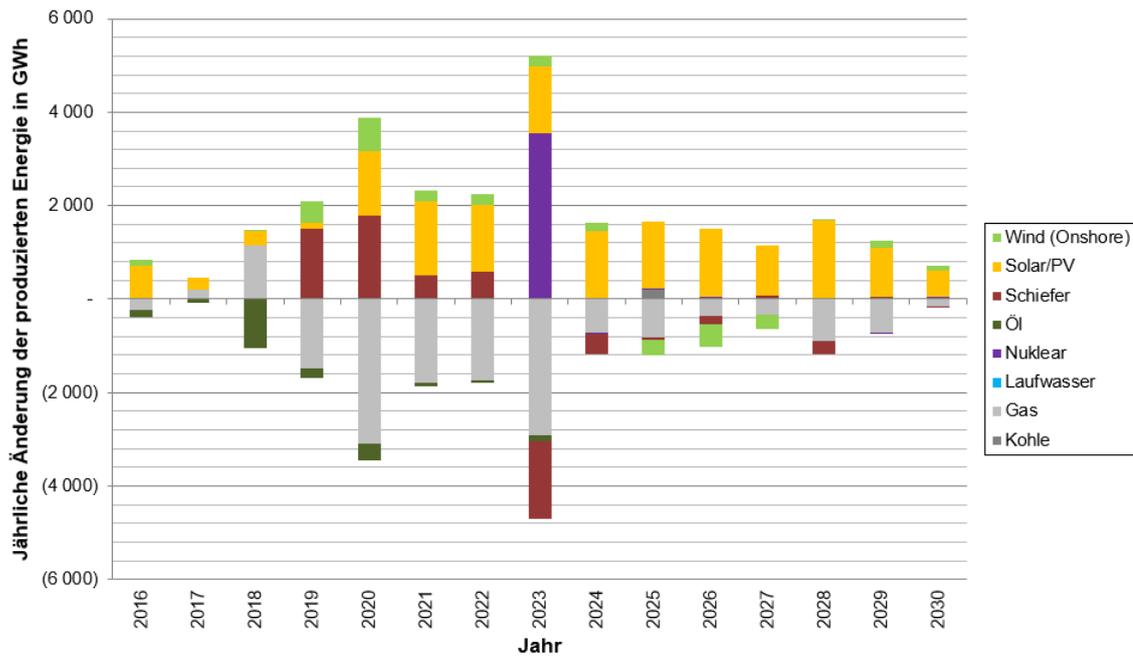


Abbildung 78: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge in Jordanien von 2016 bis 2030

In Abbildung 79 wird das Jahr 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA (International Energy Agency) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Balkenaufteilungen von beiden Quellen fast ident sind. Somit stimmen die Datenbanken für die Simulation mit den tatsächlichen Energieproduktionsdaten von Jordanien sehr gut überein.

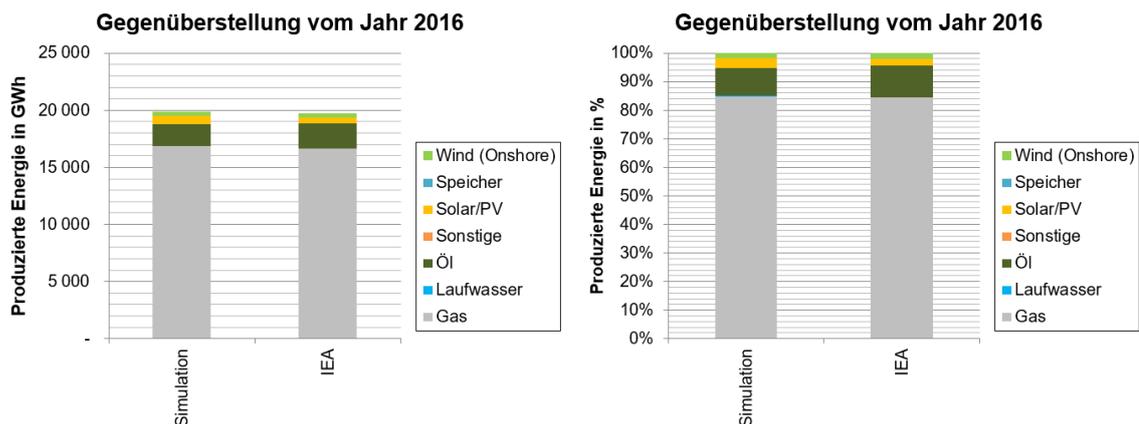


Abbildung 79: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA von Jordanien

6.3.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030

Wie es um das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2030 steht, zeigt die folgende Abbildung 80. Man erkennt, dass sich der Großteil der Kraftwerke in einem jungen Alter von weniger als 20 Jahren befinden. Zu den älteren Kraftwerken 2030 zählen zwei Speicherkraftwerke sowie ein Laufwasserkraftwerk.

Aus dem Diagramm ist ablesbar, dass sich eine relativ große Anzahl an Öl- und Gaskraftwerksaggregaten aus Sicht des Jahres 2030 in einem Alter zwischen 16 und 20 Jahren befinden. Dies bedeutet noch eine lange Lebensdauer bis diese Kraftwerke die technische Nutzungsdauer von 40 bzw. 45 Jahren erreichen werden. Außerdem ist ersichtlich, dass es eine große Anzahl an installierten PV- und CSP-Anlagen geben wird.

Es ist zu erwähnen, dass regenerative Kraftwerke nach Ablauf der Lebensdauer wieder in Betrieb genommen werden und der Wirkungsgrad leicht erhöht wird. Dieser Vorgang nennt sich „Refurbishment“. Konventionelle Kraftwerke werden nach deren Nutzungsdauer nicht erneut in Betrieb genommen, außer es wurde explizit ein Überholungsjahr definiert.

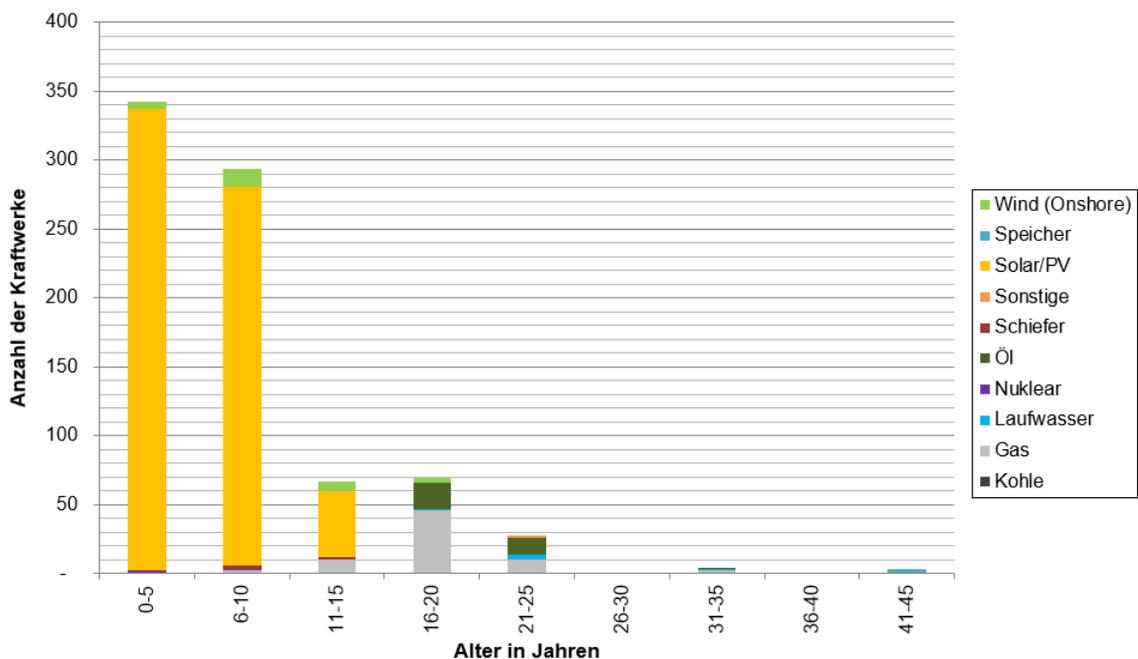


Abbildung 80: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030

Die nachfolgende Abbildung 81 zeigt das Alter des Kraftwerkspark aus der Sicht des Jahres 2030, diesmal jedoch die installierten Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen. Ein Großteil der installierten Leistung wird dem Diagramm zur Folge erst ab 2020 installiert werden, ist dementsprechend im Jahr 2030 erst höchstens 10 Jahre alt.

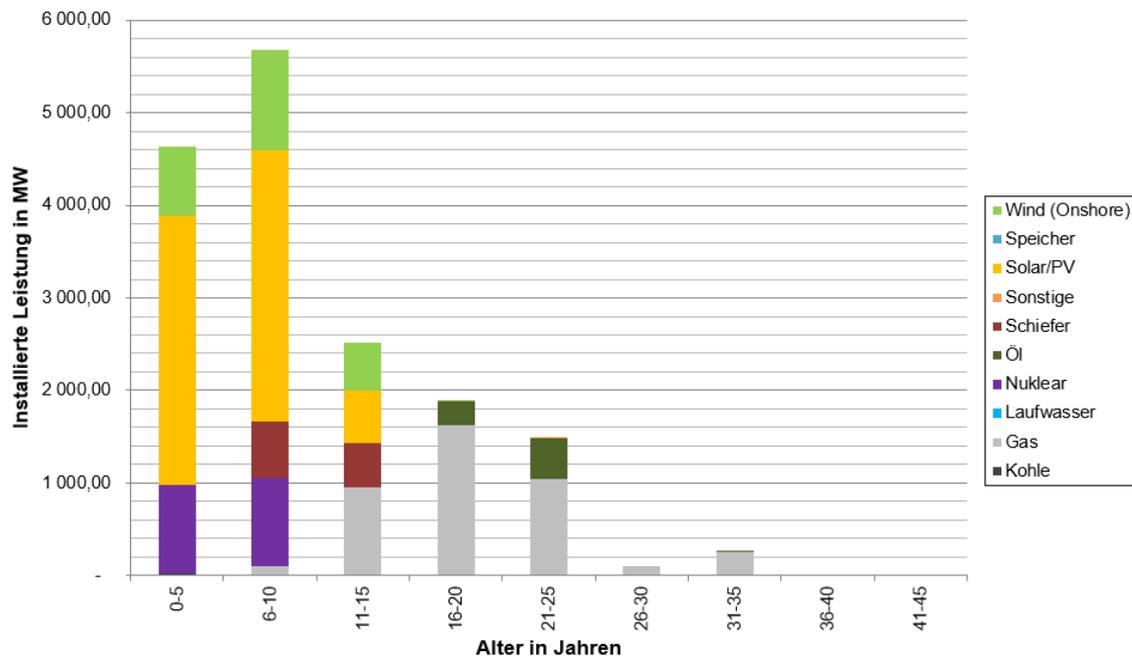


Abbildung 81: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030

6.3.4 Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030

Die institutseigene Software VISU erlaubt nicht nur die Darstellung des Netzbildes, sondern bildet nach Simulationsende auch die Lastflüsse im Netz ab. Die Abbildung 82 stellt das modellierte Stromnetz und den dazugehörigen Lastfluss zur Jahreshöchstlast im August 2017 dar.

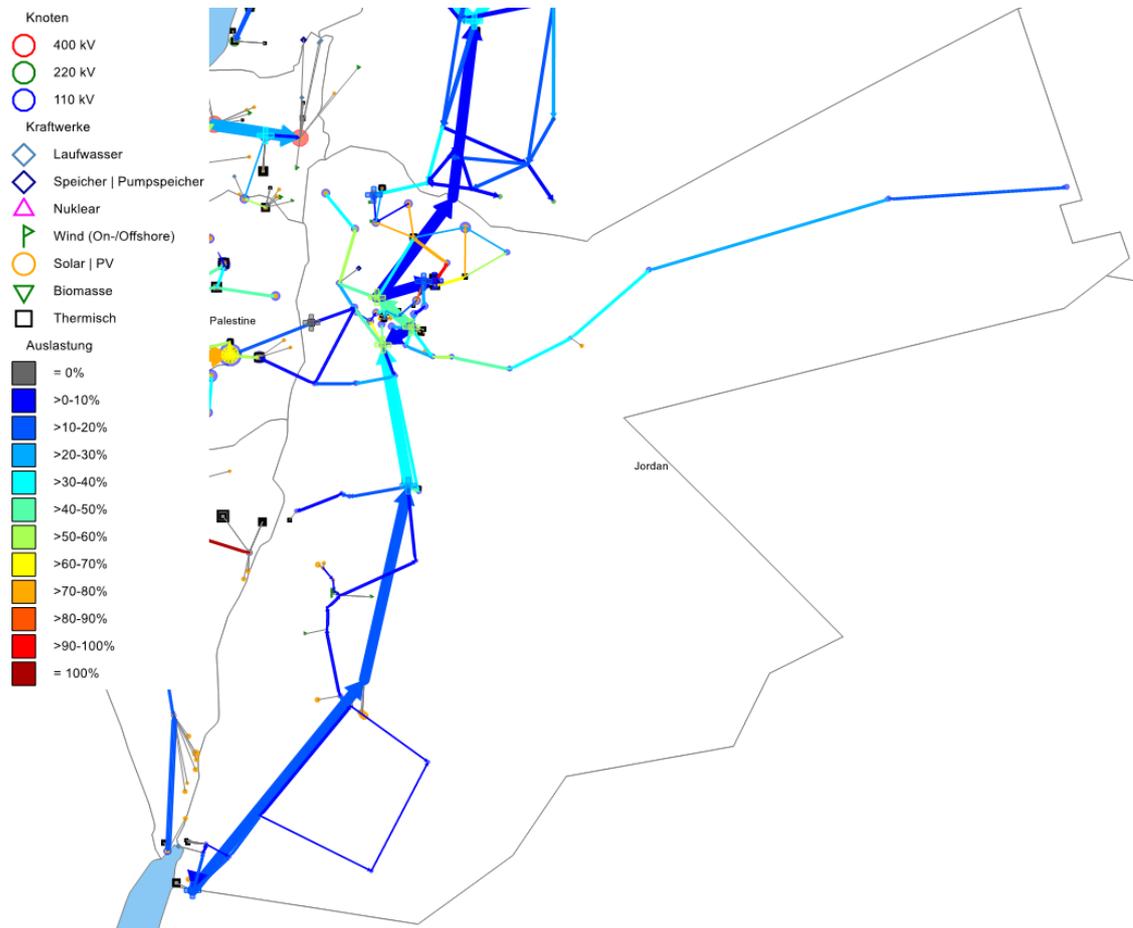


Abbildung 82: Lastflussbild von Jordanien vom August 2017

Wie man in Abbildung 82 erkennt, sind im Ballungsraum Amman und weiter nördlich im Bereich der Städte Zarqa und Irbid die Leitungen sehr belastet. Vereinzelt sind die Leitungen sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen). Energie wird vor allem in den Bereichen um Amman benötigt. Man sieht auch, dass der Lastfluss meistens genau dorthin gerichtet ist.

Das durch ATLANTIS berechnete und mit VISU erzeugte Lastflussbild des Jahres 2030 auf Grundlage der Ziele bis 2030 wird in nachfolgender Abbildung 83 gezeigt. Es handelt sich um die Darstellung der Jahreshöchstlast, welche im Monat August auftritt.

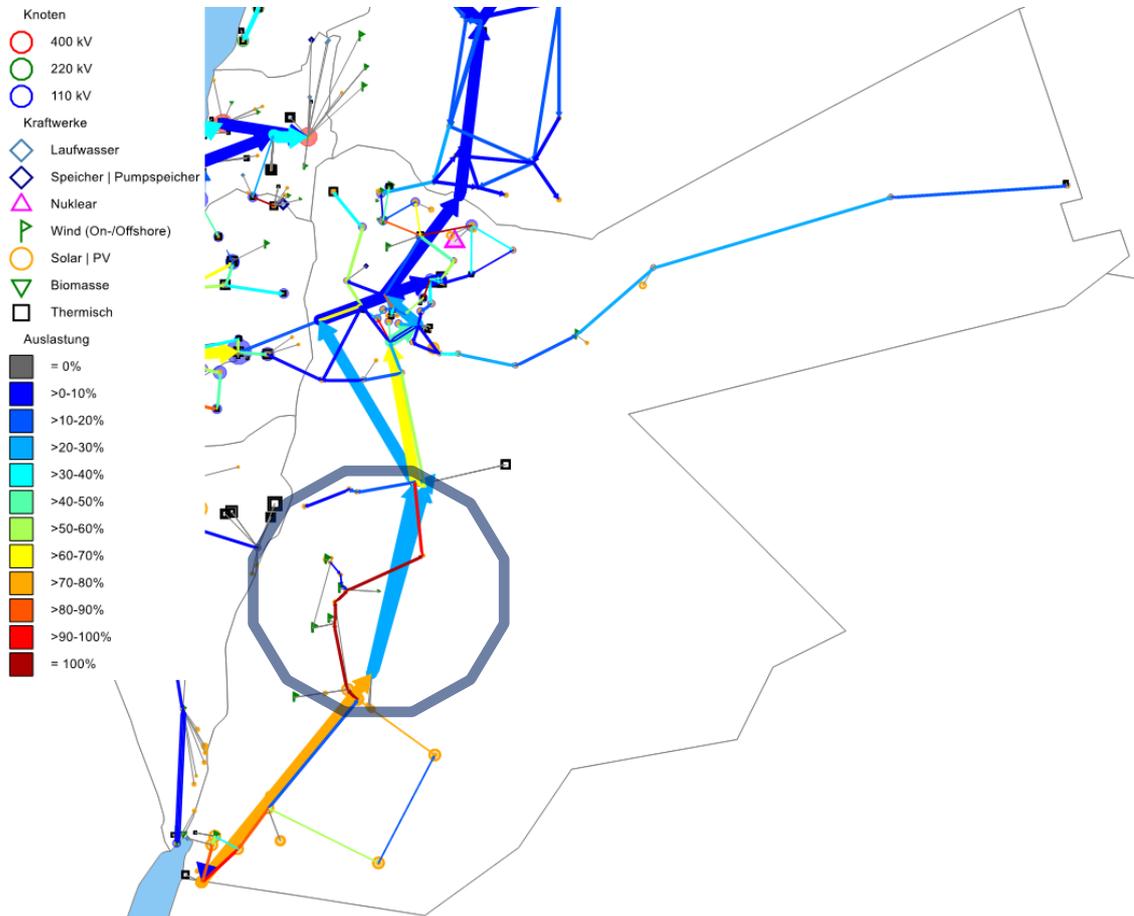


Abbildung 83: Lastflussbild von Jordanien vom August 2030

In Abbildung 83 sind die zukünftigen 400 kV Doppelleitungen von Amman über Qatrana nach Ma'an schon implementiert. Außerdem wird zukünftig der Kern von Amman mit einer zusätzlichen 400 kV Doppelleitung von Amman-West nach Zarqa verstärkt.

Ähnlich wie im Jahr 2017 werden zur Jahreshöchstlast im Jahr 2030 im Großraum Amman und im Bereich Irbid die Leitungen überbelastet und vereinzelt sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen) sein. Außerdem wird die Verbindung von Amman bis an die südlichste Spitze nach Aqaba stark belastet. Vor allem im Bereich der Windkraftanlagen (In Abbildung 83 hervorgehoben) würde dringender Handlungsbedarf, in Form von zusätzlichen Leitungen zur Energieverteilung, bestehen. Energie wird vor allem in den Großstädten des Landes gebraucht werden – genau dorthin ist auch der Lastfluss gerichtet.

6.4 Analyse – Israel

In diesem Kapitel wird die Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Israel durchgeführt, angefangen vom Stand des Jahres 2017, über die Szenarioerstellung bis 2030 und die Ergebnisse der Simulation bis 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder zur Jahreshöchstlast von 2017 mit denen von 2030.

6.4.1 Stand „Israel 2017“

In diesem Kapitel wird auf den aktuellen Stand von Israel eingegangen. Dieser wurde mit Zeitpunkt 2017 angenommen, weil bis dorthin Informationen zur installierten Leistung vorhanden waren und die PLATTS Datenbank von 2017 zur Verfügung stand.

6.4.1.1 Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 84 zeigt den Verlauf der installierten Kraftwerksleistung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2017. Änderungen in diesem Zeitraum hinsichtlich installierter Leistungen gab es hauptsächlich bei Gaskraftwerken sowie Solaranlagen. Kohlekraftwerke hatten über die Jahre hinweg eine konstante Leistung in einer Höhe von fast 5 GW. Die Grafik macht gut ersichtlich, dass bis 2016 alle Ölkraftwerke außer Betrieb gegangen sind. Wasserkraftwerke und sonstigen Anlagen spielten hingegen kaum eine Rolle. Seit dem Jahr 2010 veränderte sich der Leistungszuwachs an Solarkraft in geringen Mengen, ab 2014 kam es zu einem stärkeren Zuwachs.

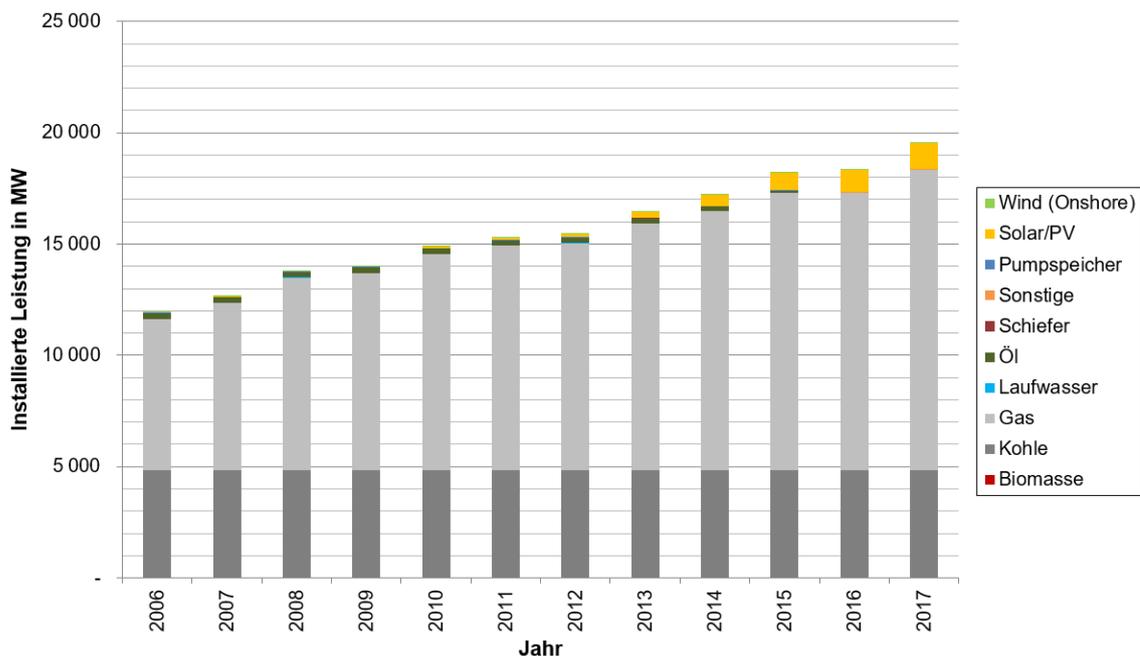


Abbildung 84: Entwicklung der installierten Leistung von Israel der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 85 werden die installierten Kraftwerksleistungen bis zum Jahr 2017 in prozentualer Aufteilung dargestellt. Die meiste Leistung in Israel wurde 2017 aus Gaskraftwerken generiert und erneuerbare Energien erreichten über 5% an installierter Leistung. Trotz keinerlei Außerbetriebnahmen an Kohlekraftwerken sank der prozentuelle Anteil von Steinkohle über die Jahre gesehen, weil die Gesamtleistung stetig stieg.

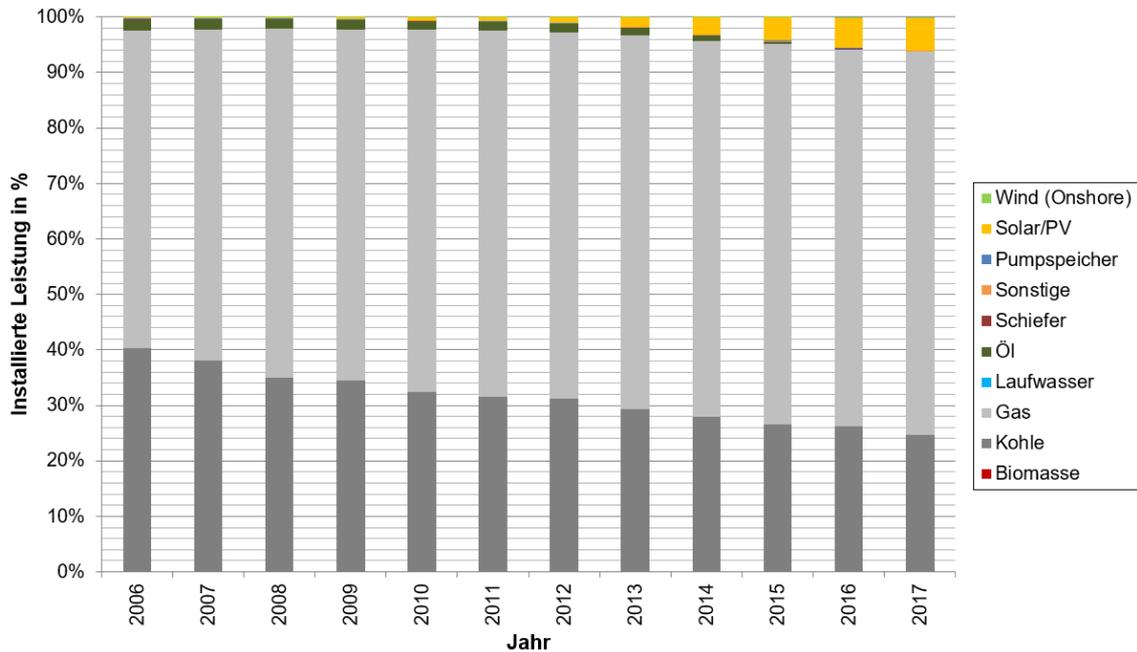


Abbildung 85: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) von Israel der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 86 zeigt installierte und deinstallierte Kraftwerksleistungen der Jahre 2006 bis 2017. Bei den Werten handelt es sich um die Differenz zum jeweiligen Vorjahr. Wie man erkennt, wurden vor allem Kapazitäten aus Gaskraftwerken installiert. Seit dem Jahr 2013 erreichte man jedes Folgejahr PV-Zubau in Höhe von über 100 MW, davor war es etwas geringer. In den Jahren 2014 bis 2016 wurden alle bestehenden Ölkraftwerke stillgelegt.

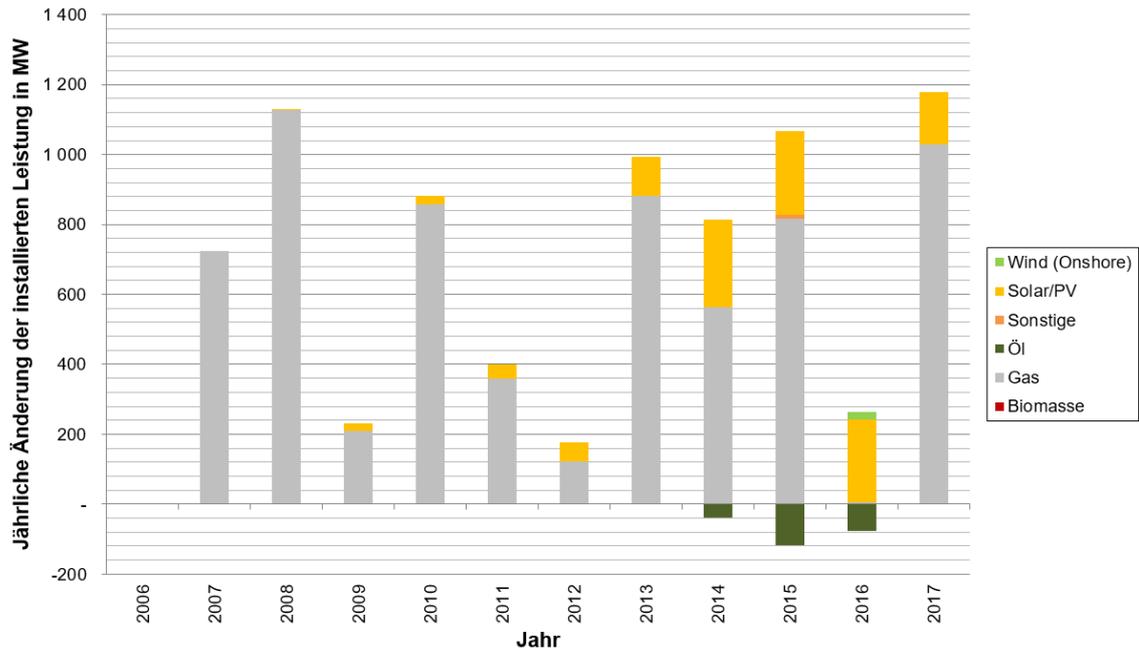


Abbildung 86: Änderung der installierten Leistung von Israel der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 87 werden die Simulation für das Jahr 2017 und Daten von der IEC (israelisches Energieerzeugungs- und Energieversorgungsunternehmen) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Balkenaufteilungen von beiden Quellen, vor allem bei der Gaskraftwerksleistung, sehr variieren. Der Grund dafür ist der automatische Gaskraftwerkszubaue, den die Simulation vor allem in den Jahren 2006 bis 2008 generierte (1,75 GW). 2017 erzeugte die Simulation ebenfalls einen Einheitsblock (52 MW) an Gaskraftwerksleistung. Dieser Zubau ist notwendig, um eine vernünftige Simulation durchführen zu können.

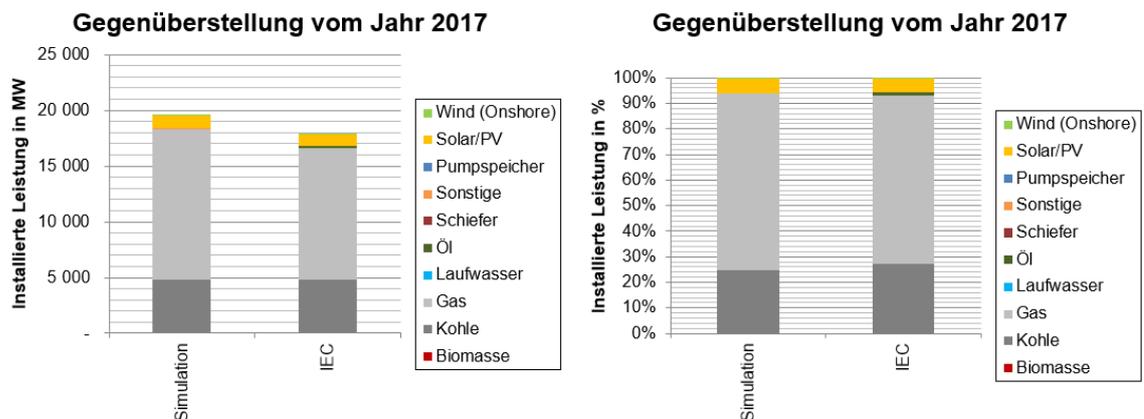


Abbildung 87: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von der IEC von Israel

6.4.1.2 Kraftwerksparkalter aus Sicht des Jahres 2017

Auskunft über das Alter des Kraftwerksparks aus Sicht des Jahres 2017 gibt nachstehende Abbildung 88. Einige Aggregate von Gas- und Kohlekraftwerken sind bereits in fortgeschrittenem Alter. Im Modell werden für diese Kraftwerkstypen jeweils 45 Jahre technische Nutzungsdauer angenommen. Zu erkennen ist etwa eine große Anzahl an Solaranlagen in den letzten 10 Jahre vor 2017. Außerdem sieht man, dass schon 16-20 Jahre zurück (in Bezug auf 2017) erste Versuche am Solar-Sektor unternommen wurden. Des Weiteren wurden bis 2017 nur eine geringe Anzahl an Biomasse-, Kohle-, Wasser- und Ölschieferkraftwerke sowie Windkraftanlagen und sonstige Anlagen installiert.

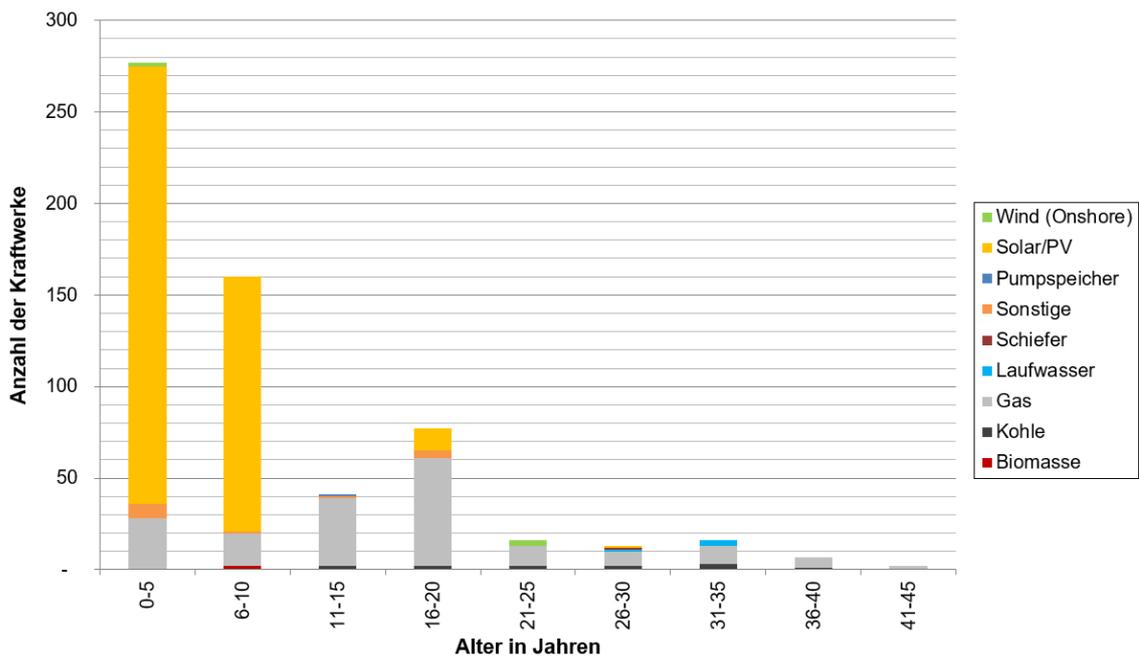


Abbildung 88: Alter des israelischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke

Die nachfolgende Abbildung 89 zeigt neben dem Alter auch die Leistung der installierten Kraftwerksaggregate aus der Sicht des Jahres 2017. Man beobachtet in den letzten 15 Jahren vor 2017 große Kapazitäten an Gaskraftwerken in Israel. Das ist auf die Strategie zurückzuführen, wegen den großen Offshore-Vorkommen an Erdgas in Zukunft große Leistungsmengen im Gassektor generieren zu wollen. Große Kapazitäten an erneuerbarer Energie wurden in den letzten 5 Jahren vor 2017 installiert – daraus lässt sich die Wichtigkeit von erneuerbaren Energien in der Zukunft ableiten. Man erkennt, dass in den letzten 10 Jahren (in Bezug auf 2017) keine Kohlekraftwerke mehr in Betrieb gegangen sind. Die Strategie von Israel ist es, diese Kraftwerke in Zukunft stillzulegen und nur noch als Reserve- bzw. Notfallkraftwerke zu betreiben, bis diese das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben.

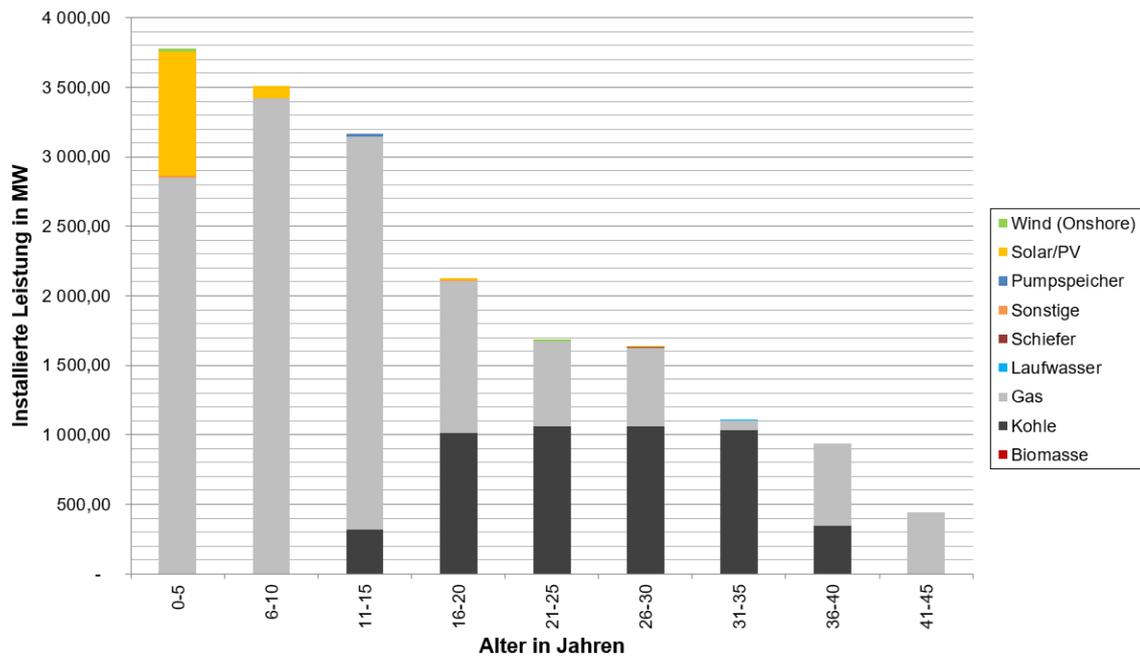


Abbildung 89: Alter des israelischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung

6.4.2 Szenarioerstellung bis 2030

Die folgenden Unterkapitel gehen auf die Erstellung des Szenarios bis 2030 ein, angefangen von den Zielen bis 2030, über das Netzbild von Israel, bis hin zur Entwicklung der installierten Leistungen.

6.4.2.1 Ziele bis 2030

Ein Ziel von einer Produktion in Höhe von 17% aus erneuerbaren Energien bis 2030, mit einem Zwischenziel von 10% bis 2020, wurde von der IEC im Sommer 2017 veröffentlicht. 2022 wird die Option, dieses Ziel zu erhöhen, entsprechend den technologischen Entwicklungen und der Integrationsrate in der Praxis geprüft. [46]

Man geht davon aus, dass die Gaskraftwerksleistung der IEC stabil bleibt und alle zusätzlichen Kapazitäten, die über den Beitrag der erneuerbaren Energien hinausgehen, von mit Gas betriebenen privaten Stromerzeugern (entweder IPPs oder Kraft-Wärme-Kopplung) kommen werden. Dies bedeutet, dass der Gasanteil an der Stromerzeugung von 62% im Jahr 2016 auf 73% im Jahr 2020 ansteigen und im Jahr 2030 83% erreichen wird. Diese Annahme steht im Einklang mit der öffentlichen Erklärung des israelischen Energieministeriums, wonach die Regierungspolitik der Ansicht ist, dass der Anteil von Gas an der Stromerzeugung bis 2030 über 80% liegen wird. Außerdem verfolgt die Regierung die Politik, die Verwendung von Kohle einzuschränken und als Reserveleistung in Betracht zu ziehen. [42]

Die Prognose für 2030 wurden in Israel folgendermaßen festgelegt:

Jahr	Kohle	Gas	RE	Summe
2016	4.840	11.828	917	17.585
2020	3.400	15.250	1.550	20.200
2025	3.400	18.600	3.800	25.800
2030	3.400	23.900	6.100	33.400

Tabelle 19: Erzeugungprognose nach Kraftstoff bis 2030 in MW; Zahlen von [42]

6.4.2.2 Netzbild von Israel

In Abbildung 90 sieht man das Netzbild von Israel, bestehend aus Knoten, Leitungen und Kraftwerken. Auffallend ist der Gebrauch von hauptsächlich 400 kV- und 132 kV-Hochspannungsleitungen. Lediglich in Rafah besteht normalerweise eine 220 kV Leitung ins Ausland nach Ägypten. Diese Verbindung wurde nicht berücksichtigt, da in dieser Arbeit nur der Block Jordanien-Israel-Libanon-Syrien erarbeitet wurde.

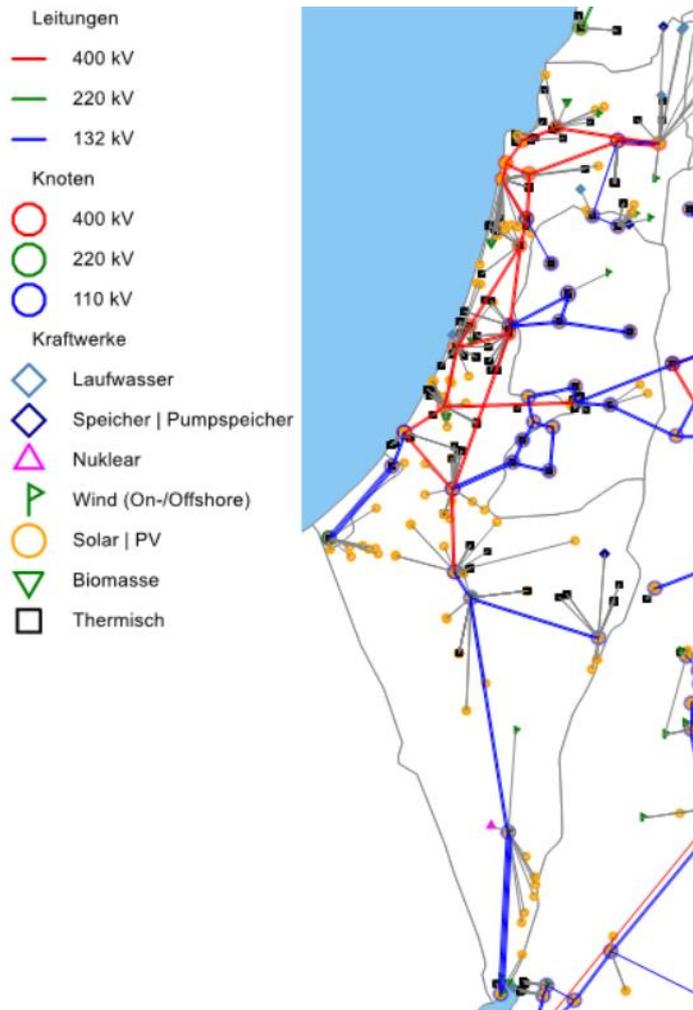


Abbildung 90: VISU-Modelliertes Leitungsnetz von Israel mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken

6.4.2.3 Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2030

Die Entwicklung der bisher installierten Kraftwerkskapazitäten und die geplante Entwicklung bis zum Jahr 2030 sind in Abbildung 91 grafisch dargestellt. Man kann erkennen, dass die Leistung bis dato hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken abrufbar ist. Der zukünftig stetige Leistungszuwachs an erneuerbarer Energie ist in Israel deutlich zu erkennen. Bis 2030 wird die installierte Leistung an PV und CSP insgesamt rund 3,75 GW betragen und die Windkraft wird 0,81 GW erreichen. Im Jahr 2023 bemerkt man im Diagramm einen Leistungsabbau im Kohlekraftsektor und ein Zubau an Pumpspeicherkraftwerken ist in den Jahren 2018 und 2021 ersichtlich.

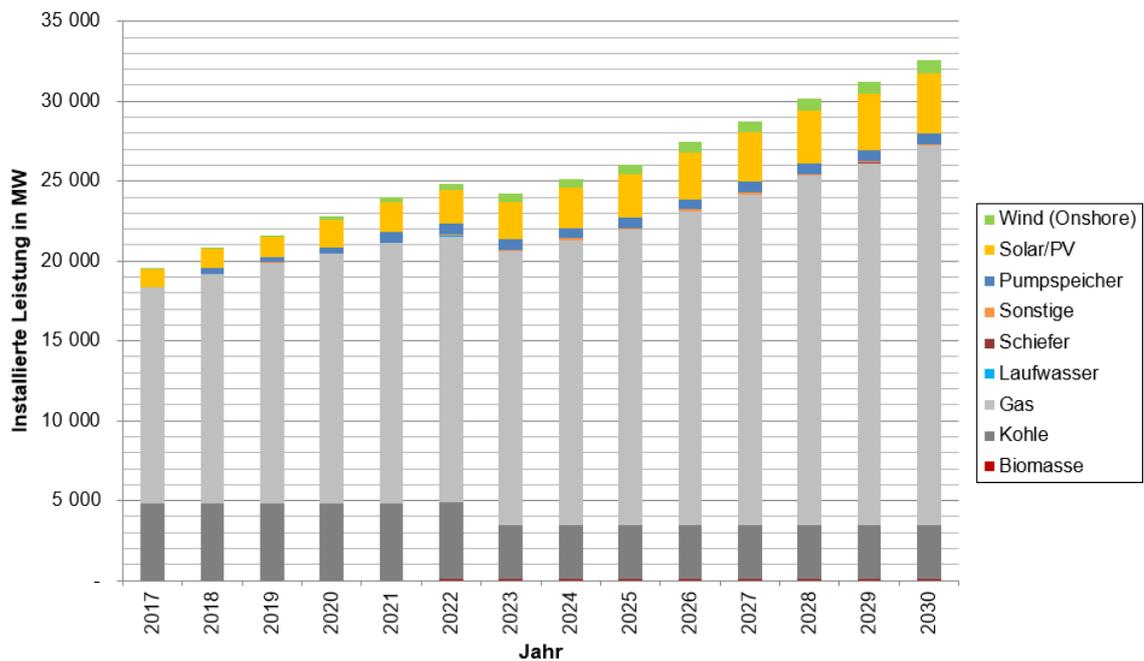


Abbildung 91: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

Die nachstehende Abbildung 92 zeigt noch einmal den Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten. Die Darstellung in prozentualer Weise zeigt noch deutlicher, welchen Stellenwert die einzelnen Erzeugungsarten über den Verlauf der Jahre einnehmen werden. Man bemerkt, dass Gaskraftwerke in Israel einen hohen Stellenwert besitzen. Der Grund sind die enormen Offshore-Gasvorkommen in den Gewässern vor der israelischen Küstenlinie, welche in den letzten Jahren erkundet wurden. Solar- und Windkraftanlagen werden in Zukunft vermehrt installiert, da das Land über gute Voraussetzungen dafür verfügt. Schlussendlich ergibt sich 2030 ein Anteil von rund 15% an installierter erneuerbarer Energie.

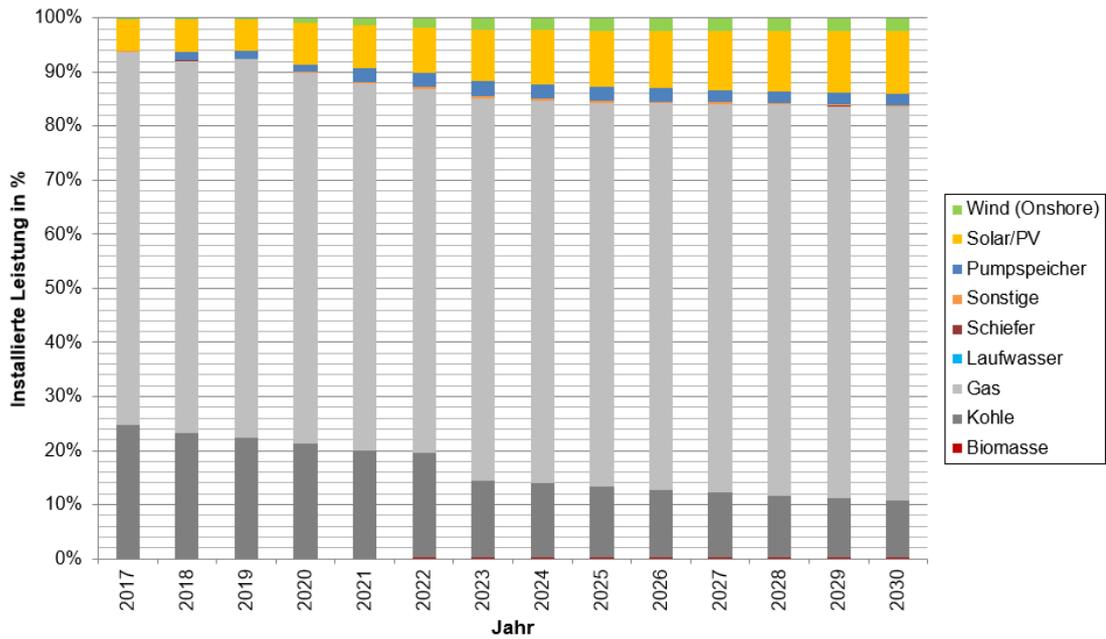


Abbildung 92: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030

In Abbildung 93 ist das plötzliche Verschwinden von Leistung an Kohlekraft im Jahr 2023 gut zu erkennen. In diesem Jahr sollen die Einheiten 1-4 des Kohlekraftwerks "Orot Rabin" in Hadera abgeschaltet werden. 2018 wurde außerdem ein Pumpspeicherkraftwerk in Gilboa in Betrieb genommen und 2021 soll ein weiteres in Kokhav Hayarden folgen. 2022 sollen in Eilat ein 50 MW Biomassekraftwerk und in Jerusalem eine Müllverbrennungsanlage ans Netz gehen. Generell ist zu erkennen, dass es zu relativ wenig Leistungsabbau und relativ hohem Leistungszubau kommen soll.

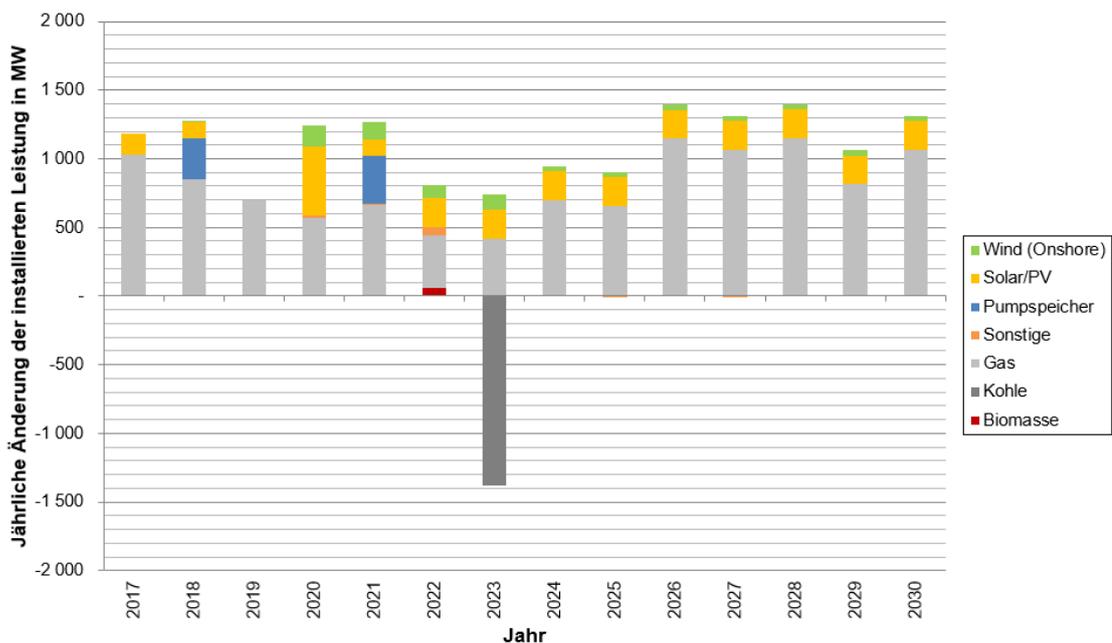


Abbildung 93: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

6.4.3 Ergebnisse der Simulation bis 2030

Nach Aufbereitung aller Daten wurde mit dem Simulationsmodell ATLANTIS eine Elektrizitätswirtschaftliche Simulation des Szenarios bis 2030 durchgeführt. Die folgenden Unterkapitel gehen auf die Ergebnisse der Simulation ein, angefangen von der produzierten Energie bis 2030, über die Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA und der Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder der Jahre 2016 und 2030.

6.4.3.1 Entwicklung der produzierten Energie 2016 bis 2030

Die Simulation lieferte für das Redispatchmodell die in Abbildung 94 dargestellte Entwicklung der produzierten Energiemenge in GWh der Jahre 2016 bis 2030. Man beobachtet eine stetige Steigerung der Energieproduktion aus Gaskraftwerken. Bis 2030 soll die erzeugte Energie aus Gas-KW fast 60.000 GWh betragen. Im Jahre 2016 war dieser Anteil bei nur knapp 40.000 GWh.

In folgender Darstellung ist erkennbar, dass ab dem Jahr 2016 die Energie aus Kohlekraftwerken hauptsächlich durch jene aus Gaskraftwerken ersetzt wird. Ab 2020 wird die Produktion aus Kohlekraftwerken konstant bei rund 10.000 GWh gehalten. Die produzierte Energiemenge aus Windkraftanlagen steigt bis zum Jahr 2030 stetig an, ist im Vergleich zur produzierten Solarenergie jedoch relativ gering.

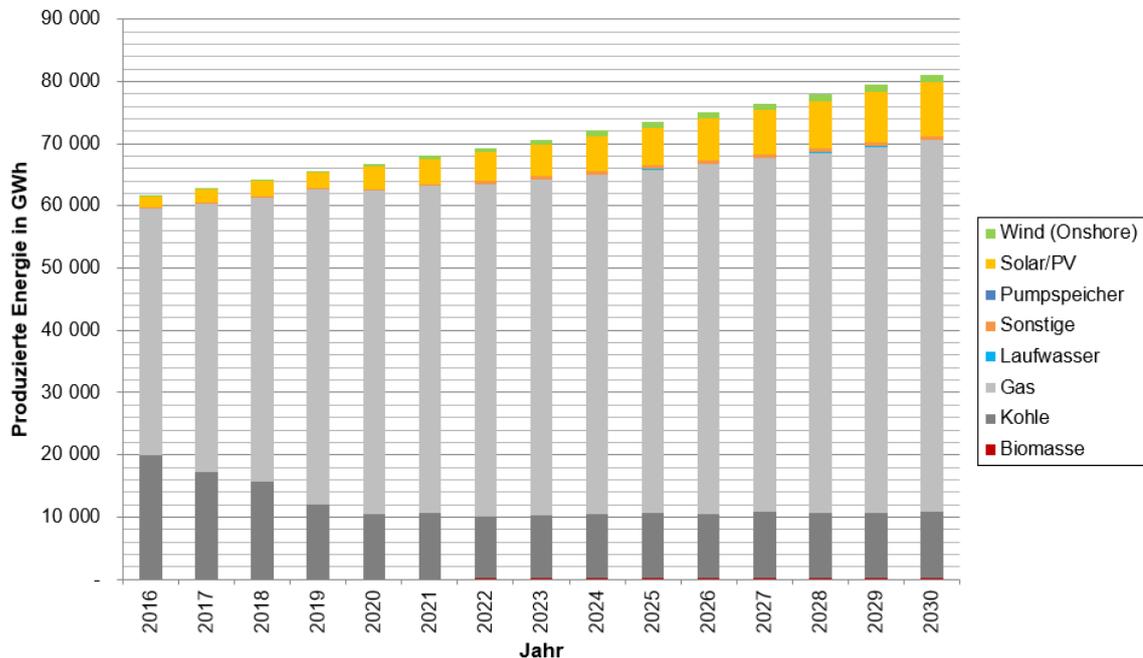


Abbildung 94: Entwicklung der produzierten Energiemenge in Israel von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 95 zeigt eine normierte Darstellung des Verlaufs der produzierten Energiemengen der Jahre 2016 bis 2030 des Redispatchmodells. Hier erkennt man besonders gut den prozentuellen Rückgang an der Gesamtenergiemenge der produzierten Energie aus Gaskraftwerken und deren Ersatz durch erneuerbare Energie ab 2022. Aus erneuerbaren Energieträgern würden demnach im Jahr 2030 rund 14% der erzeugten Energie stammen. Das meiste davon aus Photovoltaikanlagen oder Solarkraftwerken. Der Rest der Energie wird hauptsächlich aus fossilen Energieträgern gewonnen werden.

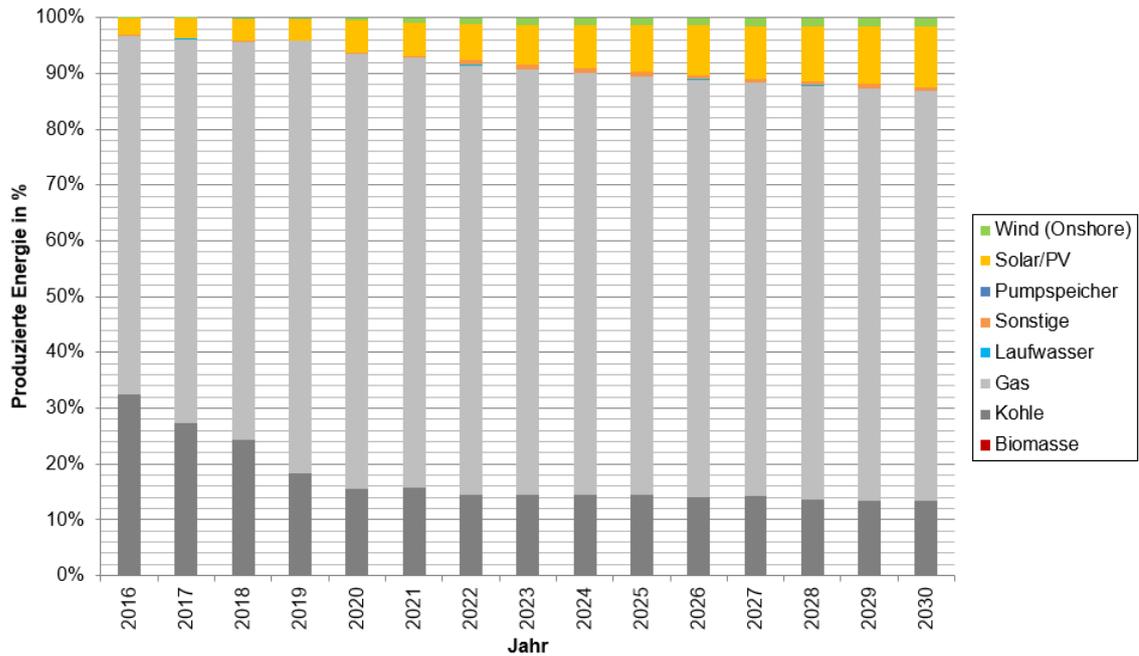


Abbildung 95: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) in Israel von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 96 zeigt die jährliche Änderung der produzierten Energiemenge zum Jahr davor. Ab 2017 sieht man, dass vermehrt auf Energie aus Kohlekraftwerken verzichtet wird und diese durch billigere Energie aus Gaskraftwerken und erneuerbarer Energie ersetzt wird. Dies wird bis 2020 andauern. Ab 2021 wird Kohleenergie als Reserveenergie eingesetzt und in den Jahren bis 2030 zur Kompensation des Energieverbrauchs dienen. Man sieht vor allem im Jahr 2022 die Verringerung der Energiemenge aus Kohlekraft, da billigere Energie aus Biomasse und Müllverbrennung zur Verfügung steht. Es sei zu erwähnen, dass 2023 die Einheiten 1-4 des Kohlekraftwerks "Orot Rabin" in Hadera abgeschaltet werden sollen (Abbildung 93). In Abbildung 96 hat dies jedoch keinen Auswirkungen, da genügend andere Ressourcen an Kohlekraft für die Energieerzeugung zur Verfügung stehen.

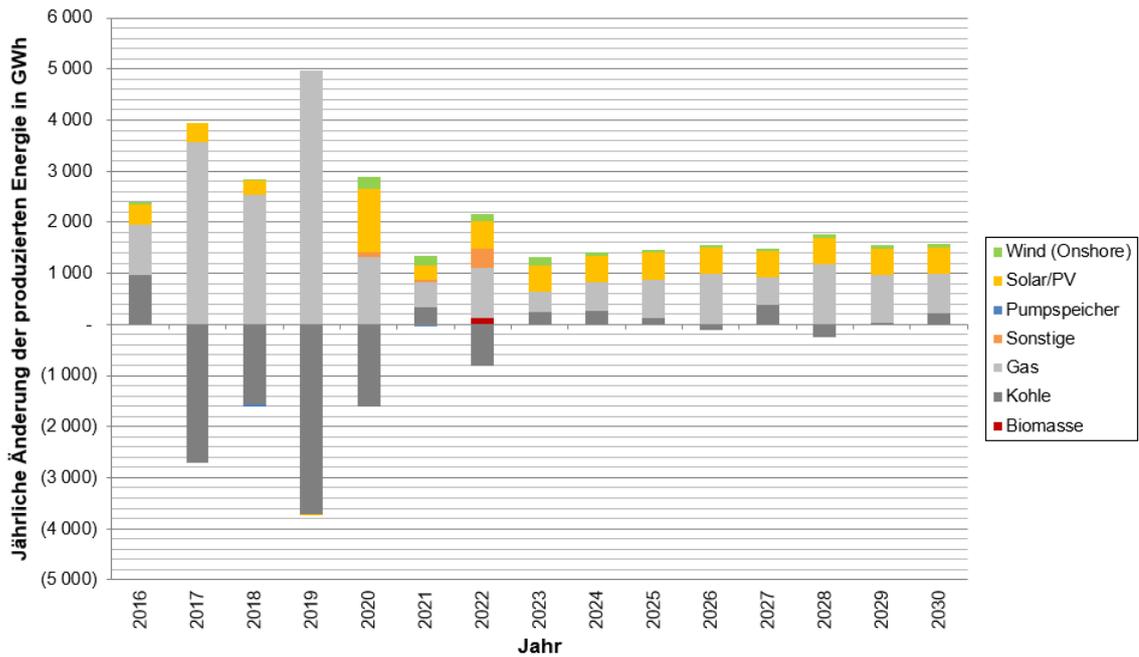


Abbildung 96: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge in Israel von 2016 bis 2030

In Abbildung 97 werden die Simulation des Jahres 2016 und Daten der IEA (International Energy Agency) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Balkenaufteilungen von beiden Quellen leicht unterschiedlich sind. Ein Grund dafür ist der Export an Energie nach Ägypten, welcher bei der Quelle der IEA miteinbezogen ist. Im Jahr 2016 exportierte Israel, nach Angaben der IEA, 5.553 GWh an Energie ins Ausland [100].

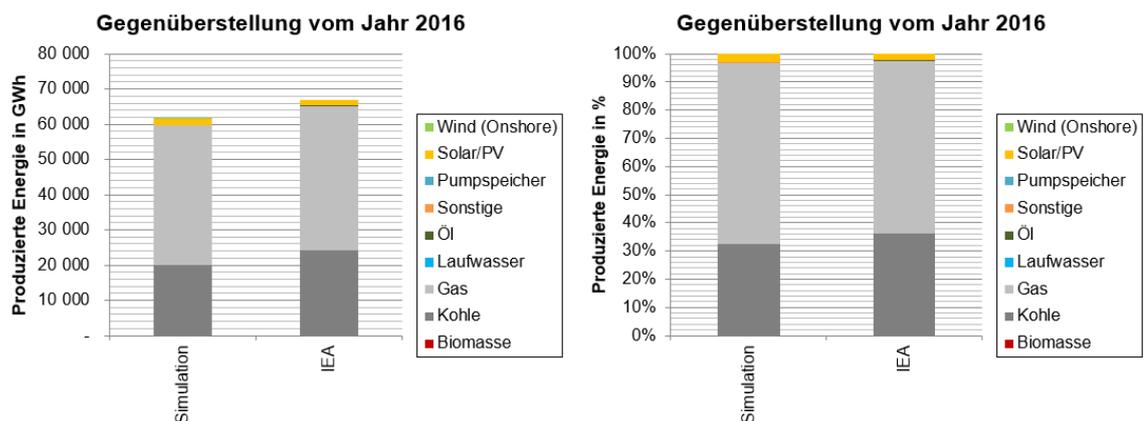


Abbildung 97: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA von Israel

6.4.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030

Wie es um das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2030 steht, zeigt die folgende Abbildung 98. Man erkennt, dass sich der Großteil der Kraftwerke in einem jungen Alter von weniger als 20 Jahren befinden wird. Zu den älteren Kraftwerken zählen 2030 vor allem Gas- und Kohlekraftwerke sowie Wasserkraftwerke. Dies bedeutet noch eine lange Lebensdauer bis diese Kraftwerke das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreichen werden. Außerdem ist ersichtlich, dass es eine große Anzahl an installierten PV-Anlagen geben wird.

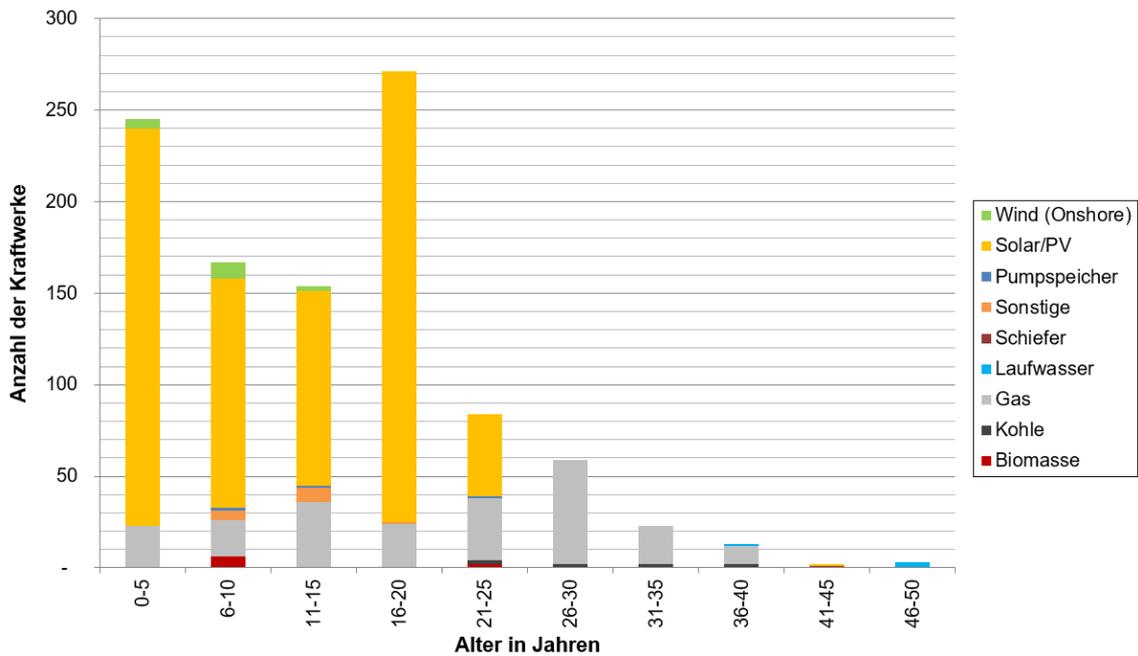


Abbildung 98: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030

Die nachfolgende Abbildung 99 zeigt das Alter des Kraftwerksparks aus der Sicht des Jahres 2030, diesmal jedoch die installierten Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen. Man erkennt, dass sich große Leistungen an Kohlekraftwerken im Jahre 2030 an das Ende der technischen Lebensdauer nähern und demnächst außer Betrieb gehen werden. Generell befinden sich der Großteil an Leistungsmengen 2030 noch im relativ jungen Alter unter 25 Jahren.

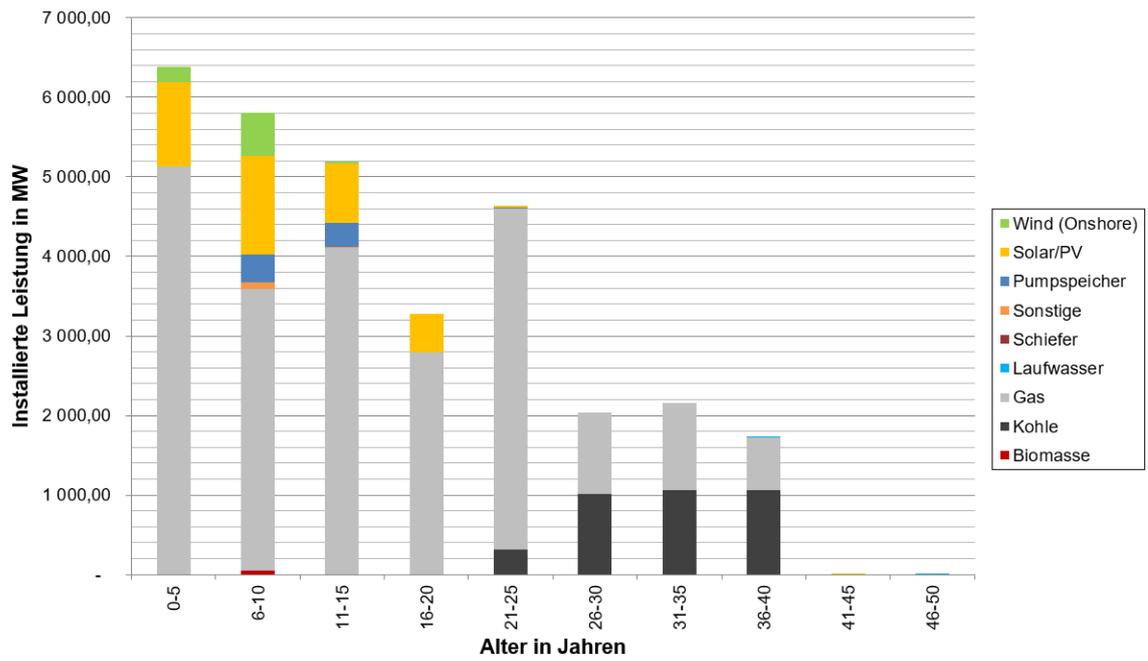


Abbildung 99: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030

6.4.4 Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030

Die Abbildung 100 stellt das modellierte Stromnetz und den dazugehörigen Lastfluss zur Jahreshöchstlast für Israel im August 2017 dar.

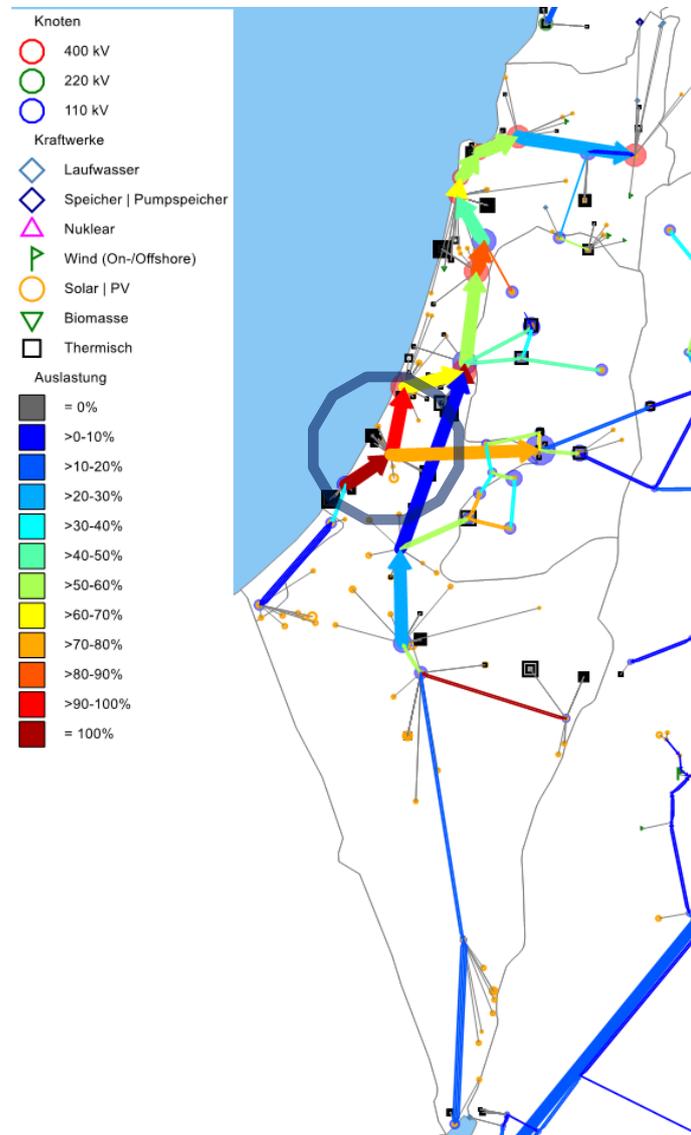


Abbildung 100: Lastflussbild von Israel vom August 2017

Wie man in Abbildung 100 erkennt, sind im Ballungsraum Tel Aviv, Jerusalem und weiter nördlich im Bereich der Städte Haifa und Hadera die Leitungen belastet. Große Probleme herrschen auch auf der Strecke Ashkelon über Aschdod nach Tel Aviv, nordöstlich des Gazastreifens (In Abbildung 100 hervorgehoben). Vereinzelt sind die Leitungen sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen). Energie wird vor allem in den Bereichen der Großstädte benötigt. Man sieht auch, dass der Lastfluss meistens genau dorthin gerichtet ist.

Das durch ATLANTIS berechnete und mit VISU erzeugte Lastflussbild des Jahres 2030 auf Grundlage der Ziele bis 2030 wird in nachfolgender Abbildung 101 gezeigt. Es handelt sich um die Darstellung der Jahreshöchstlast, welche im Monat August auftreten würde.

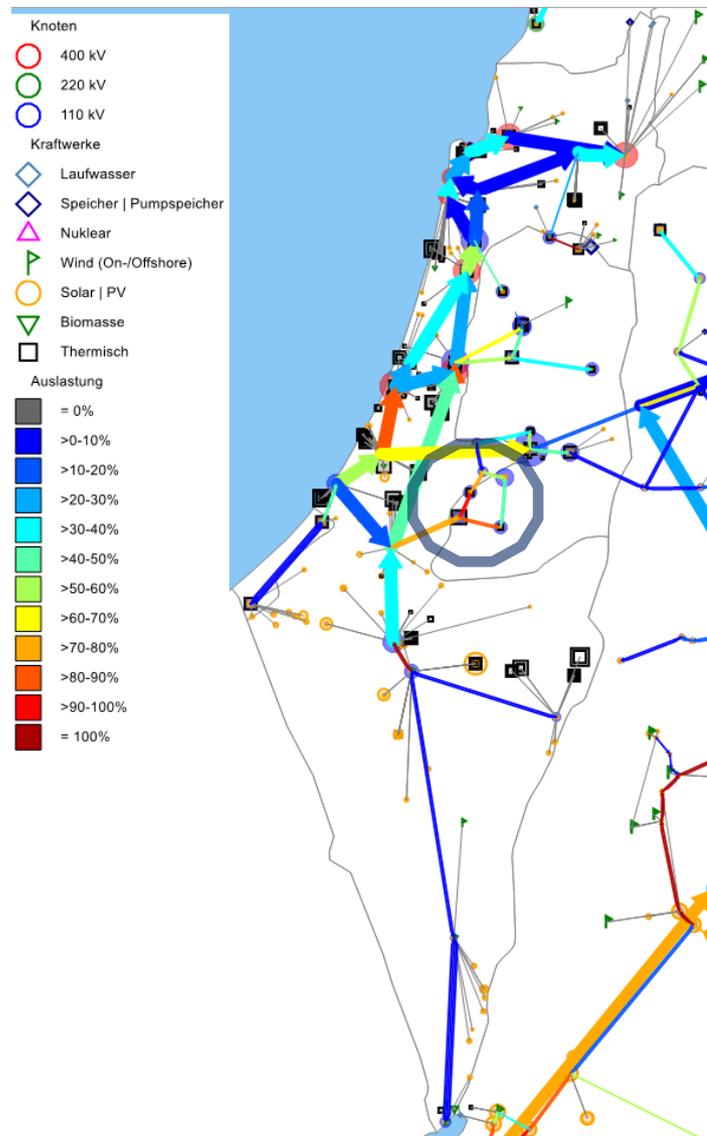


Abbildung 101: Lastflussbild von Israel vom August 2030

Zur Jahreshöchstlast im Jahr 2030 sieht man im Gegensatz zu 2017 große Verbesserungen im Lastflussverhalten des Landes. Dies hängt vor allem mit dem bevorstehenden Leitungsausbau in einigen Teilen von Israel zusammen. Im Norden des Landes wird die Verbindung Tiberias über Hadera nach Ara mit zwei 400 kV Hochspannungsleitungen verstärkt. Zusätzlich soll eine neue 400 kV-Verbindung zwischen Tel-Aviv und Ara entstehen, um den Ballungsraum zu entlasten.

Außerdem soll die 400 kV-Strecke Ashkelon nach Bet Oama in Betrieb genommen werden, um das größte Lastflussproblem von 2017 zu entschärfen (In Abbildung 100 hervorgehoben).

Trotzdem sind 2030 noch einige Leitungen überbelastet und vereinzelt sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen). Vor allem die Verbindung von Aschdod nach Tel Aviv wird 2030 laut Simulation stark belastet sein. Im palästinensischen Bereich südlich von Jerusalem wird dringender Handlungsbedarf in Form von zusätzlichen Leitungen bestehen (In Abbildung 101 hervorgehoben). Außerdem wird ein kurzes Leitungsstück im südlichen Teil des Landes im Bereich Beer Sheva sehr ausgelastet sein und sollte verbessert werden. Energie wird vor allem in den Großstädten des Landes gebraucht – genau dorthin ist auch der Lastfluss gerichtet.

6.5 Analyse – Libanon

In diesem Kapitel wird die Elektrizitätswirtschaftliche Analyse vom Libanon durchgeführt, angefangen vom Stand des Jahres 2017, über die Szenarioerstellung bis 2030 und die Ergebnisse der Simulation bis 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder zur Jahreshöchstlast von 2017 mit denen von 2030.

6.5.1 Stand „Libanon 2017“

In diesem Kapitel wird auf den aktuellen Stand vom Libanon eingegangen. Dieser wurde mit Zeitpunkt 2017 angenommen, weil bis dorthin Informationen zur installierten Leistung vorhanden waren und die PLATTS Datenbank von 2017 zur Verfügung stand.

6.5.1.1 Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 102 zeigt den Verlauf der installierten Kraftwerksleistung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2017. Änderungen in diesem Zeitraum hinsichtlich installierter Leistung gab es hauptsächlich bei Ölkraftwerken. Laufwasserkraftwerke erreichen eine konstante Leistung in Höhe von etwa 300 MW. Gaskraftwerke (nur etwa 8 MW) und andere Anlagen spielen hingegen kaum eine Rolle. Seit dem Jahr 2013 begann ein langsamer Leistungszuwachs an Solarkraft, jedoch spielte im Libanon RE-Leistung bis 2017 noch keine allzu große Rolle.

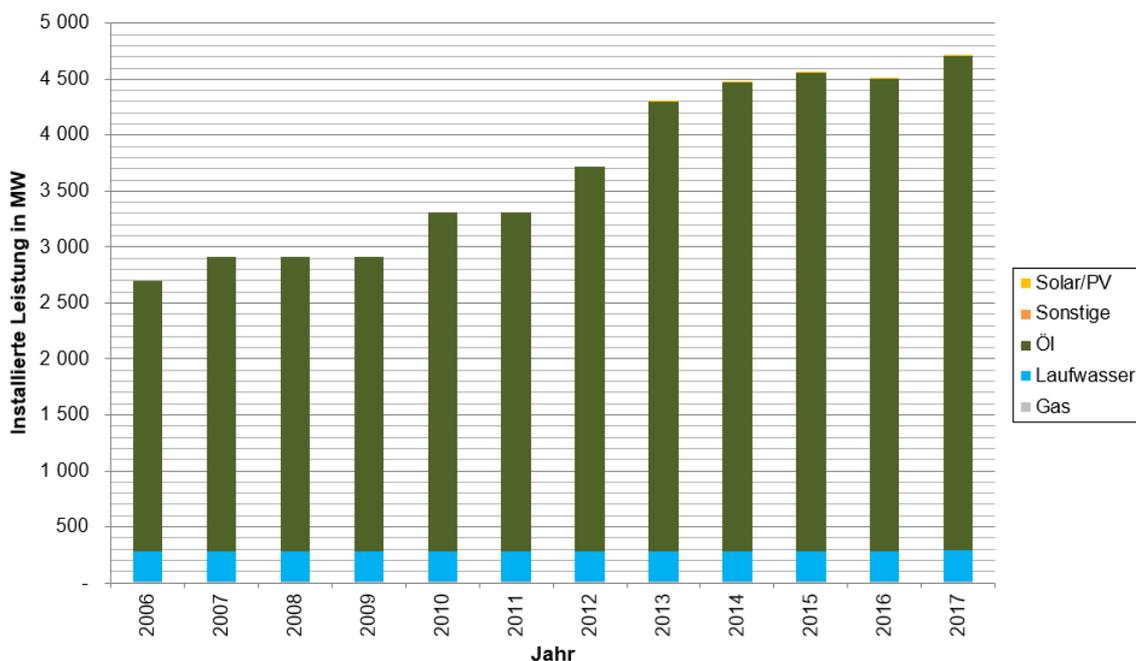


Abbildung 102: Entwicklung der installierten Leistung vom Libanon der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 103 werden die installierten Kraftwerksleistungen bis zum Jahr 2017 in prozentualer Aufteilung dargestellt. Die Leistung aus Ölkraftwerken war im Libanon ganz klar an der Spitze und erneuerbare Energie spielte bis 2017 fast keine Rolle. Trotz keiner Außerbetriebnahme von Laufwasserkraftwerken sank der prozentuelle Anteil an Laufwasser, weil die Gesamtleistung stetig anstieg.

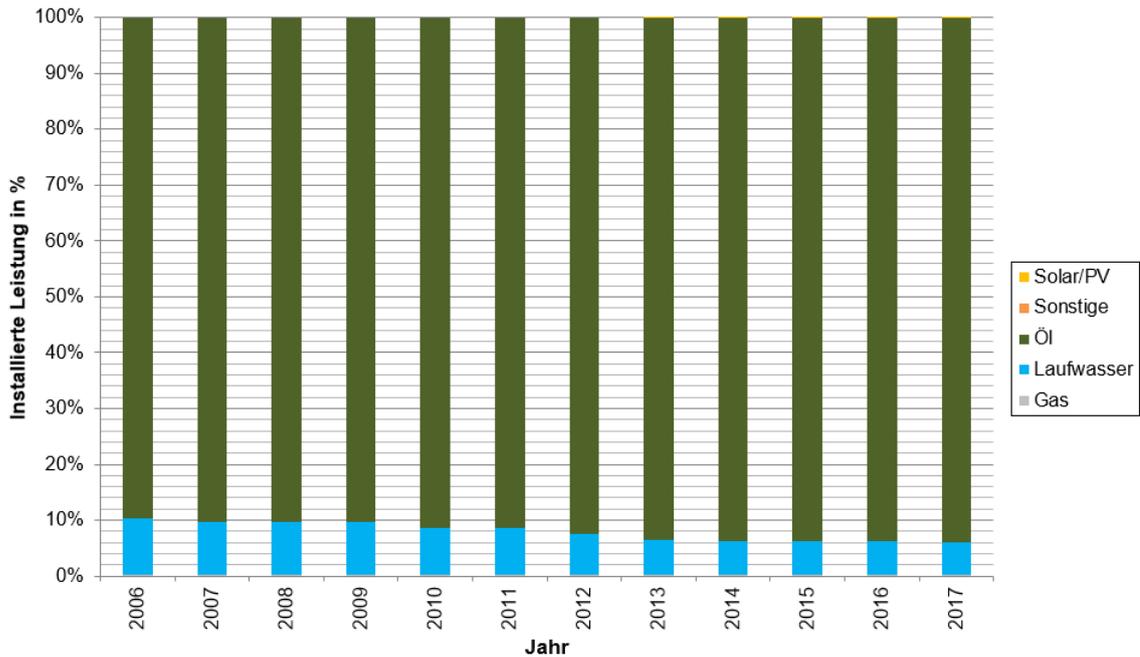


Abbildung 103: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) vom Libanon der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 104 zeigt installierte und außer Betrieb genommene Kraftwerksleistungen der Jahre 2006 bis 2017. Bei den Werten handelt es sich um die Differenz zum jeweiligen Vorjahr. Wie man erkennt, wurden vor allem Kapazitäten aus Ölkraftwerken installiert. Da das Land bis dato über keine gute Infrastruktur im Bereich Gas verfügt, war es bis 2017 noch nicht möglich auf billigere Gaskraftwerksleistung umzusteigen. In den Jahren 2006 bis 2013 handelte es sich vor allem um automatischen Zubau an Ölkraftwerken, was im nächsten Abschnitt genauer erklärt wird (Abbildung 105).

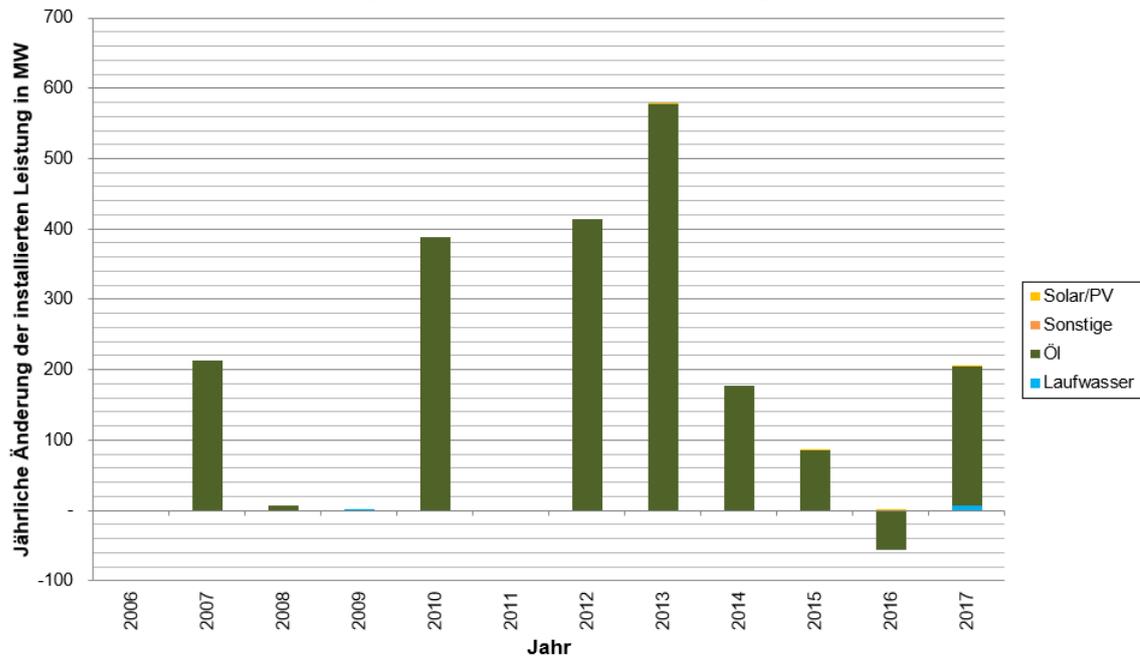


Abbildung 104: Änderung der installierten Leistung vom Libanon der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 105 werden die Simulation des Jahres 2017 und Daten der EDL (Electricité du Liban) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Balkenaufteilungen von beiden Quellen, vor allem bei der Ölkraftwerksleistung, sehr variieren. Der Grund dafür ist der automatische Ölkraftwerkszubau, den die Simulation in den Jahren 2006 bis 2007 generierte (0,75 GW). 2010 erzeugte die Simulation ebenfalls eine Leistung in Höhe von fast 600 MW. Vor allem wurde jedoch in den Jahren 2012 und 2013 zugebaut – in diesen Jahren erreichte man fast 2 GW. Dieser Zubau ist notwendig, um eine vernünftige Simulation durchführen zu können.

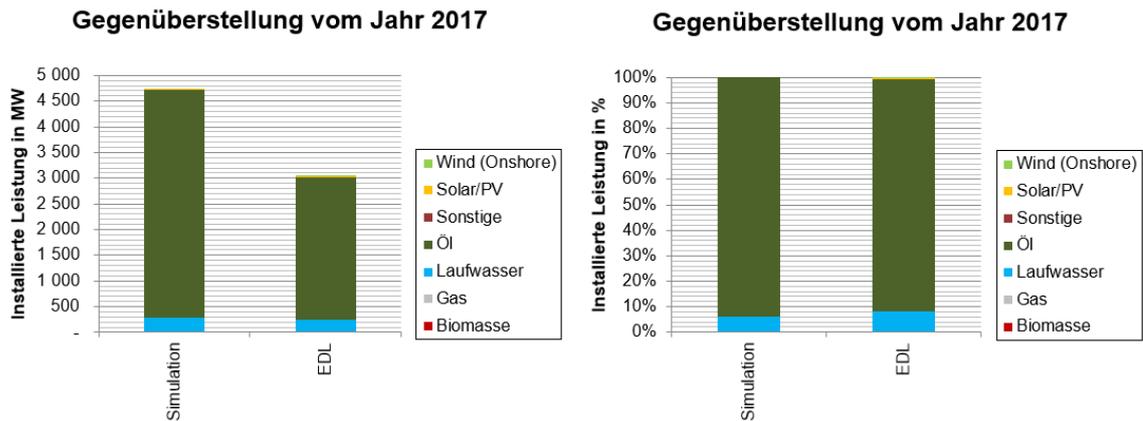


Abbildung 105: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von EDL vom Libanon

6.5.1.2 Kraftwerksparkalter aus Sicht des Jahres 2017

Auskunft über das Alter des Kraftwerksparks aus Sicht des Jahres 2017 gibt nachstehende Abbildung 106. Einige Wasserkraftwerksaggregate sind in einem relativ hohen Alter und nähern sich dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer. Im Simulationsmodell wurde diese Dauer auf 60 Jahre festgelegt. Wasserkraftwerke verfügen jedoch über eine lange Lebensdauer und durch relativ geringen Investitionsaufwand können ältere Turbinen auf den neusten Stand gebracht werden (Refurbishment). Auch einige Aggregate von Ölkraftwerken sind 2017 bereits in fortgeschrittenem Alter. Im Modell werden für Ölkraftwerke 40 Jahre technische Nutzungsdauer angenommen. Zu erkennen ist etwa eine kleine Anzahl an Solaranlagen in den letzten 5 Jahre vor 2017.

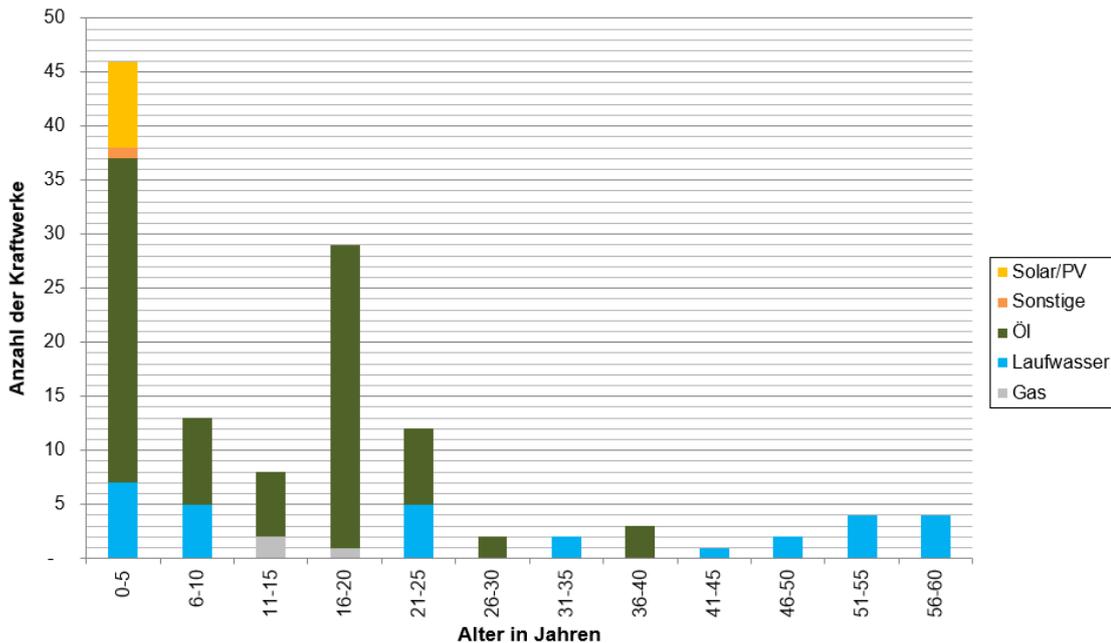


Abbildung 106: Alter des libanesischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke

Die nachfolgende Abbildung 107 zeigt neben dem Alter auch die Leistung der installierten Kraftwerksaggregate aus der Sicht des Jahres 2017. Man bemerkt den automatischen Zubau an Ölkraftwerken in den Jahren 2012 und 2013. Außerdem ist in Abbildung 106 und Abbildung 107 ersichtlich, dass in den fünf Jahren vor 2017 zwar fast 10 Solaranlagen in Betrieb genommen wurden, jedoch diese Aggregate nur über eine sehr geringe Leistung verfügen.

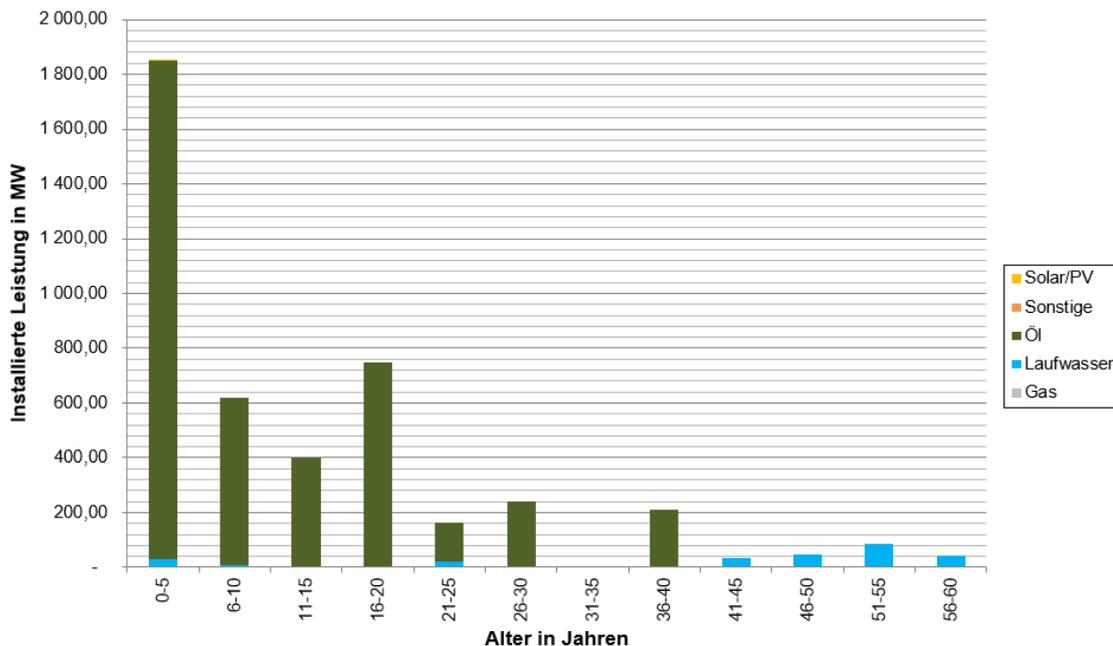


Abbildung 107: Alter des libanesischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung

6.5.2 Szenarioerstellung bis 2030

Die folgenden Unterkapitel gehen wie folgt auf die Erstellung des Szenarios bis 2030 ein: Angefangen von den Zielen bis 2030, über das Netzbild vom Libanon, bis hin zur Entwicklung der installierten Leistungen.

6.5.2.1 Ziele bis 2030

Ein mittelfristiger Plan der Regierung empfiehlt den Bau von zwei Kraftwerken durch private Investoren (IPPs) in Salaata I und Zahrani II mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW sowie den Bau der neuen Kraftwerke New Jiye, New Zouk und Salaata II (je 500 MW). In einem langfristigen Plan wird der Bau von zwei weiteren Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW empfohlen. In Tabelle 20 ist die geplante Strategie zur Erweiterung des Stromsektors ersichtlich. [65]

Jahr	Öl	Gas	Summe
2020	570	-	570
2021	-	1.000	1.000
2024	-	1.000	1.000
2026	-	500	500
2028	-	1.000	1.000

Tabelle 20: Zubauleistung an Öl- und Gaskraftwerken im Libanon bis 2030 in MW; Zahlen von [65]

Andere vorgeschlagene Quellen für die Stromerzeugung umfassen verschiedene Technologien für erneuerbare Energien, die im Libanon implementiert werden können. Bis 2030 sollen 20% des gesamten Stroms aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Die nachstehende Tabelle 21 zeigt die erwartete Leistung an installierten erneuerbaren Energien bis 2030. [65]

Jahr	Wind	PV	Wasser	Summe
2020	200	300	331	831
2030	450	550	473	1.473

Tabelle 21: Installierte Leistung an RE im Libanon bis 2030 in MW; Zahlen von [65]

6.5.2.2 Netzbild vom Libanon

In Abbildung 108 sieht man das Netzbild vom Libanon, bestehend aus Knoten, Leitungen und Kraftwerken. Auffallend ist der Gebrauch von hauptsächlich 220 kV-Hochspannungsleitungen. Lediglich in Ksara besteht eine 400 kV-Leitung ins Ausland nach Syrien.

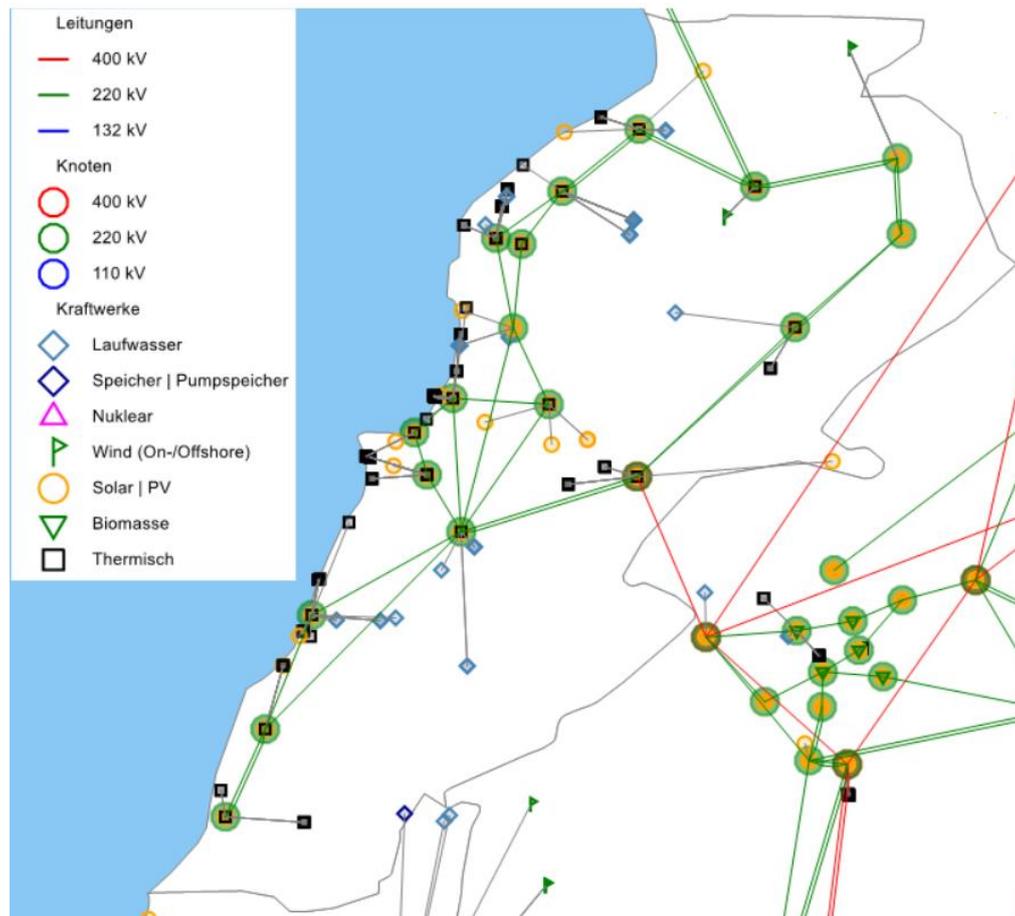


Abbildung 108: VISU-Modelliertes Leitungsnetz vom Libanon mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken

6.5.2.3 Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2030

Die Entwicklung der bisher installierten Kraftwerkskapazitäten und die geplante Entwicklung bis zum Jahr 2030 sind in Abbildung 109 grafisch dargestellt. Man kann erkennen, dass die Leistung bis dato hauptsächlich aus Ölkraftwerken abrufbar ist. Ab dem Jahr 2021 wird das Land zusätzlich über Gaskraftwerksleistung verfügen. Natürlich muss bis dahin die Gasinfrastruktur beachtlich ausgebaut werden. Bis 2030 wird die Leistung aus Öl- und Gasressourcen etwa 8 GW betragen. Seit dem Jahr 2019 kommt es jedes Folgejahr zu einem Leistungszuwachs an erneuerbarer Energie. Bis 2030 wird die installierte Leistung an PV- und Windkraft insgesamt rund 1 GW erreichen.

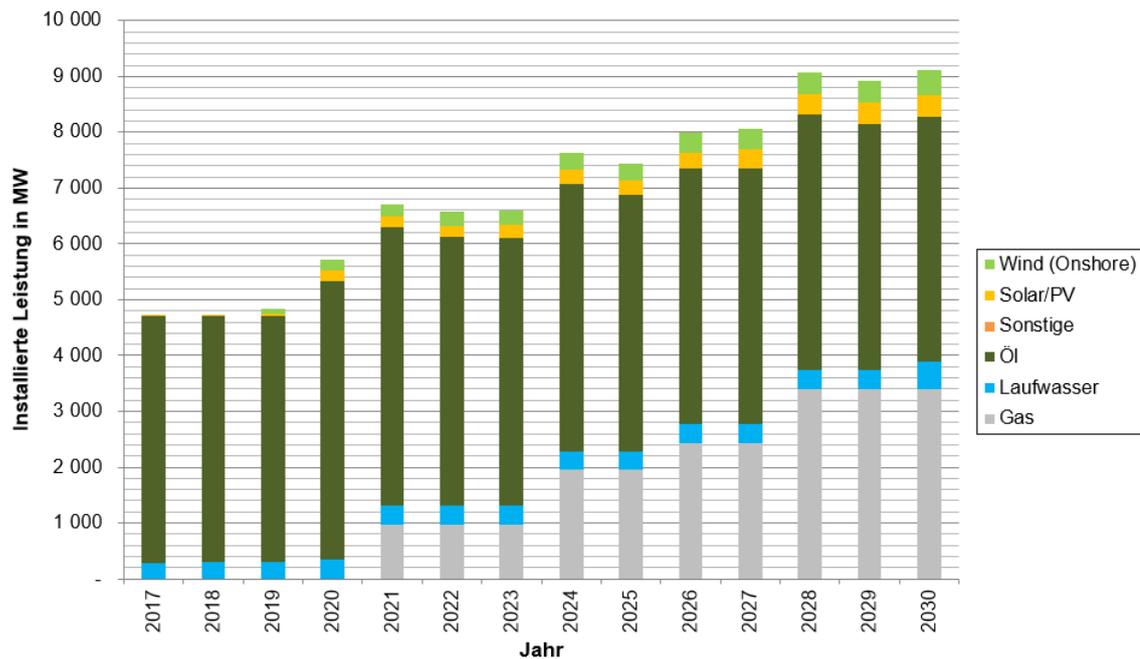


Abbildung 109: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

Die nachstehende Abbildung 110 verdeutlicht noch einmal den Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten. Die Darstellung zeigt noch deutlicher, welchen Stellenwert die einzelnen Erzeugungsarten über den Verlauf der Jahre einnehmen werden. Man bemerkt, dass zurzeit Ölkraftwerke im Libanon einen hohen Stellenwert besitzen. Der Grund ist das Fehlen einer Gasinfrastruktur und somit wird erst im Jahre 2021 das erste Gaskraftwerk ans Netz gehen. Solar- und Windkraftanlagen werden in Zukunft vermehrt installiert werden, da das Land über gute Voraussetzungen in diesem Bereich verfügt. Schlussendlich ergibt sich bis 2030 ein Anteil von rund 10% an erneuerbaren Energien.

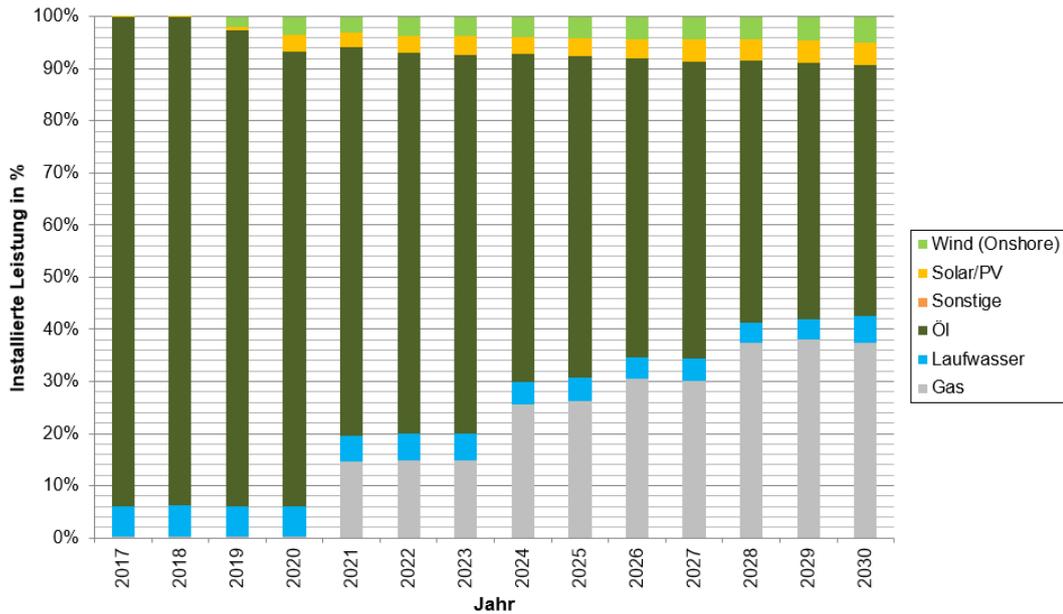


Abbildung 110: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030

In Abbildung 111 ist das zukünftige Verschwinden von Leistung aus dem Ölsektor zu erkennen, bis 2029 werden rund 600 MW außer Betrieb genommen. 2020 soll mit dem Kraftwerk in Deir Ammar die letzte Ölkraftanlage installiert werden. Die zukünftige Umstrukturierung der Ressourcenwahl auf den billigeren Energieträger Gas ist sichtbar. In den Jahren bis 2030 sollen einige Gaskraftwerke mit jeweils 500 MW errichtet werden. Im Jahr 2030 soll außerdem ein 140 MW Laufwasserkraftwerk in Janneh in Betrieb genommen werden. Generell ist zu erkennen, dass es zu relativ wenig Leistungsabbau und relativ hohem Leistungszubau kommen soll.

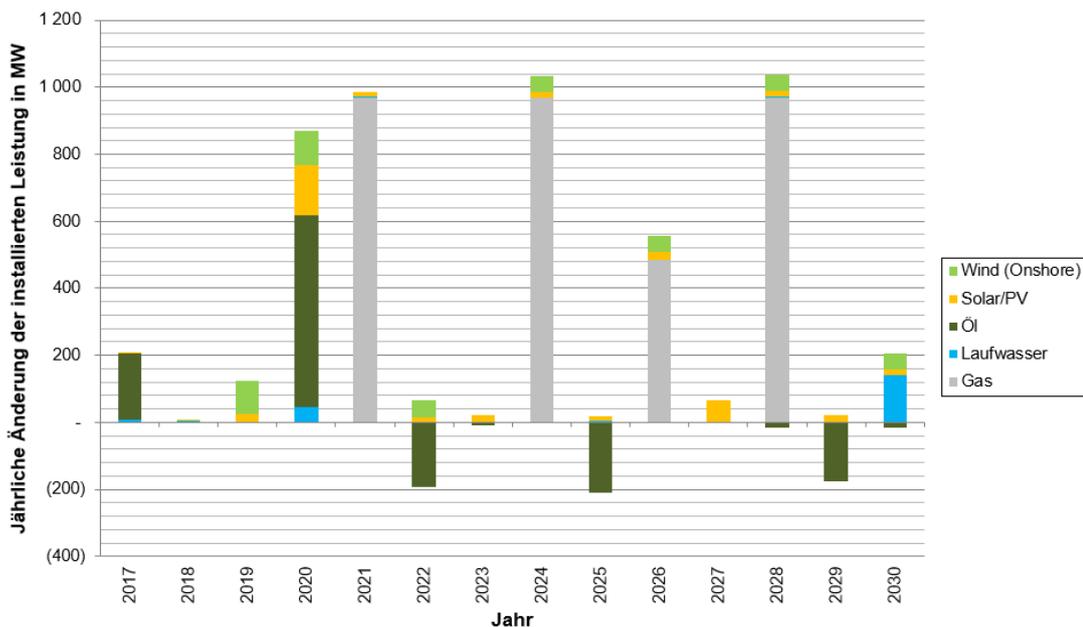


Abbildung 111: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

6.5.3 Ergebnisse der Simulation bis 2030

Nach Aufbereitung aller Daten wurde mit dem Simulationsmodell ATLANTIS eine Elektrizitätswirtschaftliche Simulation des Szenarios bis 2030 durchgeführt. Die folgenden Unterkapitel gehen wie folgt auf die Ergebnisse der Simulation ein: Angefangen von der produzierten Energie bis 2030, über die Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA und der Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder der Jahre 2016 und 2030.

6.5.3.1 Entwicklung der produzierten Energie 2016 bis 2030

Die Simulation lieferte für das Redispatchmodell die in Abbildung 112 dargestellte Entwicklung der produzierten Energiemenge in GWh der Jahre 2016 bis 2030. Man beobachtet ab 2021 eine blockweise Verringerung der Energieproduktion aus Ölkraftwerken. Bis 2030 soll die erzeugte Energie aus Ölkraftwerken nur noch etwa 1.600 GWh betragen. Im Jahr 2016 war dieser Anteil noch bei fast 18.000 GWh.

In folgender Abbildung 112 ist erkennbar, dass ab dem Jahr 2021 die Energie aus Ölkraftwerken hauptsächlich durch billigere Energie aus Gaskraftwerken ersetzt wird. Schon 2020 bemerkt man eine kleine Energiereduktion im Ölsektor, da billigere Energie aus Laufwasserkraftwerken und RE-Energien zur Verfügung stehen wird. Im Jahr 2030 wiederum sieht man durch den Bau des Laufwasserkraftwerks Janneh eine Reduktion der produzierten Gaskraftwerksenergie, da Energie aus Wasserkraft die billigere Variante darstellt.

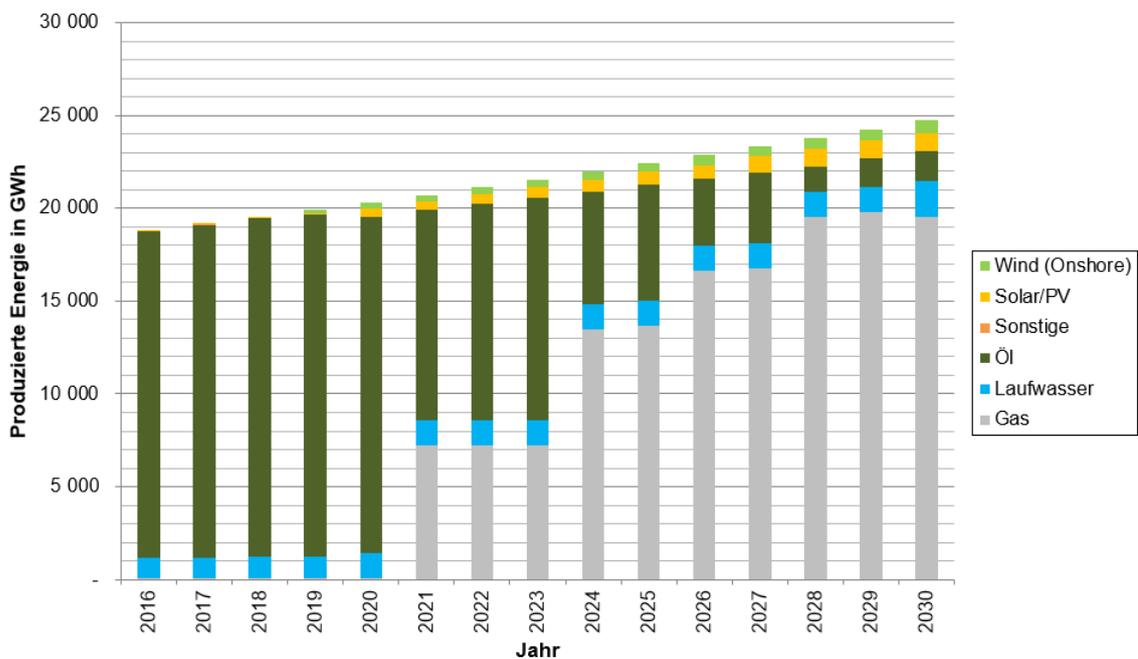


Abbildung 112: Entwicklung der produzierten Energiemenge im Libanon von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 113 zeigt eine normierte Darstellung des Verlaufs der produzierten Energiemengen der Jahre 2016 bis 2030 des Redispatchmodells. Hier erkennt man besonders gut den anteilmäßigen Rückgang der produzierten Energie aus Ölkraftwerken und deren Ersatz durch kostengünstigere Energie aus Gaskraftwerken sowie erneuerbaren Strom. Aus fossilen Energieträgern würden demnach im Jahr 2030 rund 85% der erzeugten Energie stammen. Das meiste davon aus Gaskraftwerken. Der Rest der Energie wird aus Laufwasserkraftwerken und RE-Energien gewonnen.

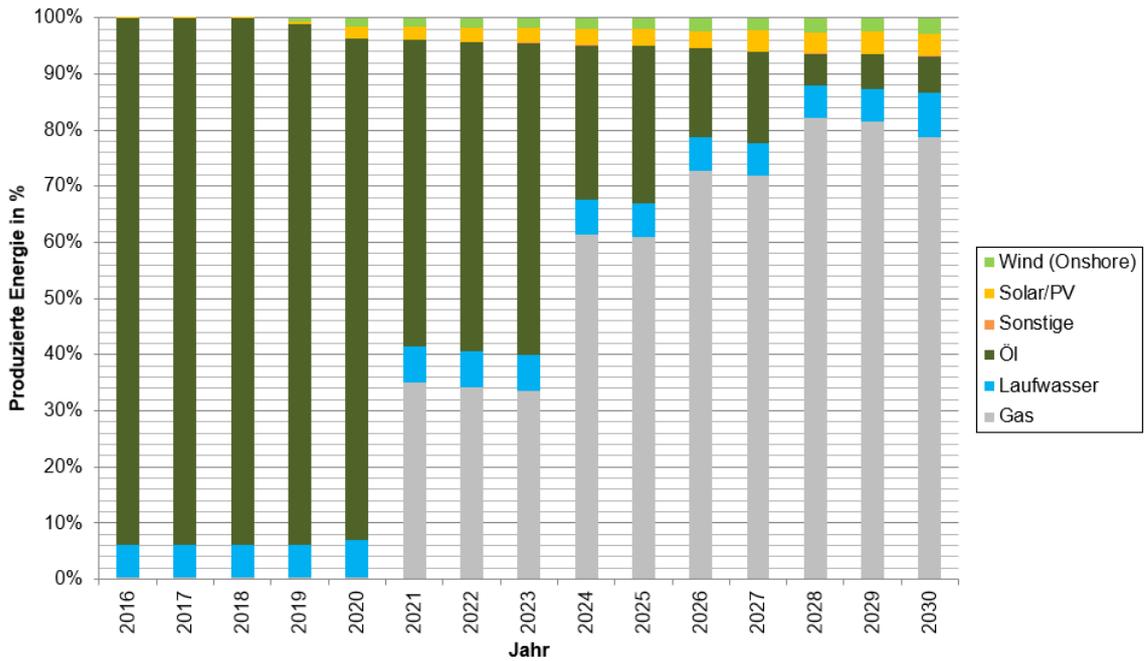


Abbildung 113: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) im Libanon von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 114 zeigt die jährliche Änderung der produzierten Energiemenge zum Jahr davor. In den Jahren 2021, 2024, 2026 und 2028 wird in der Simulation die produzierte Energie aus Ölkraftwerken verringert und stattdessen mit Energie aus den billigeren Gaskraftwerken ersetzt. Bereits 2020 wird Energie aus Ölkraftanlagen reduziert und stattdessen RE-Energie sowie Energie aus Laufwasserkraftwerken generiert. Durch den Bau des Laufwasserkraftwerks Janneh im Jahr 2030 wird teurere Gasenergie leicht reduziert.

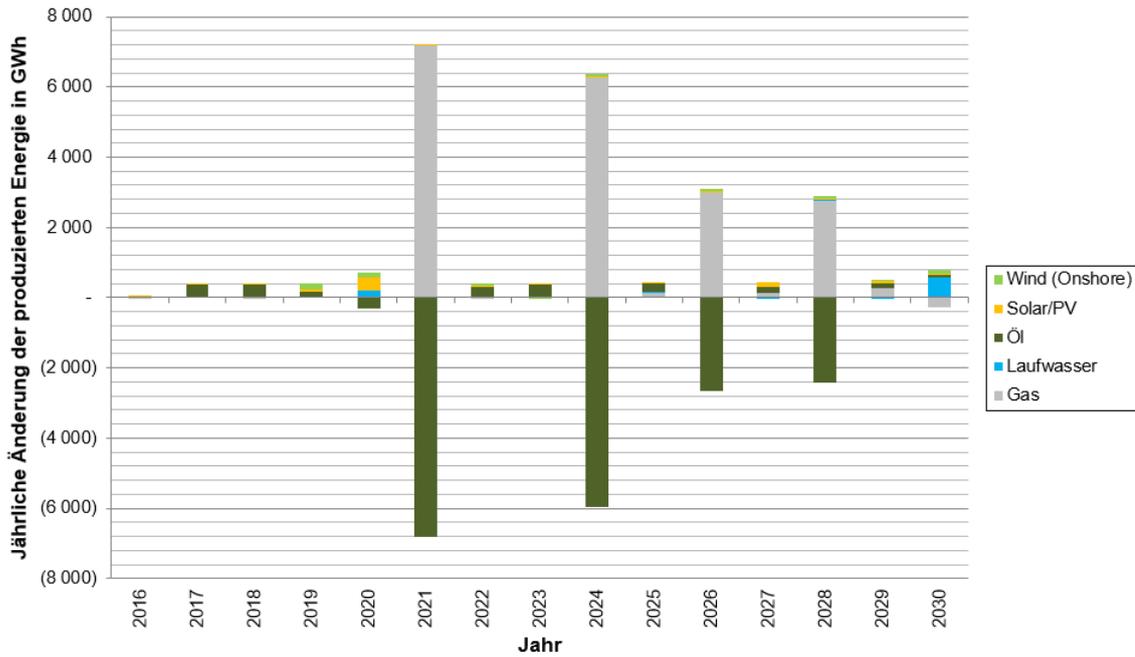


Abbildung 114: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge im Libanon von 2016 bis 2030

In Abbildung 115 werden die Simulation des Jahres 2016 und Daten der IEA (International Energy Agency) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Balkenaufteilung der produzierten Energie beider Quellen fast ident ist. Somit stimmen die Datenbanken für die Simulation mit den tatsächlichen Energieproduktionsdaten vom Libanon sehr gut überein.

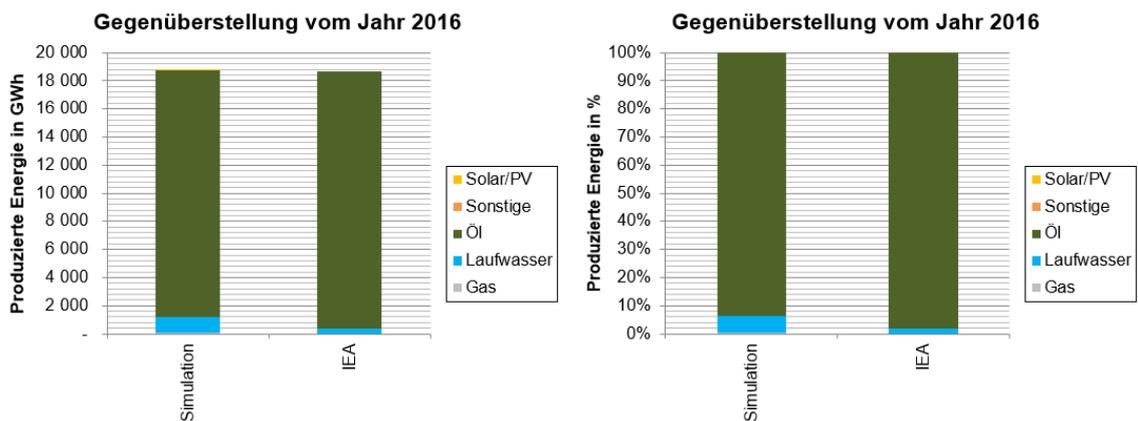


Abbildung 115: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA vom Libanon

6.5.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030

Wie es um das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2030 steht, zeigt die folgende Abbildung 116. Man erkennt, dass sich der Großteil der Kraftwerke in einem jungen Alter von weniger als 25 Jahren befindet. Zu den älteren Kraftwerken zählen vor allem Ölkraftwerke sowie Wasserkraftwerke. Einige Ölkraftwerke erreichen im Jahre 2030 bald das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer. Außerdem ist ersichtlich, dass es eine große Anzahl an installierten PV Anlagen gibt.

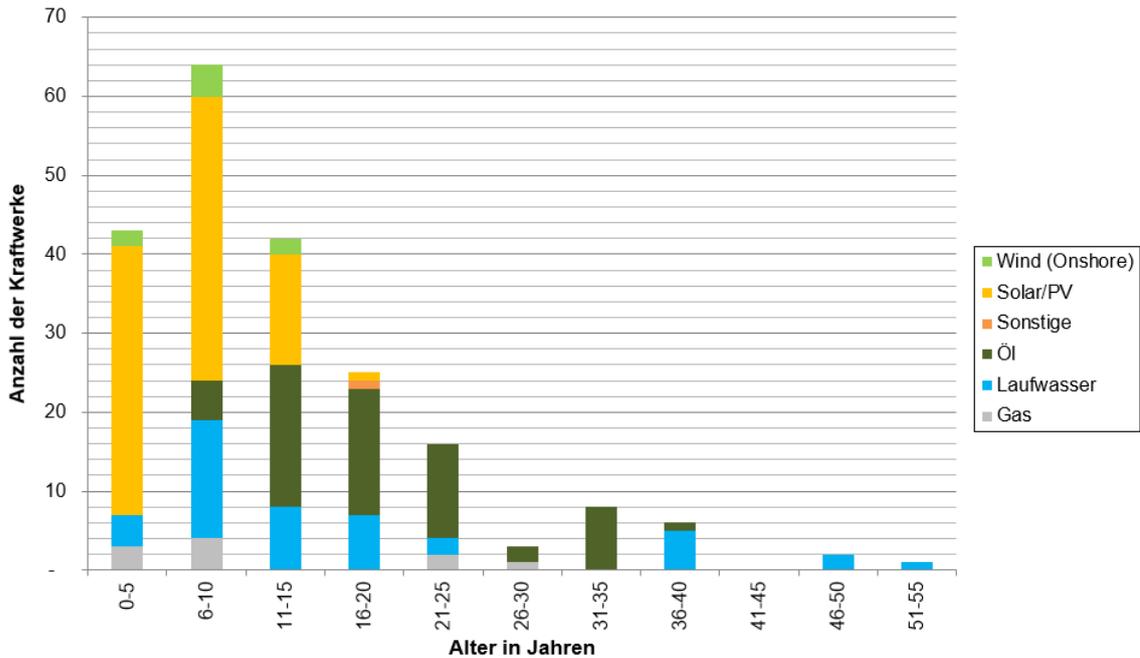


Abbildung 116: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030

Die nachfolgende Abbildung 117 zeigt das Alter des Kraftwerksparks aus der Sicht des Jahres 2030, diesmal jedoch die installierten Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen. Ein Großteil der installierten Leistung wird dem Diagramm zur Folge erst ab 2020 installiert, ist dementsprechend im Jahr 2030 erst bis zu 10 Jahre alt.

Wieder erkennt man, dass einige Ölkraftwerke im Jahre 2030 sich dem Ende ihrer technischen Lebensdauer nähern. Diese Leistungsmengen werden zukünftig durch Gaskraftwerke ersetzt werden müssen. Alle Gaskraftwerke sind 2030 erst in einem jungen Alter von weniger als 10 Jahren und erreichen große Leistungsmengen.

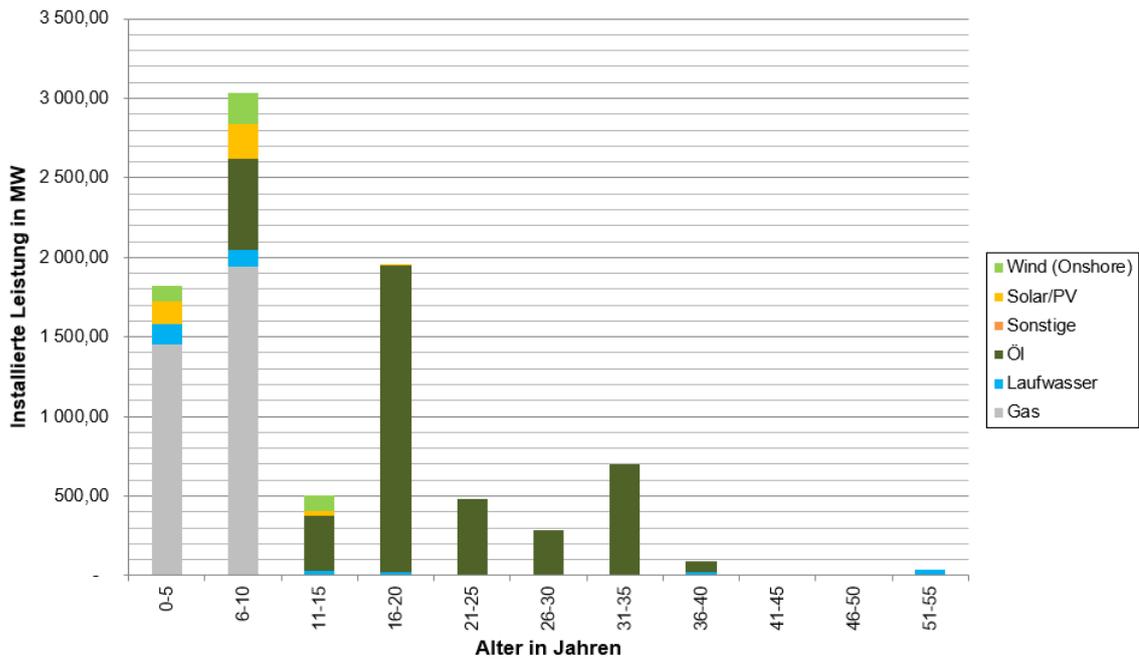


Abbildung 117: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030

6.5.4 Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030

Die Abbildung 118 stellt das modellierte Stromnetz und den dazugehörigen Lastfluss zur Jahreshöchstlast im August 2017 dar.

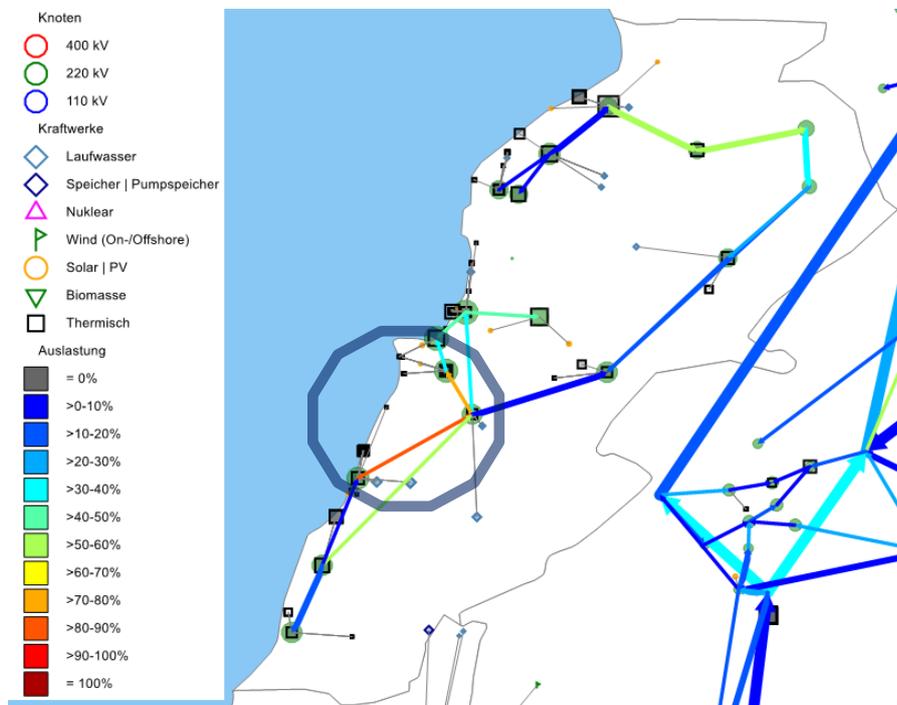


Abbildung 118: Lastflussbild vom Libanon vom August 2017

Wie man in Abbildung 118 erkennt, sind im Ballungsraum Beirut die Leitungen über 50% belastet (grüne Leitungen). Große Probleme herrschen auf den Strecken Aramoun nach Sidon und Aramoun nach Pins (In Abbildung 118 hervorgehoben). Diese Leitungen sind sogar an ihren thermischen Grenzen. Energie wird vor allem in den Bereichen von Beirut benötigt. Man sieht auch, dass der Lastfluss meistens genau dorthin gerichtet ist. Man bemerkt, dass 2017 der Leitungsring im nordwestlichen Teil Libanons noch nicht geschlossen ist.

Das durch ATLANTIS berechnete und mit VISU erzeugte Lastflussbild des Jahres 2030 auf Grundlage der Ziele bis 2030 wird in nachfolgender Abbildung 119 gezeigt. Es handelt sich um die Darstellung der Jahreshöchstlast, welche im Monat August auftreten würde.

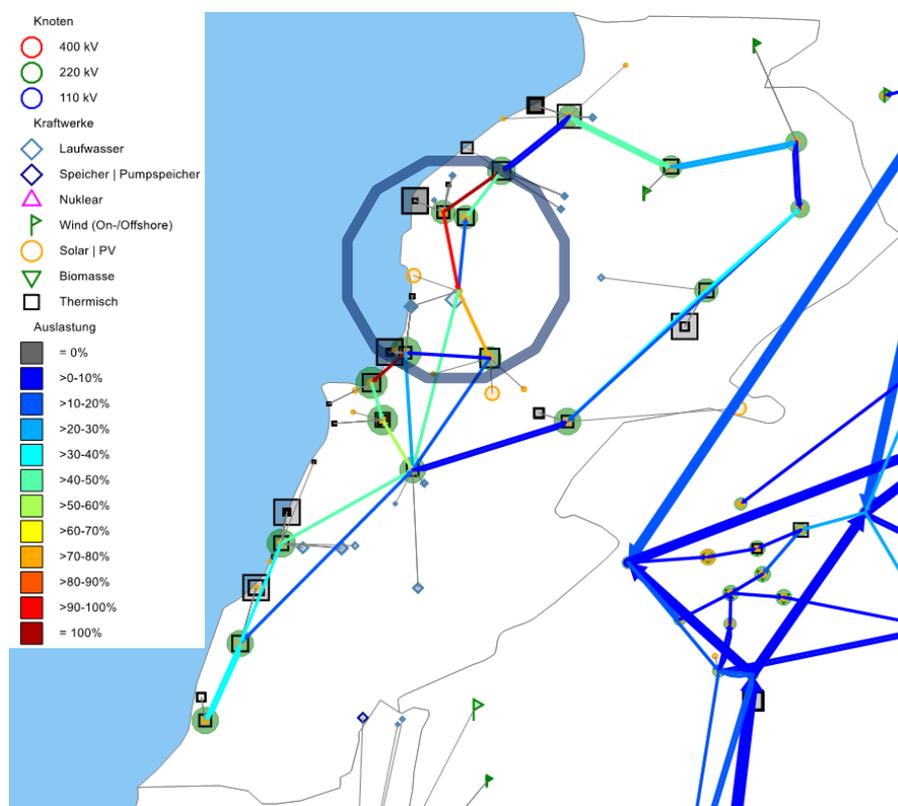


Abbildung 119: Lastflussbild vom Libanon vom August 2030

Im Jahr 2030 wird durch die 400 kV-Doppelleitung von Aramoun über Bsalim nach Halate der Leitungsring im nordwestlichen Teil Libanons geschlossen sein. Zur Jahreshöchstlast im Jahr 2030 werden im Großraum Beirut und im Bereich Halate die Leitungen überbelastet und vereinzelt sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen) sein. Vor allem die Verbindungen von Bahsas über Halate nach Bsalim werden stark überlastet sein (In Abbildung 119 hervorgehoben). Energie wird vor allem in den Großstädten des Landes gebraucht – genau dorthin ist auch der Lastfluss gerichtet.

6.6 Analyse – Syrien

In diesem Kapitel wird die Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Syrien durchgeführt, angefangen vom Stand des Jahres 2017, über die Szenarioerstellung bis 2030 und die Ergebnisse der Simulation bis 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder zur Jahreshöchstlast von 2017 mit denen von 2030.

6.6.1 Stand „Syrien 2017“

In diesem Kapitel wird auf den aktuellen Stand von Syrien eingegangen. Dieser wurde mit Zeitpunkt 2017 angenommen, weil bis dorthin Informationen zur installierten Leistung vorhanden waren und die PLATTS Datenbank von 2017 zur Verfügung stand.

6.6.1.1 Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 120 zeigt den Verlauf der installierten Kraftwerksleistung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2017. Änderungen in diesem Zeitraum hinsichtlich installierter Leistung gab es hauptsächlich bei Gas- und Ölkraftwerken. Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke haben über die gesamte Zeitspanne eine konstant installierte Leistung. Kohlekraftwerke und andere Anlagen spielen hingegen kaum eine Rolle. Seit dem Beginn des Bürgerkriegs im Jahr 2011 stagnierte der Leistungszuwachs und ab 2014 verringerte sich die installierte Leistung rapide. Bis 2017 waren in Syrien noch kaum PV-Aggregate installiert.

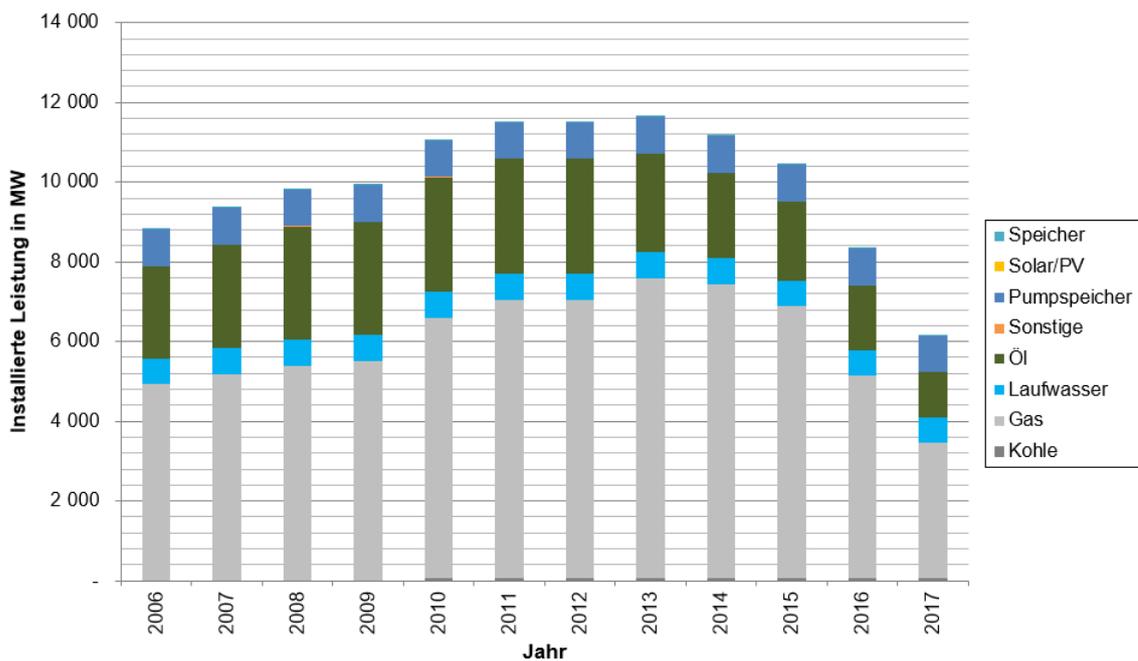


Abbildung 120: Entwicklung der installierten Leistung von Syrien der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 121 werden die installierten Kraftwerksleistungen bis zum Jahr 2017 in prozentualer Aufteilung dargestellt. Den Großteil der 2017 installierten Leistung in Syrien lieferten Gaskraftwerke, gefolgt von Ölkraftanlagen und Wasserkraftwerke.

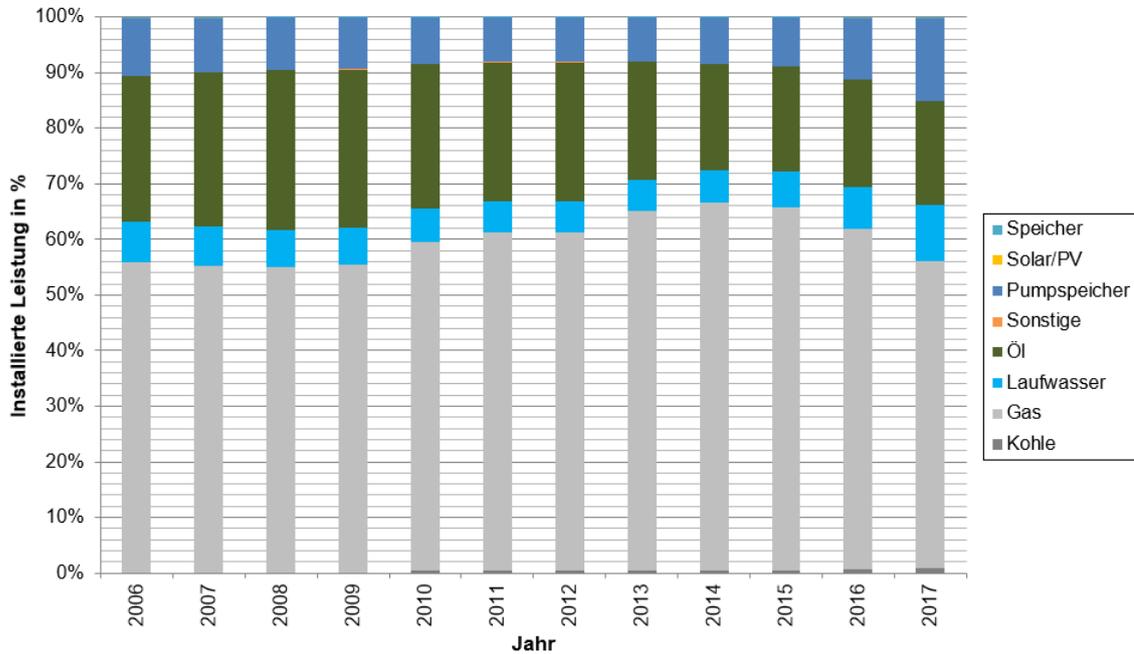


Abbildung 121: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) von Syrien der Jahre 2006 bis 2017

Die Abbildung 122 zeigt installierte und außer Betrieb genommene Kraftwerksleistungen der Jahre 2006 bis 2017. Bei den Werten handelt es sich um die Differenz zum jeweiligen Vorjahr. Wie man erkennt, wurden seit 2013 nur noch Kraftwerksleistungen stillgelegt. In der Datenbank wurden manuell Kraftwerke außer Betrieb genommen, um auf den für 2017 korrekten Wert zu gelangen. Gründe für den stetigen Abfall der installierten Leistung sind die kriegsbedingten Zerstörungen der Infrastruktur oder der Kraftwerke selbst. 2013 gingen mit den Gaskraftwerken Deir Ali 2 und Jandar 3 die letzten Anlagen in Betrieb.

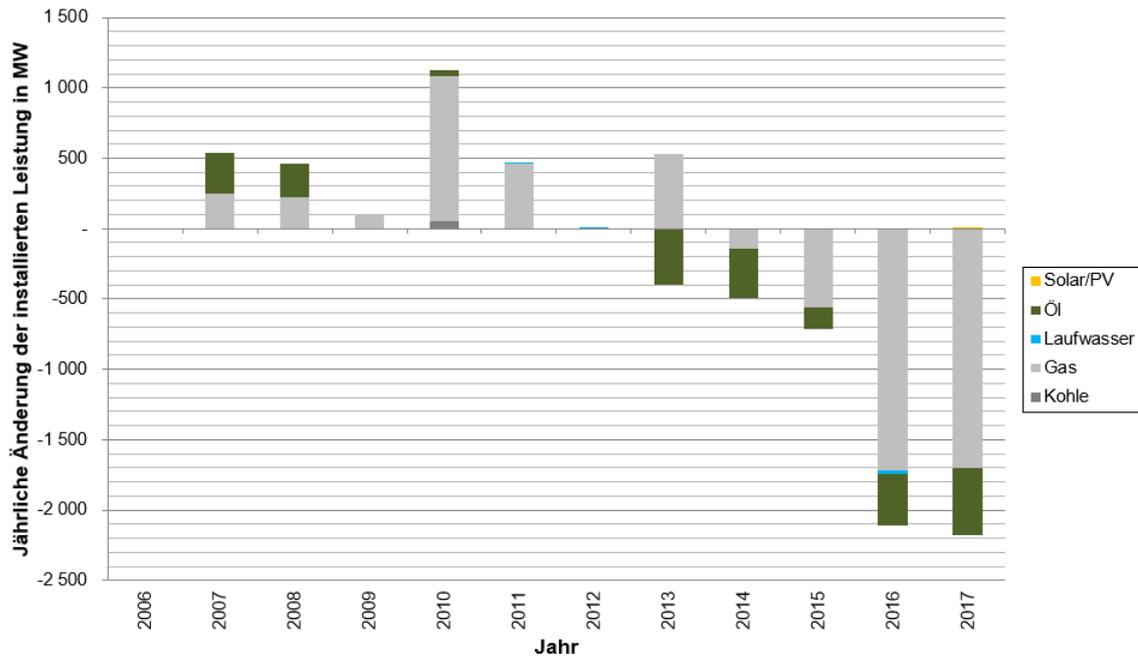


Abbildung 122: Änderung der installierten Leistung von Syrien der Jahre 2006 bis 2017

In Abbildung 123 werden die Simulation des Jahres 2017 und Daten von der PEEGT (syrischer Erzeugungs- und Übertragungsnetzbetreiber) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Balkenaufteilungen von beiden Quellen, vor allem bei der Gaskraftwerksleistung, sehr variieren. Der Grund dafür ist der automatische Gaskraftwerkszubau, den die Simulation in den Jahren 2006 bis 2009 generierte (2,5 GW). Dieser Zubau ist notwendig, um eine vernünftige Simulation durchführen zu können.

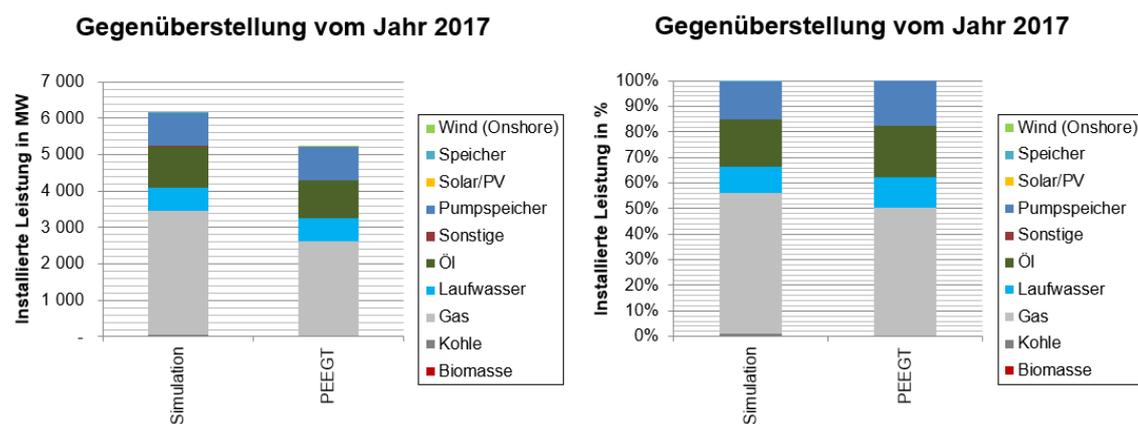


Abbildung 123: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von NEPCO von Syrien

Es war sehr schwierig, genaue Daten zu der installierten Leistung in Syrien zu finden. Offizielle Dokumente sind schwer zu bekommen und sind dann meist nur in arabischer Schrift. Es fällt auf, dass die meisten Daten nur über Zeitungsartikel veröffentlicht werden. Bei mehreren gefundenen Quellen variierten die Gesamtleistungsangaben zwischen 4 GW und 5,5 GW.

Laut dem von PEEGT erstellten technischen Statistikbericht für 2016 standen von der installierten Gesamtleistung von 9.685 MW im Jahr 2016 nur 5.227 MW zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der Kraftstoffverfügbarkeit kann diese Zahl jedoch noch auf unter 30% sinken. [89]

6.6.1.2 Kraftwerksparkalter aus Sicht des Jahres 2017

Auskunft über das Alter des Kraftwerksparks aus Sicht des Jahres 2017 gibt nachstehende Abbildung 124. Die meisten Wasserkraftwerksaggregate sind in einem relativ hohen Alter und nähern sich langsam dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer. Auffällig ist auch, dass sehr wenige konventionelle Kraftwerke im Jahr 2017 älter als 15 Jahre alt sind. Der Grund ist die manuelle Außerbetriebnahme von vor allem älteren Kraftwerken in der Datenbank, um den korrekten Wert für 2017 zu erreichen.

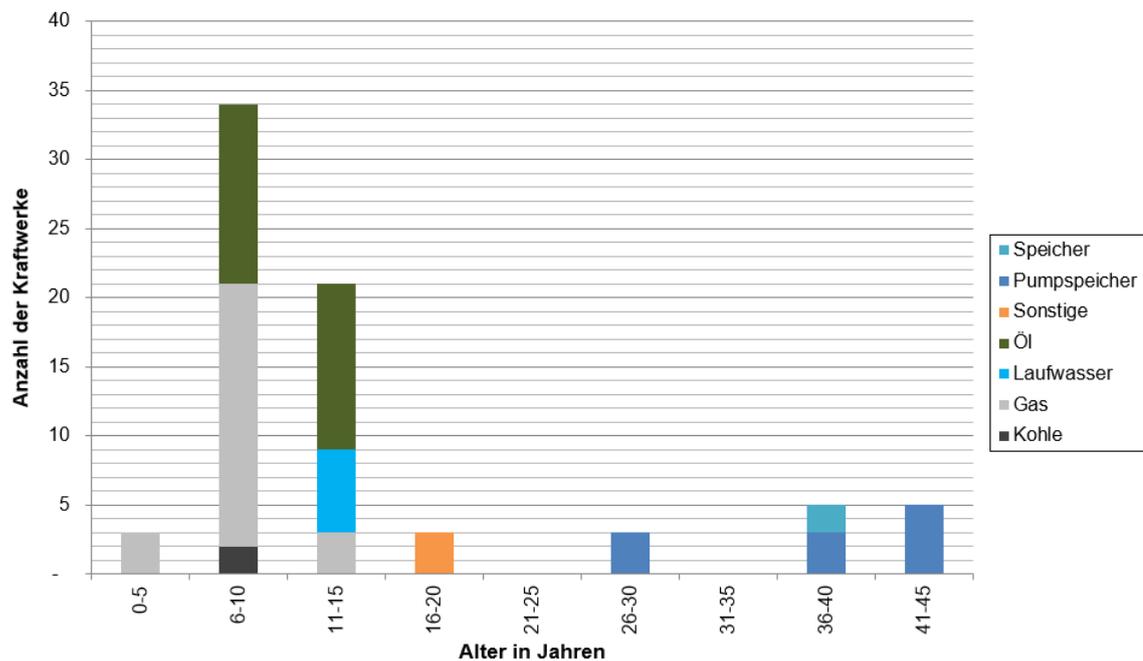


Abbildung 124: Alter des syrischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke

Die nachfolgende Abbildung 125 zeigt neben dem Alter auch die Leistung der installierten Kraftwerksaggregate aus der Sicht des Jahres 2017. Man bemerkt den automatischen Zubau von Öl- und Gaskraftwerken in den Jahren 2006 bis 2009.

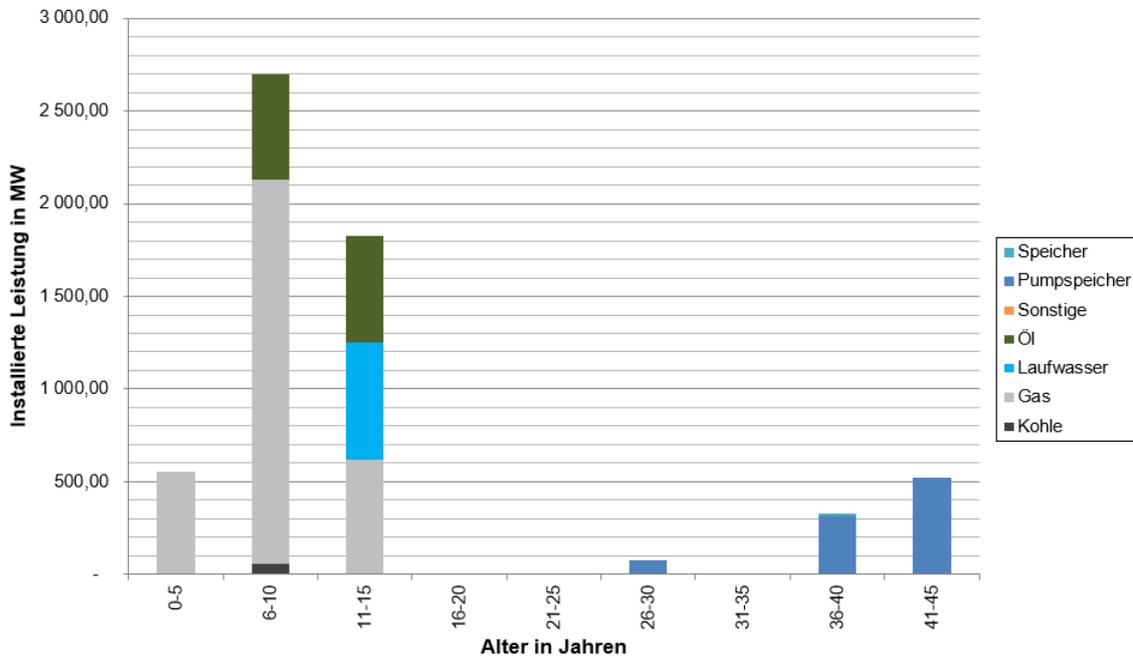


Abbildung 125: Alter des syrischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung

6.6.2 Szenarioerstellung bis 2030

Die folgenden Unterkapitel gehen wie folgt auf die Erstellung des Szenarios bis 2030 ein: Angefangen von den Zielen bis 2030, über das Netzbild von Syrien, bis hin zur Entwicklung der installierten Leistungen.

6.6.2.1 Ziele bis 2030

Syrien hat im Jahr 2011 progressive Maßnahmen verabschiedet, um Interesse und Aktivität im Bereich der erneuerbaren Energien zu wecken. Das Land hat seinen Markt für private Bauherren geöffnet, Einspeisetarife und eine Nettoerfassungsrichtlinie verabschiedet, den Verkauf von erneuerbarem Strom (private to private) genehmigt und öffentliche Ausschreibungen für die Entwicklung der ersten großen Windprojekte angekündigt. Aufgrund der sich verschlechternden politischen Situation wurden jedoch alle Aktivitäten unterbrochen und die syrische Regierung hatte keine Gelegenheit, die neu eingeführte Politik umzusetzen. [88]

Die nachstehende Tabelle 22 zeigt die erwartete Leistung an installierten erneuerbaren Energien bis 2030, welche die IRENA Pan-Arab-Strategy von Juni 2014 prognostizierte. [87]

Jahr	Wind	PV	Biomasse	Summe
2015	150	45	-	195
2020	1.000	380	140	1.520
2025	1.500	1.150	260	2.910
2030	2.000	1.750	400	4.150

Tabelle 22: Installierte Leistung an RE in Syrien bis 2030 in MW; Zahlen von [87]

6.6.2.2 Netzbild von Syrien

In Abbildung 126 sieht man das Netzbild von Syrien, bestehend aus Knoten, Leitungen und Kraftwerken. Auffallend ist der Gebrauch von hauptsächlich 400 kV- und 220 kV-Hochspannungsleitungen.

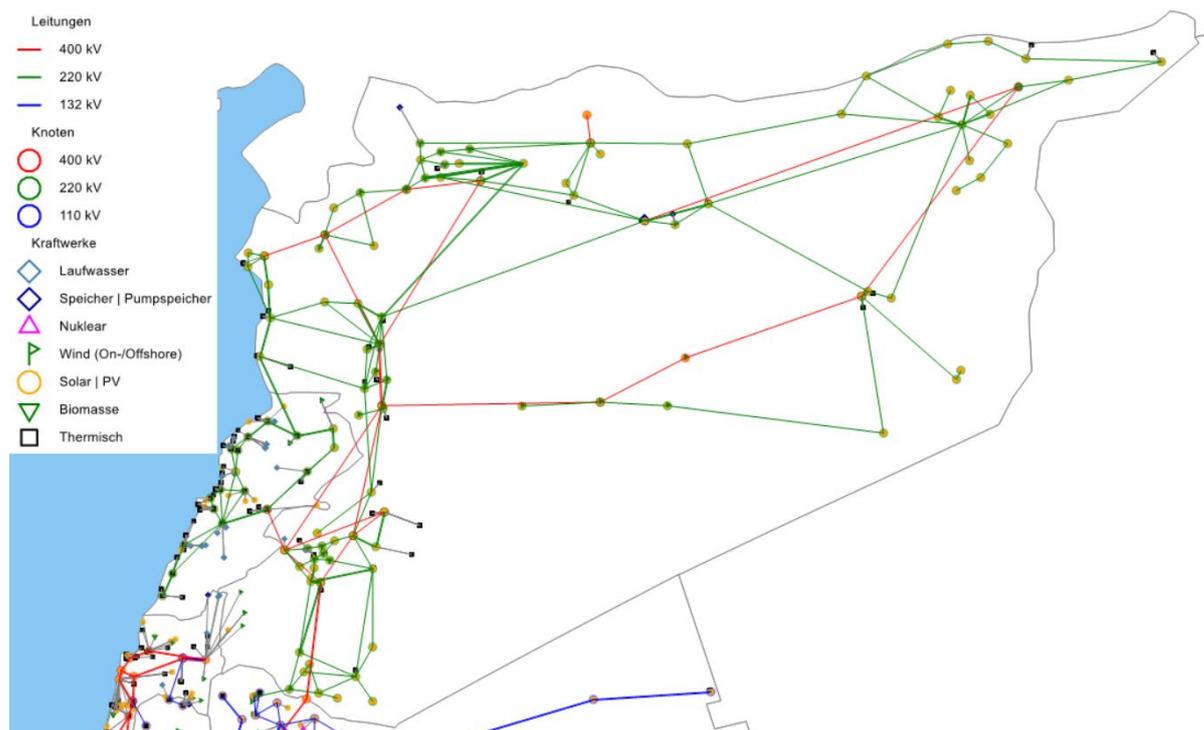


Abbildung 126: VISU-Modelliertes Leitungsnetz von Syrien mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken

6.6.2.3 Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2030

Die Entwicklung der bisher installierten Kraftwerkskapazitäten und die geplante Entwicklung bis zum Jahr 2030 sind in Abbildung 127 grafisch dargestellt. Man kann erkennen, dass die Leistung bis dato hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken abrufbar ist. Bis 2019 bemerkt man das Ausklingen des Bürgerkriegs in Syrien. Ab dem Jahr 2020 soll es jedes Folgejahr zu einem Leistungszuwachs an Solar- und Windkraft sowie Biomasse kommen. Zusätzlich wird der Gassektor wieder ausgebaut und soll bis 2030 rund 6.000 MW erreichen. Bis 2030 soll die installierte Leistung an PV, Wind und Biomasse insgesamt rund 4 GW erreichen.

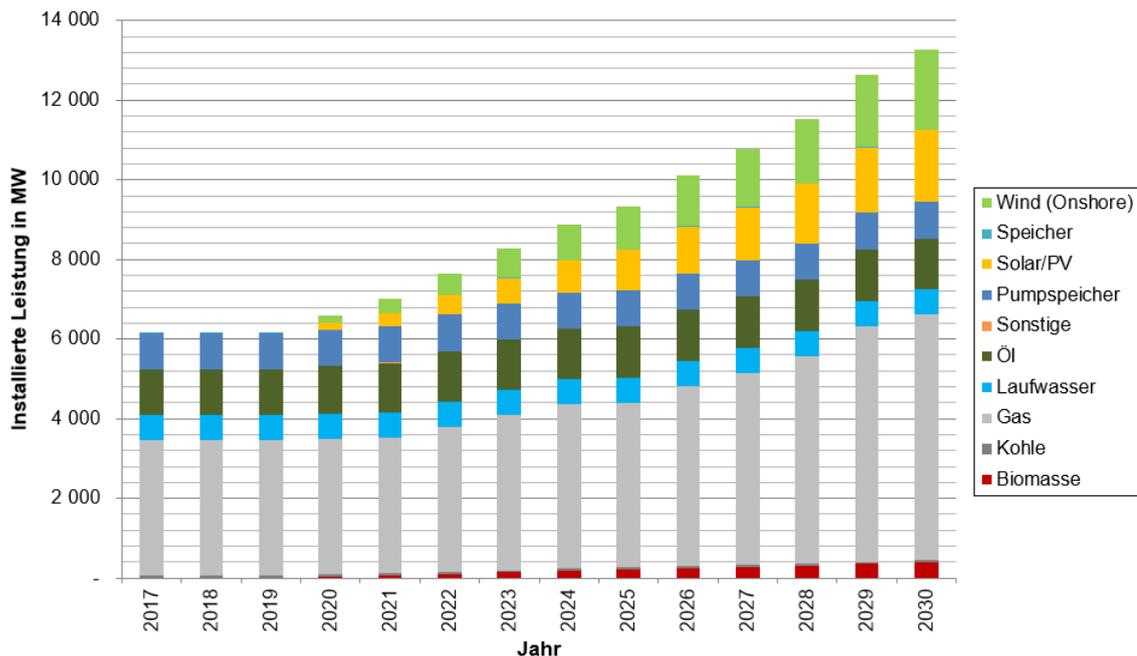


Abbildung 127: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

Die nachstehende Abbildung 128 zeigt noch einmal den Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten. Die Darstellung zeigt, welchen Stellenwert die einzelnen Erzeugungsarten über den Verlauf der Jahre einnehmen werden. Solar- und Windkraftanlagen sollen ab 2020 vermehrt installiert werden, da das Land über gute Voraussetzungen dafür verfügt. Biomasse soll bis 2030 einen Anteil von bis zu 4% erreichen. Schlussendlich ergibt sich 2030 ein Anteil von rund 30% an erneuerbarer Energie. Gaskraftwerke sollen im Jahr 2030 einen Leistungsanteil von knapp 50% besitzen und der Anteil an Ölkraftwerken soll sich bis dahin auf rund 10% verringern.

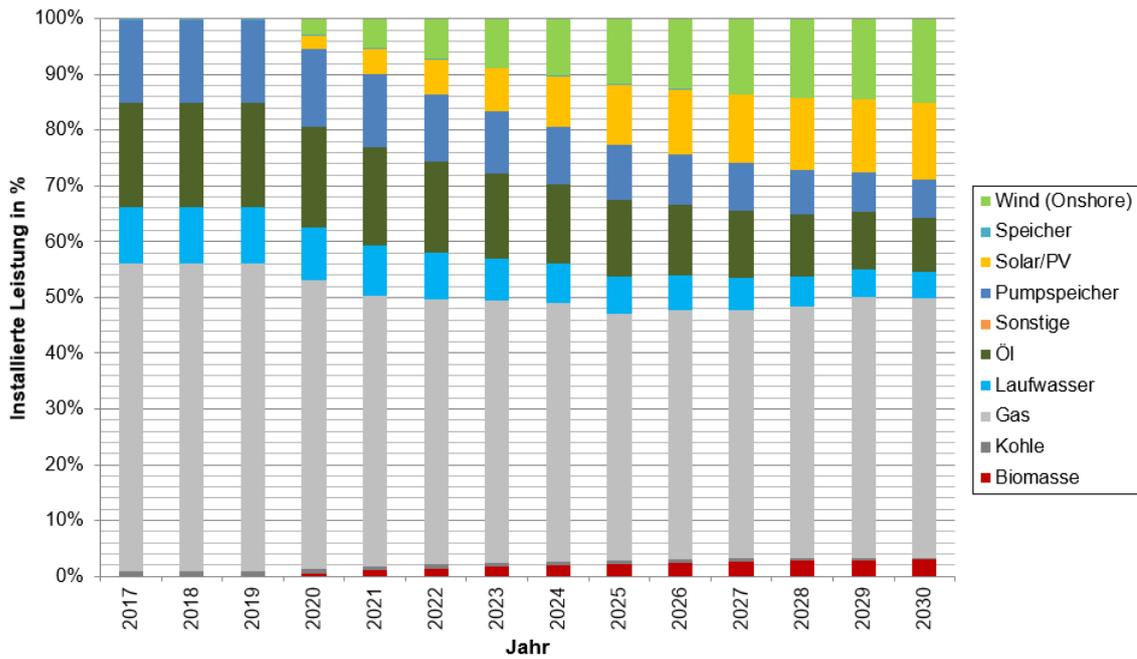


Abbildung 128: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030

In Abbildung 129 sind die Auswirkungen der Unruhen im Land ersichtlich und ab 2020 bemerkt man ein langsames Erholen aus dieser Zeit. Im Jahr 2016 auf das Jahr 2017 wurden noch über 2 GW an installierter Leistung aus konventionellen Quellen stillgelegt. Generell ist zu erkennen, dass es ab 2020 nur noch zu einem Leistungszubau kommen soll. Vor allem bemerkt man einen stetigen Zubau an erneuerbaren Energien.

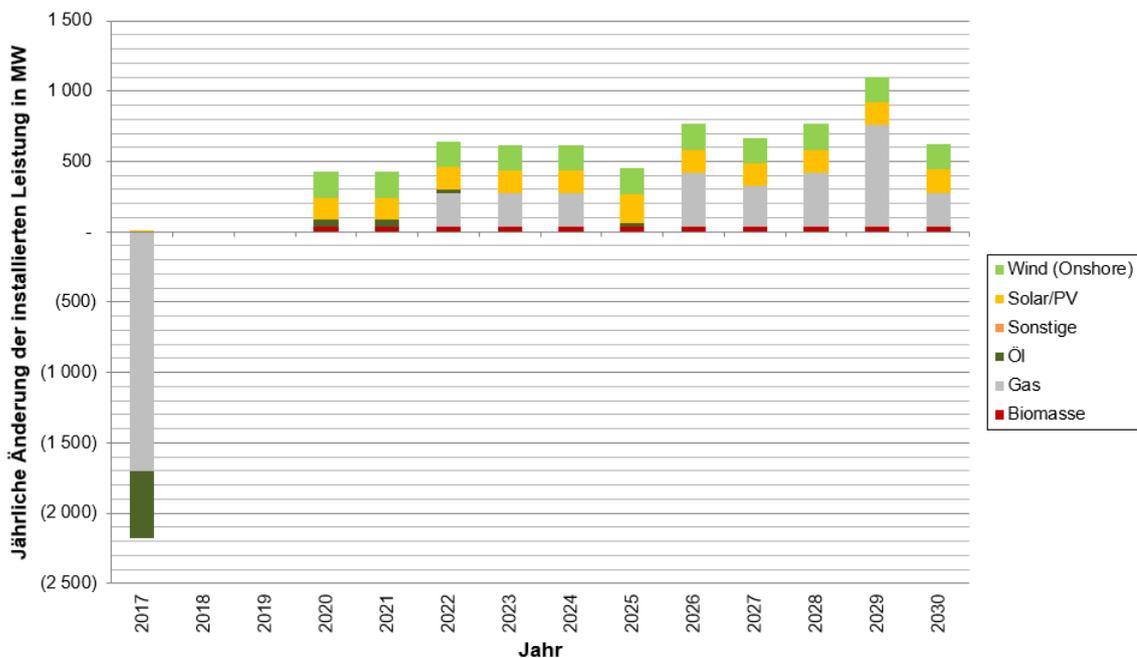


Abbildung 129: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030

6.6.3 Ergebnisse der Simulation bis 2030

Nach Aufbereitung aller Daten wurde mit dem Simulationsmodell ATLANTIS eine Elektrizitätswirtschaftliche Simulation des Szenarios bis 2030 durchgeführt. Die folgenden Unterkapitel gehen auf die Ergebnisse der Simulation ein, angefangen von der produzierten Energie bis 2030, über die Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA, der Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030, bis hin zum Vergleich der Lastflussbilder der Jahre 2016 und 2030.

6.6.3.1 Entwicklung der produzierten Energie 2016 bis 2030

Die Simulation lieferte für das Redispatchmodell die in Abbildung 130 dargestellte Entwicklung der produzierten Energiemenge in GWh der Jahre 2016 bis 2030. Man beobachtet eine stetige Verringerung der Energieproduktion aus Gaskraftwerken ab 2020. Bis 2030 soll die erzeugte Energie aus Erdgasquellen nur noch rund 8.000 GWh betragen. Im Jahre 2019 war dieser Anteil noch bei fast 14.100 GWh.

Den einzelnen Erzeugungstechnologien liegen verschiedene Erzeugungskosten je produzierter Energiemenge zugrunde. Die Erzeugung der Energie muss dem Energieverbrauch stets folgen. Verständlicherweise werden Kraftwerkstypen mit den niedrigsten Produktionskosten zuerst eingesetzt. In Syrien sind die Produktionskosten für Gaskraftwerke höher als für Ölkraftwerke, da eine Menge an Ölquellen günstig zur Verfügung stehen.

In folgender Darstellung ist erkennbar, dass 2017 die Energieproduktion aus Ölkraftwerken deutlich verringert wurde, da in Syrien einige Öl-KW außer Betrieb gingen. Um die Energienachfrage zu decken, musste bei der Energieproduktion auf teureres Erdgas zurückgegriffen werden. Bis 2019 wird sich die Produktion an Gaskraftwerksenergie leicht steigern und an die Nachfrage anpassen. Der Simulation zur Folge wird ab dem Jahr 2020 die Energie aus Gaskraftwerken hauptsächlich durch billigere erneuerbare Energie ersetzt. Außerdem ist ersichtlich, dass in den Jahren 2020 bis 2025 kleine Ölaggregate ans Netz gehen und somit geringe zusätzliche Mengen an billiger Ölkraftwerksenergie produziert werden.

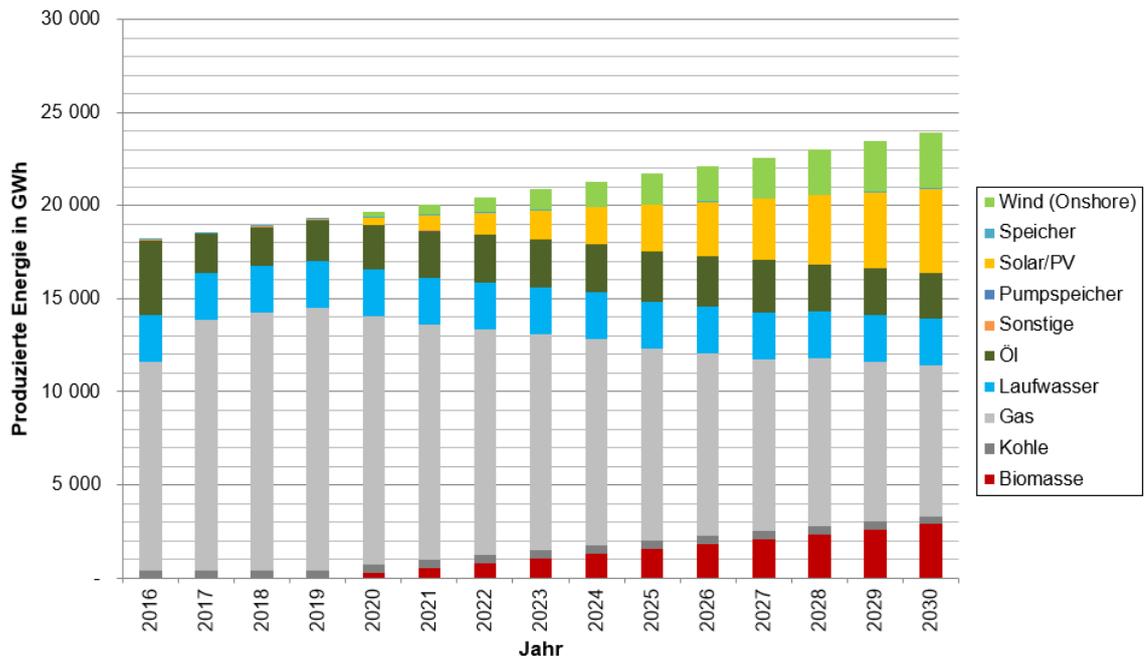


Abbildung 130: Entwicklung der produzierten Energiemenge in Syrien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 131 zeigt eine normierte Darstellung des Verlaufs der produzierten Energiemengen der Jahre 2016 bis 2030 des Redispatchmodells. Hier erkennt man besonders gut den anteilmäßigen Rückgang der produzierten Energie aus Gaskraftwerken und deren Ersatz durch kostengünstigen erneuerbaren Strom. Aus erneuerbaren Energieträgern würden demnach im Jahr 2030 rund 40% der erzeugten Energie stammen.

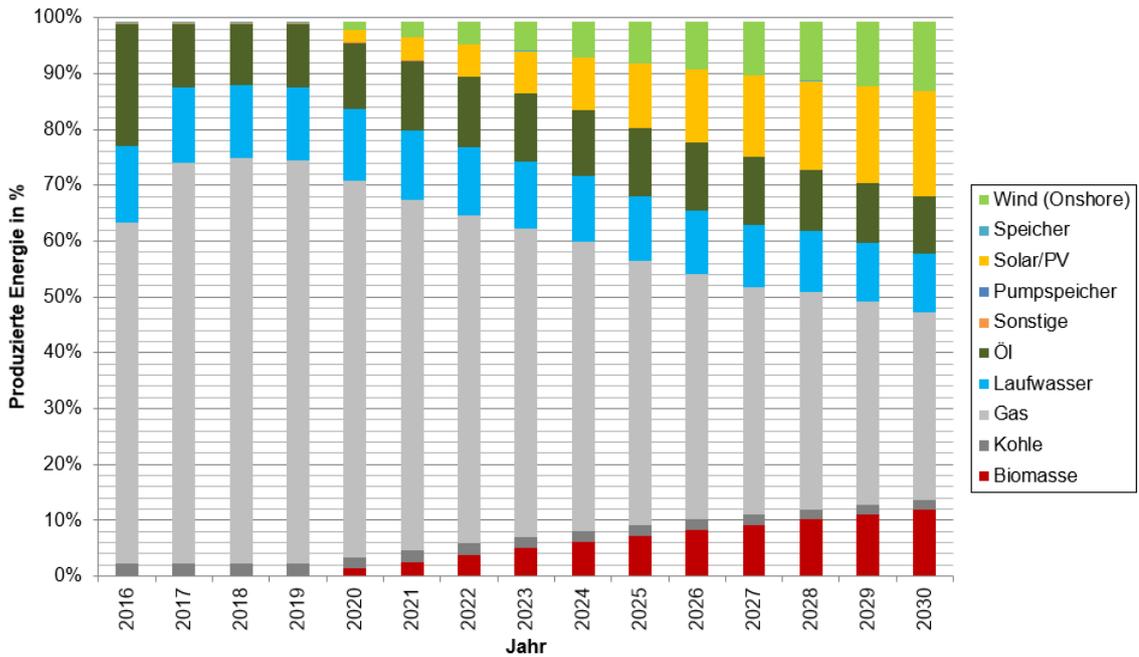


Abbildung 131: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) in Syrien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)

Die Abbildung 132 zeigt die jährliche Änderung der produzierten Energiemenge zum Jahr davor. Bis 2017 sieht man, dass die Energieproduktion aus Ölkraftwerken deutlich verringert wurde, da in Syrien einige Öl-KW außer Betrieb gingen. In dieser Zeit wurde die Energie stattdessen mittels Gaskraftwerken erzeugt. Ab dem Jahr 2020 erkennt man, dass die Energieproduktion aus Gaskraftwerken hauptsächlich durch billigere erneuerbare Energie ersetzt werden wird. In den Jahren von 2020 bis 2025 werden in Aleppo kleine Ölaggregate ans Netz gehen und die Energieproduktion aus teureren Gaskraftwerken in geringen Mengen ersetzen.

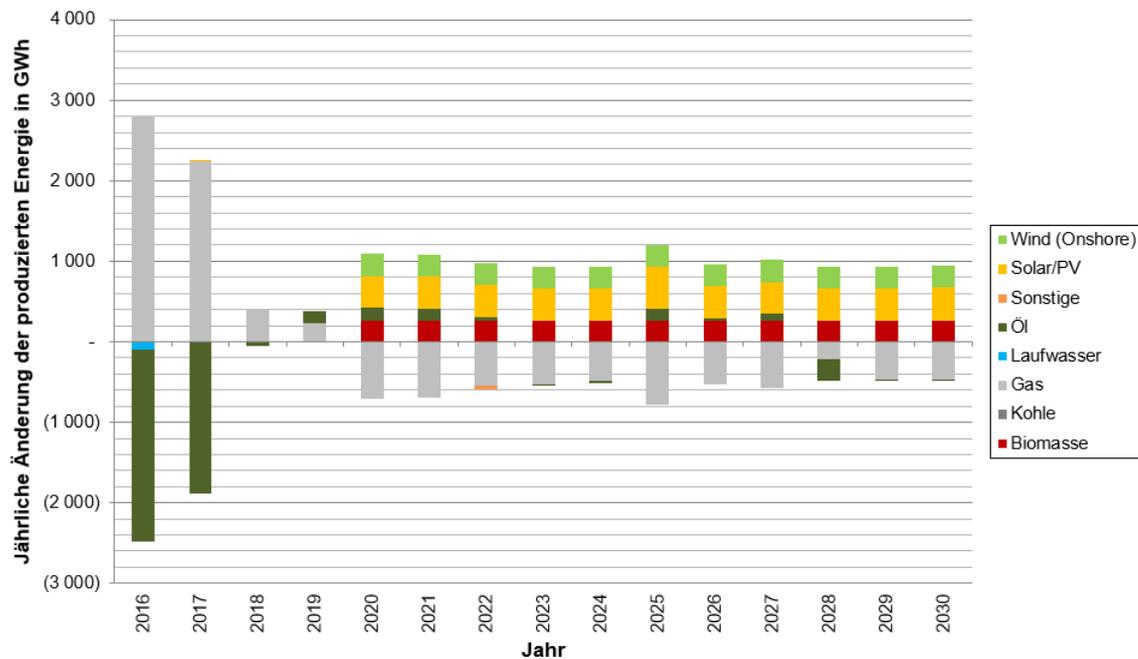


Abbildung 132: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge in Syrien von 2016 bis 2030

In Abbildung 133 werden die Simulation des Jahres 2016 und Daten der IEA (International Energy Agency) gegenübergestellt. Man sieht, dass die Summe der produzierten Energie beider Quellen fast ident ist. Der Energieanteil an Wasserkraft und der Anteil an Ölkraftwerksenergie zwischen der Simulation und Daten der IEA ist sehr unterschiedlich. Der Grund sind die Zerstörung bzw. teilweise Außerbetriebnahme von Kraftwerken, welche nicht in die Simulation implementiert werden können. Im Zeitraum des Bürgerkriegs waren Wasserkraftwerke stark betroffen und der erzeugte Strom sank von 2.998 GWh im Jahr 2011 auf 929 GWh im Jahr 2016 [89].

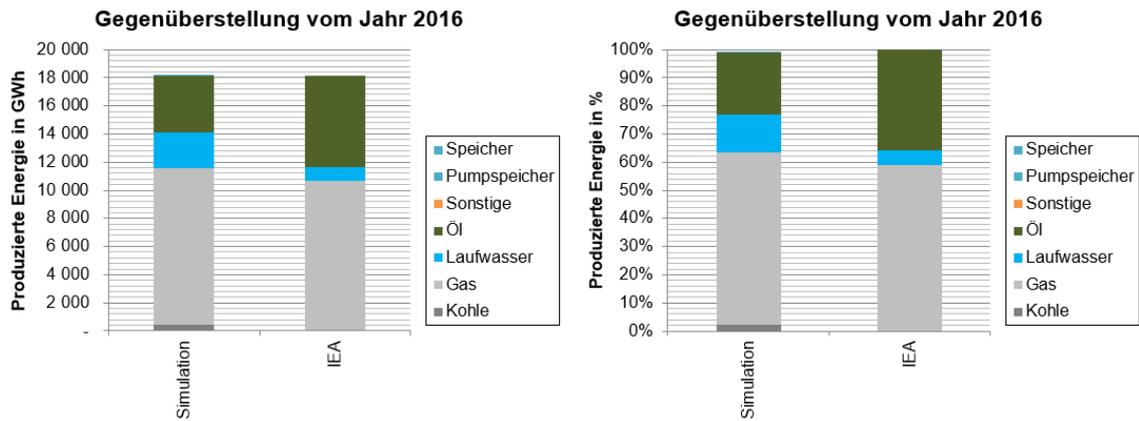


Abbildung 133: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA von Syrien

6.6.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030

Wie es um das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2030 steht, zeigt die folgende Abbildung 134. Man erkennt, dass sich der Großteil der Kraftwerke 2030 in einem jungen Alter von weniger als 10 Jahren befindet. Zu den älteren Kraftwerken zählen vor allem Wasserkraftwerke. Einige Öl- und Gaskraftwerke werden im Jahr 2030 bald die 25-Jahresmarke erreichen, jedoch ist das im Bezug zur technische Nutzungsdauer von 40 bzw. 45 Jahren noch relativ niedrig. Außerdem ist ersichtlich, dass es eine große Anzahl an installierten PV Anlagen geben wird.

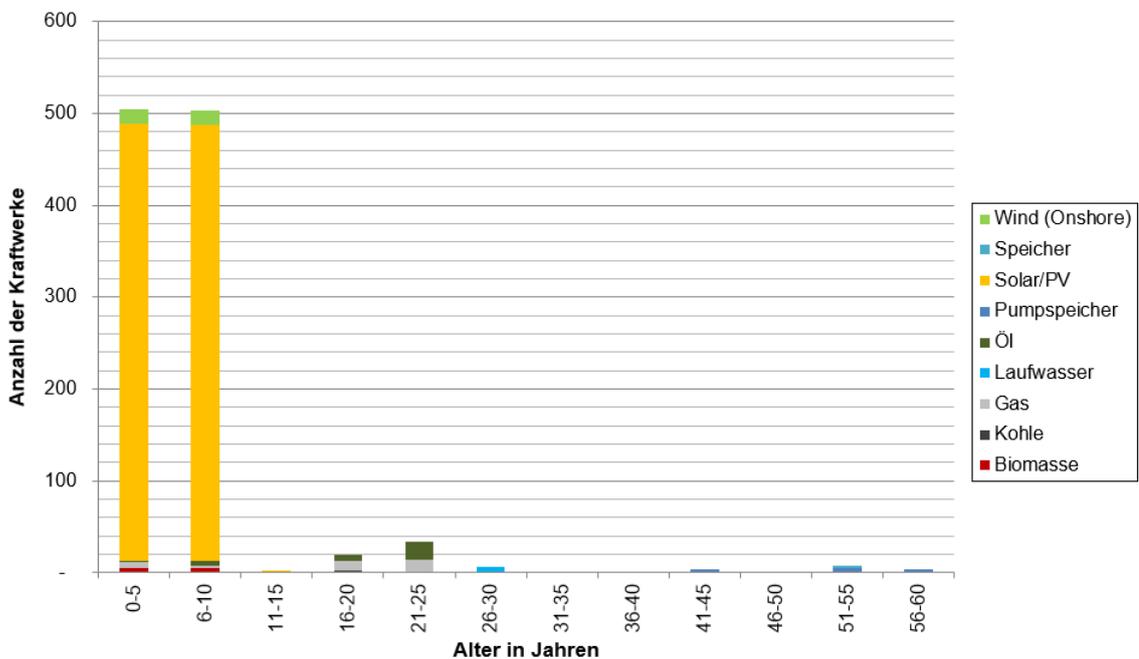


Abbildung 134: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030

Die nachfolgende Abbildung 135 zeigt das Alter des Kraftwerksparks aus der Sicht des Jahres 2030, diesmal jedoch die installierten Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen. Ein Großteil der installierten Leistung wird dem Diagramm zur Folge erst ab 2020 installiert werden, ist dementsprechend im Jahr 2030 erst bis zu 10 Jahre alt. Dabei wird es sich hauptsächlich um Leistung aus RE-Energie bzw. Gaskraftwerken handeln. Wieder erkennt man, dass einige Wasserkraftwerke im Jahre 2030 ans Ende ihrer technischen Lebensdauer kommen.

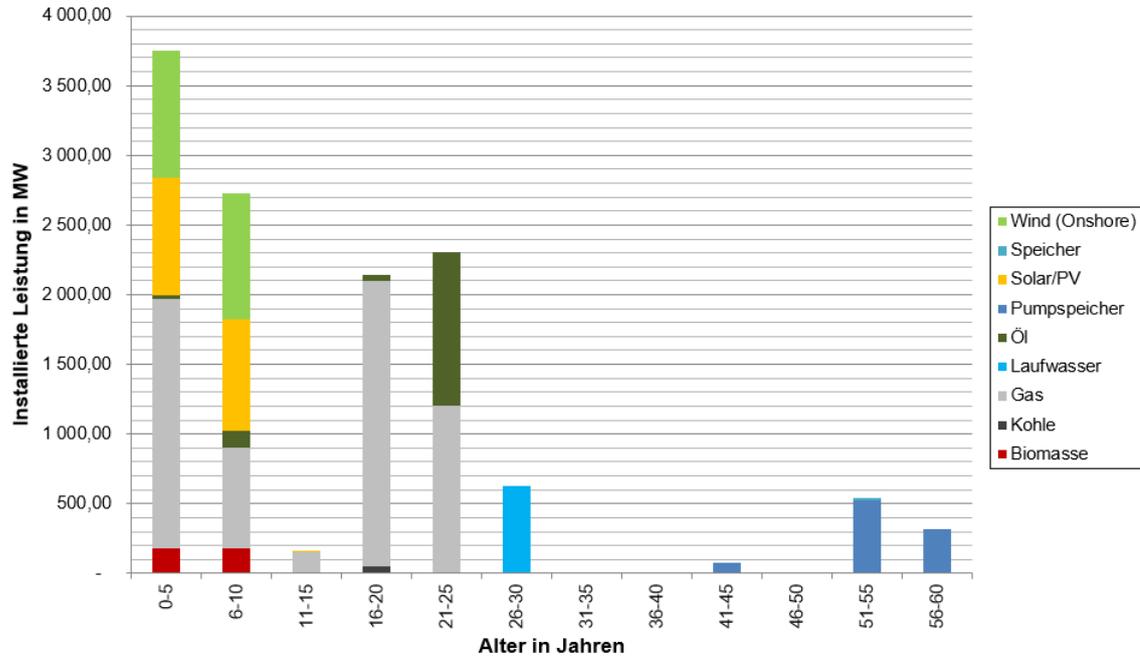


Abbildung 135: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030

6.6.4 Vergleich der Lastflussbilder von 2017 mit 2030

Die Abbildung 136 stellt das modellierte Stromnetz und den dazugehörigen Lastfluss zur Jahreshöchstlast in Syrien im August 2017 dar.

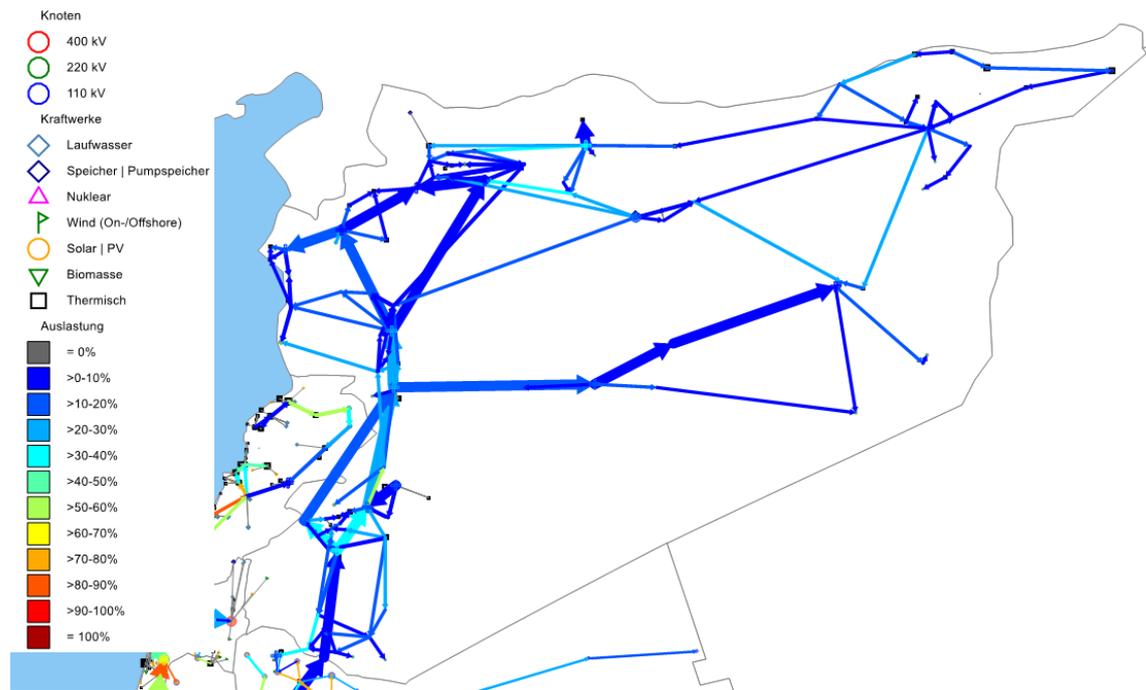


Abbildung 136: Lastflussbild von Syrien vom August 2017

Wie man in Abbildung 136 erkennt, sind die Leitungen in Syrien im Großteil nur zu 20% belastet. Dies ist aber in Wirklichkeit nicht der Fall. Die produzierte Energie verringerte sich wegen dem Bürgerkrieg stark, jedoch wurde das Leitungssystem bei uns als unverseht angenommen und laut ENTSO-E in die Simulation implementiert [97]. In der Realität wurde die Infrastruktur der Leitungen durch den Krieg stark zerstört, jedoch war es nicht möglich zu Daten von Beschädigungen zu kommen.

Das durch ATLANTIS berechnete und mit VISU erzeugte Lastflussbild des Jahres 2030 auf Grundlage der Ziele bis 2030 wird in nachfolgender Abbildung 137 gezeigt. Es handelt sich um die Darstellung der Jahreshöchstlast, welche im Monat August auftritt.

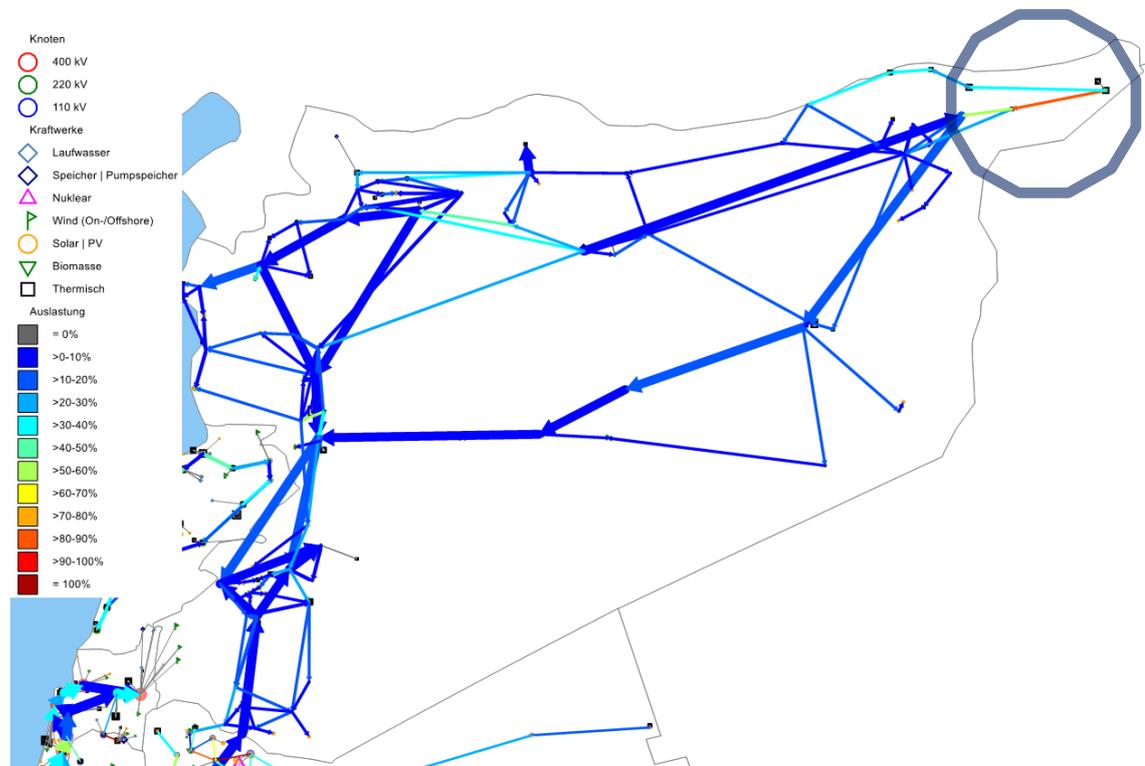


Abbildung 137: Lastflussbild von Syrien vom August 2030

Zur Jahreshöchstlast werden im Großraum Aleppo und im Bereich Damaskus die Leitungen teilweise bis zu 50% belastet sein. Die einzige Leitung, welche laut Simulation überfordert sein wird, steht in Tel Hammees und verläuft bis zum Kraftwerk Swedieh im Nordosten von Syrien (In Abbildung 137 hervorgehoben). Energie wird vor allem in den Großstädten des Landes gebraucht – genau dorthin ist auch der Lastfluss gerichtet.

Es muss wieder erwähnt werden, dass diese Darstellung für Syrien nicht der Wirklichkeit entspricht, da viele dieser Leitungen nicht mehr vorhanden sind. Die Strominfrastruktur in diesem Land wurde beim Bürgerkrieg sehr in Mitleidenschaft gezogen.

7 Zusammenfassung

Die Levante-Staaten Jordanien, Israel, Libanon und Syrien wurden im ersten Teil der vorliegenden Arbeit genauer vorgestellt und neben wirtschaftlichen Aspekten wie etwa dem Bruttoinlandsprodukt, dem Wirtschaftswachstum, der Inflationsrate oder den Importen und Exporten wurden auch geographische und demographische Besonderheiten des Landes behandelt. Anschließend wurde der Energiesektor analysiert und im Zuge dessen auf Energiestrategien eingegangen. Danach wurde nicht nur die Analyse des Aufbringungssektors beschrieben, sondern auch Informationen zur Elektrizitätsübertragung, zum Energieverbrauch und zum Elektrizitätssektor angeführt. Im letzten Abschnitt dieser Arbeit wurde schließlich die elektrizitätswirtschaftliche Simulation analysiert. Das Simulationsmodell ATLANTIS wurde kurz erklärt und die grundsätzliche Vorgehensweise der Modellerstellung wurde erläutert. Danach folgten Darstellungen des aktuellen Stands (2017) der vier Länder bezüglich der installierten Kraftwerksleistungen, die Gegenüberstellung der Simulation des Jahres 2017 und recherchierten Daten der Länder selbst sowie Analysen über das Kraftwerksparkalter. Anschließend kam es zur Erstellung des Szenarios, indem Ziele für 2030 festgelegt, das Netzbild dargestellt und die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen bis 2030 ausgearbeitet wurden. Zum Abschluss folgte eine detaillierte Analyse der Simulationsergebnisse, wobei auf die Entwicklung der produzierten Energie von 2016 bis 2030, die Gegenüberstellung der Simulation des Jahres 2016 und Daten der IEA sowie auf die Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2030 eingegangen wurde. Außerdem wurde das für das Szenario berechnete Lastflussbild des Jahres 2030 mit dem des Jahres 2017 verglichen.

Ziel der Arbeit war es, die Levante-Staaten in das Simulationsmodell ATLANTIS aufzunehmen. Zahlreiche aktuelle Daten, wie etwa Inflationswerte, Personalkostenentwicklung, Bevölkerungsentwicklung, Brennstoff- und Energiepreise, sowie historische Werte wie etwa Klimatabellen und diverse andere Indizes wurden verwendet, um eine realitätsnahe Abbildung zu generieren. Das Leitungsnetz der verschiedenen Spannungsebenen und alle Kraftwerke wurden in das Modell aufgenommen. So wurde ein detailgetreues Modell der Elektrizitäts- und Energiewirtschaft der vier Länder geschaffen. Nach erfolgreicher Simulation der Energiestrategien der jeweiligen Länder wurden die Simulationsergebnisse ausgewertet.

Die Erzeugung der aufzubringenden Energie und deren Transport über das Leitungsnetz konnten durch die Kraftwerke und Leitungen in Jordanien und Israel nur teilweise bewerkstelligt werden, ohne dass das Simulationsmodell ATLANTIS den automatischen Zubau von virtuellen Kraftwerken veranlassen musste, um leistungs- oder leitungsmäßige Engpässe auszugleichen. In Jordanien wurden im Jahr 2022 und 2030 jeweils ein Kraftwerksblock in Höhe von 52 MW hinzugefügt. In Israel wurden in der Zeit von 2017 bis 2030 insgesamt 470 MW an virtuellen Kraftwerken ergänzt, um Engpässe zu verhindern. Weil die 2030-Ziele meist nur für erneuerbare Energien definiert wurden und nahezu keine Daten zu zukünftigen Gaskraftwerken gefunden werden konnten, wurden in dieser Arbeit in den Jahren 2020 bis 2030 meist nur RE hinzugebaut.

In den Ländern Libanon und Syrien kam es zu keinem virtuellen Zubau, jedoch ist das projektierte Netz laut ENTSO-E in Realität nicht vorhanden. Die kriegsbedingten Zerstörungen der Leitungsinfrastruktur wurden in der Simulation nicht berücksichtigt, da dafür

keine genauen Daten zur Verfügung standen. In Abbildung 118, Abbildung 119, Abbildung 136 und Abbildung 137 werden die Lastflussanalysen der Länder Libanon und Syrien für die Jahre 2017 und 2030 zur Jahreshöchstlast im August dargestellt. Es wird gezeigt, dass es zu fast keinen Lastflussengpässen kommt, da das Netz in der Simulation überdimensional angenommen wurde. Bei zukünftigen Simulationen müssen in der Datenbank vor allem die Leitungen dieser Länder genau angepasst werden, um realitätsgetreue Ergebnisse zu erlangen. Da sich Syrien zurzeit noch im Krieg befindet, war es unmöglich den tatsächlichen gegenwärtigen Stand der Kraftwerke sowie Leitungsinfrastruktur abzubilden.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich vor allem Jordanien und Israel aus elektrizitäts- und energiewirtschaftlicher Sicht auf einem soliden Weg in Richtung Zukunft befinden. Die Länder erkannten in den letzten Jahren ihren Reichtum an regenerativem Energiepotential, denn hohe Windgeschwindigkeiten und eine hohe Sonneneinstrahlung sind kennzeichnend für die Levante-Region im Nahen Osten. Außerdem ist Israel durch die Offshore-Gasvorkommen energietechnisch für viele Jahre abgesichert und kann durch Exporte sehr viele zusätzliche Einnahmen lukrieren. Libanon und Syrien befinden sich im Aufbau und wenn sie die Chancen des hohen verfügbaren RE-Potentials in Zukunft nutzen, können auch diese Staaten im Energiesektor große Vorteile erwirtschaften. Es muss jedoch gesagt werden, dass für eine Gesamtsimulation aller Länder in ATLANTIS, die Kraftwerks- sowie Leitungsdaten von Syrien und Libanon genauer angepasst werden müssen, um brauchbare Ergebnisse erzielen zu können.

Zukünftig wird das hoch verfügbare erneuerbare Energiepotential ermöglichen, die Position der Levante-Staaten als Energiedrehscheibe im Nahen Osten in Richtung Europa und Afrika zu stärken. Sind Asien, Afrika und Europa künftig durch ein gut ausgebautes Stromnetz miteinander verbunden – nicht nur in einem Simulationsmodell, sondern auch real – könnten die Potentiale erneuerbarer Energieträger eine neue Ära des Energiezeitalters einläuten.

8 Abkürzungsverzeichnis

%.....	Prozent
°C.....	Grad Celsius
AES.....	Applied Energy Services
AGP	Arab Gas Pipeline
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCGT.....	Combined Cycle Gas Turbine
CEGCO.....	Central Electricity Generating Company
CIFTA.....	Freihandelsabkommen Kanada Israel
CNG	komprimiertes Erdgas
CO ₂	Kohlendioxid
COP21	21.Klimakonferenz der Vereinten Nationen
CSP	Concentrated Solar Power
DC.....	direct current (Gleichstrom)
DC-OPF	direct current optimized power flow
ECI.....	Economic Complexity Index
EDCO.....	Electricity Distribution Company
EDF.....	Électricité de France
EDL.....	Electricité du Liban
EE	Erneuerbare Energie
EFTA.....	Europäische Freihandelszone
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERC	Entrepreneurs'Resource Center
EU.....	Europäische Union
EUR	Euro
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
FTA	Free Trade Area (Freihandelszone)
GAFTA.....	Großraum Arabische Freihandelszone
GAMS	General Algebraic Modeling System
GSI.....	Geological Survey of Israel
GuD	Gas und Dampf
GuV.....	Gewinn- und Verlustrechnung
GW.....	Gigawatt
GWh.....	Gigawattstunden
IAEC	Israel Atomic Energy Commission
IDECO.....	Irbid District Electric Company
IDF	Israel Defense Forces

IEA	International Energy Agency
IEC	Israel Electric Corporation Ltd.
IEE	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
ILS	israelischer Schekel
IPP	Independent Power Producers
IWF	Internationaler Währungsfonds
JAEC	Jordan Atomic Energy Commission
JEPCO	Jordan Electric Power Company
JOD	jordanischer Dinar
JWPC	Jordan Wind Project Company
KEPCO	Korea Electric Power Corporation
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
ktoe	Kilotonne Öleinheit
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
kWh	Kilowattstunde
LAF	Lebanese Armed Forces
LBP	libanesisches Pfund
LPG	Flüssiggas
m	Meter
MCP	Market Clearing Price
MEMR	Ministerium für Energie und Bodenschätze
MENA	Middle East and North Africa
MEW	Ministry of Energy and Water
Mio.\$	Millionen US Dollar
MNIEWR	Ministerium für nationale Infrastrukturen, Energie und Wasser
Mrd. m ³	Milliarde Kubikmeter
Mrd.\$	Milliarde US Dollar
Mtoe	Megatonne Öleinheit
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEPCO	National Electric Power Company
NERC	National Energy Research Center
NTC	Net Transfer Capacities
OCGT	Open Cycle Gas Turbine

OECD.....	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PAFTA	Pan Arab Free Trade Area
PDF.....	Portable Document Format
PEDEEE.....	Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (Syria)
PEE.....	Public Establishment for Electricity
PEEGT	Public Establishment of Electricity for Generation and Transmission
PETE.....	öffentliche Einrichtung für die Übertragung von Elektrizität
PLO.....	palästinensische Befreiungsorganisation
PV	Photovoltaik
RE.....	Renewable Energy
SEPGCO.....	Al-Samra Electric Power Generation Company
SQL.....	Structured Query Language
SYP.....	syrische Lira
t.....	Tonne
tCO _{2e}	Tonnen Kohlendioxidäquivalent
TFC.....	Total Final Consumption
TIFA	Trade and Investing Framework Agreement
TPES.....	Total Primary Energy Supply
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
UN.....	United Nation
UNFCCC.....	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNHCR	United Nations Refugee Agency
UNO.....	United Nations Organization
USA	United States of America
VAE.....	Vereinigte Arabische Emirate
VBA.....	Visual Basic for Applications
VISU	Softwaretool des IEE

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Karte von Jordanien [1].....	5
Abbildung 2: Personendichte in Jordanien [3].....	5
Abbildung 3: Durchschnittliche jährliche Regenmenge in Jordanien [3].....	6
Abbildung 4: Bruttoinlandsprodukt Jordaniens der Jahre 2009 bis 2017 in Mrd.\$; eigene Darstellung nach [6].....	7
Abbildung 5: Wirtschaftswachstum Jordaniens von 1993 bis 2018 in %; eigene Darstellung nach [7]	8
Abbildung 6: Staatsverschuldung von Jordanien von 2009 bis 2017 in % des BIP; eigene Darstellung nach [8].....	8
Abbildung 7: Entwicklung der Inflationsrate von 2010 bis Dezember 2018 in %; eigene Darstellung nach [9]	9
Abbildung 8: Warenhandel von Jordanien; eigene Darstellung nach [11]	9
Abbildung 9: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [20]	13
Abbildung 10: Gesamtverbrauch nach Quelle [20]	14
Abbildung 11: Jordaniens EE-Strategie bis 2020 [22].....	15
Abbildung 12: Erzeugung elektrischer Energie nach Kraftstoffart in Jordanien in GWh; eigene Darstellung nach [24].....	18
Abbildung 13: Karte des Elektrizitätsnetzes von Jordanien [22].....	19
Abbildung 14: Stromverbrauch nach Sektor im Jahr 2017; eigene Darstellung nach [24]	22
Abbildung 15: Struktur des Elektrizitätssektors [22].....	23
Abbildung 16: Karte von Israel (links) [29]; Arabische Minderheiten in Israel (rechts) [31].....	28
Abbildung 17: Veränderung des palästinänsischen Gebiets in Israel [32].....	29
Abbildung 18: Klimakarte von Israel [34]	30
Abbildung 19: Bruttoinlandsprodukt Israels der Jahre 2009 bis 2017 in Mrd.\$; eigene Darstellung nach [37]	31
Abbildung 20: Wirtschaftswachstum Israels von 1996 bis 2018 in %; eigene Darstellung nach [35]	32
Abbildung 21: Staatsverschuldung von Israel von 2009 bis 2017 in % des BIP; eigene Darstellung nach [38]	33
Abbildung 22: Entwicklung der Inflationsrate von 2009 bis Januar 2019 in %; eigene Darstellung nach [39]	33

Abbildung 23: Warenhandel von Israel; eigene Darstellung nach [41]	34
Abbildung 24: Erdgasbedarf in Israel nach Gaslieferanten in Mrd. m ³ ; eigene Darstellung nach [42]	36
Abbildung 25: Prognose der Versorgungskapazität in Mrd. m ³ ; eigene Darstellung nach [43]	37
Abbildung 26: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [45]	38
Abbildung 27: Gesamtverbrauch nach Quelle [45]	38
Abbildung 28: Ausbau der installierten Leistung in MW und Energienachfragerlinie in MWh von Israel in den Jahren 2007 bis 2017; eigene Darstellung nach [49].....	41
Abbildung 29: Entwicklung des Kraftstoffmix für die Stromerzeugung in %; eigene Darstellung nach [49]	42
Abbildung 30: Erzeugungsprognose nach Kraftstoff in % der Gesamterzeugung; eigene Darstellung nach [42]	44
Abbildung 31: IEC Stromnetz [49]	44
Abbildung 32: IEC Daten für Erzeugung, Übertragung und Verteilung [49].....	45
Abbildung 33: Stromverbrauch je Sektor von 2013 bis 2016 in TWh; eigene Darstellung nach [52]	46
Abbildung 34: Elektrizitätssektor – Überblick des Jahres 2017 [49]	47
Abbildung 35: Karte vom Libanon (links) [53]; Demographische Karte vom Libanon (rechts) [57].....	52
Abbildung 36: Geografische Klimakarte vom Libanon [57].....	53
Abbildung 37: Bruttoinlandsprodukt des Libanons der Jahre 2009 bis 2017 in Mrd. \$; eigene Darstellung nach [59].....	54
Abbildung 38: Wirtschaftswachstum Libanons von 1971 bis 2017 in %; eigene Darstellung nach [60]	55
Abbildung 39: Staatsverschuldung vom Libanon von 2009 bis 2018 in % des BIP; eigene Darstellung nach [61].....	55
Abbildung 40: Entwicklung der Inflationsrate von 2009 bis Januar 2019 in %; eigene Darstellung nach [62]	56
Abbildung 41: Warenhandel vom Libanon; eigene Darstellung nach [64]	56
Abbildung 42: Defizite an Erzeugungskapazität im Libanon im MW; blau: Angebotslinie; rot: Nachfragerlinie; eigene Darstellung nach [68]	59
Abbildung 43: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [69]	60
Abbildung 44: Gesamtverbrauch nach Quelle [69]	60

Abbildung 45: Ein Strom erzeugendes Schiff aus der Türkei liegt im Hafen von Jiye im Süden Beiruts [70].....	61
Abbildung 46: Küstenpipeline und FSRU Standort [65]	64
Abbildung 47: Stromverbrauch nach Quelle und wirtschaftlicher Aktivität (2015); eigene Darstellung nach [71]	66
Abbildung 48: Dieserverbrauch nach wirtschaftlichen Aktivitäten (2012); eigene Darstellung nach [71]	67
Abbildung 49: Gesamter Energieverbrauch in GWh im kommerziellen und institutionellen Sektor nach Quellen (2012); eigene Darstellung nach [71].....	67
Abbildung 50: Gesamter Energieverbrauch in GWh im kommerziellen und institutionellen Sektor nach Wirtschaftskategorien (2012); eigene Darstellung nach [71]	68
Abbildung 51: CO ₂ -Emissionen in tCO ₂ im kommerziellen und institutionellen Sektor nach Wirtschaftskategorien (2012); eigene Darstellung nach [71].....	68
Abbildung 52: Elektrizitätsnetz vom Libanon [72]	69
Abbildung 53: Karte von Syrien (links) [73]; Einwohnerdichte von Syrien (rechts) [75] 74	
Abbildung 54: Klimakarte des Mittleren Ostens [76]	75
Abbildung 55: Bruttoinlandsprodukt von Syrien der Jahre 2008 bis 2015 in Mrd. \$; eigene Darstellung nach [78].....	76
Abbildung 56: Wirtschaftswachstum Syriens von 1971 bis 2016 in %; eigene Darstellung nach [79]	77
Abbildung 57: Entwicklung der Inflationsrate von 2009 bis 2018 in %; eigene Darstellung nach [80]	77
Abbildung 58: Warenhandel von Syrien; eigene Darstellung nach [82].....	78
Abbildung 59: Gesamte Primärenergieversorgung nach Quelle [86]	80
Abbildung 60: Gesamtverbrauch nach Quelle [86]	81
Abbildung 61: Geschätzter Schaden an wichtigen Anlagen des Energiesektors [85]...83	
Abbildung 62: Quellen der Stromversorgung in drei von Konflikten betroffenen Städten; eigene Darstellung nach [85].....	84
Abbildung 63: Diagramm zur Veranschaulichung der Organisationsstruktur des Elektrizitätsministeriums; eigene Darstellung nach [90].....	86
Abbildung 64: Darstellung der implementierten Knoten, Kraftwerke und Leitungen in ATLANTIS [92].....	87
Abbildung 65: Simulationsprozess im ATLANTIS [92]	89
Abbildung 66: Entwicklung der installierten Leistung von Jordanien der Jahre 2006 bis 2017.....	93

Abbildung 67: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) von Jordanien der Jahre 2006 bis 2017	94
Abbildung 68: Änderung der installierten Leistung von Jordanien der Jahre 2006 bis 2017	95
Abbildung 69: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von NEPCO von Jordanien	95
Abbildung 70: Alter des jordanischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke.....	96
Abbildung 71: Alter des jordanischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung.....	97
Abbildung 72: VISU-Modelliertes Leitungsnetz von Jordanien mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken	98
Abbildung 73: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	99
Abbildung 74: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030	100
Abbildung 75: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	101
Abbildung 76: Entwicklung der produzierten Energiemenge in Jordanien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	102
Abbildung 77: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) in Jordanien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	103
Abbildung 78: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge in Jordanien von 2016 bis 2030	104
Abbildung 79: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA von Jordanien.....	104
Abbildung 80: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030	105
Abbildung 81: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030.....	106
Abbildung 82: Lastflussbild von Jordanien vom August 2017	107
Abbildung 83: Lastflussbild von Jordanien vom August 2030	108
Abbildung 84: Entwicklung der installierten Leistung von Israel der Jahre 2006 bis 2017	109
Abbildung 85: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) von Israel der Jahre 2006 bis 2017	110
Abbildung 86: Änderung der installierten Leistung von Israel der Jahre 2006 bis 2017	111

Abbildung 87: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von der IEC von Israel.....	111
Abbildung 88: Alter des israelischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke.....	112
Abbildung 89: Alter des israelischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung.....	113
Abbildung 90: VISU-Modelliertes Leitungsnetz von Israel mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken.....	114
Abbildung 91: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	115
Abbildung 92: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030	116
Abbildung 93: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	116
Abbildung 94: Entwicklung der produzierten Energiemenge in Israel von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	117
Abbildung 95: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) in Israel von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	118
Abbildung 96: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge in Israel von 2016 bis 2030	119
Abbildung 97: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA von Israel.....	119
Abbildung 98: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030.....	120
Abbildung 99: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030.....	121
Abbildung 100: Lastflussbild von Israel vom August 2017	122
Abbildung 101: Lastflussbild von Israel vom August 2030	123
Abbildung 102: Entwicklung der installierten Leistung vom Libanon der Jahre 2006 bis 2017	125
Abbildung 103: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) vom Libanon der Jahre 2006 bis 2017	126
Abbildung 104: Änderung der installierten Leistung vom Libanon der Jahre 2006 bis 2017	126
Abbildung 105: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von EDL vom Libanon.....	127
Abbildung 106: Alter des libanesischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke.....	128

Abbildung 107: Alter des libanesischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung.....	128
Abbildung 108: VISU-Modelliertes Leitungsnetz vom Libanon mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken	130
Abbildung 109: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	131
Abbildung 110: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030	132
Abbildung 111: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	132
Abbildung 112: Entwicklung der produzierten Energiemenge im Libanon von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	133
Abbildung 113: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) im Libanon von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	134
Abbildung 114: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge im Libanon von 2016 bis 2030	135
Abbildung 115: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA vom Libanon	135
Abbildung 116: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030.....	136
Abbildung 117: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030.....	137
Abbildung 118: Lastflussbild vom Libanon vom August 2017	137
Abbildung 119: Lastflussbild vom Libanon vom August 2030	138
Abbildung 120: Entwicklung der installierten Leistung von Syrien der Jahre 2006 bis 2017	139
Abbildung 121: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) von Syrien der Jahre 2006 bis 2017	140
Abbildung 122: Änderung der installierten Leistung von Syrien der Jahre 2006 bis 2017	141
Abbildung 123: Gegenüberstellung des Jahres 2017 zwischen der Simulation und Daten von NEPCO von Syrien	141
Abbildung 124: Alter des syrischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die Anzahl der Kraftwerke	142
Abbildung 125: Alter des syrischen Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2017 in Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung	143
Abbildung 126: VISU-Modelliertes Leitungsnetz von Syrien mit Knoten, Leitungen und Kraftwerken.....	144

Abbildung 127: Szenarioentwicklung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	145
Abbildung 128: Szenarioentwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2017 bis 2030	146
Abbildung 129: Jährliche Änderung der installierten Leistung der Jahre 2017 bis 2030	146
Abbildung 130: Entwicklung der produzierten Energiemenge in Syrien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	148
Abbildung 131: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) in Syrien von 2016 bis 2030 (Redispatchmodell)	148
Abbildung 132: Änderung der jährlichen produzierten Energiemenge in Syrien von 2016 bis 2030	149
Abbildung 133: Gegenüberstellung des Jahres 2016 zwischen der Simulation und Daten der IEA von Syrien	150
Abbildung 134: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (normiert) aus Sicht des Jahres 2030	150
Abbildung 135: Alter des kraftwerksparks in Jahren (normiert) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2030	151
Abbildung 136: Lastflussbild von Syrien vom August 2017	152
Abbildung 137: Lastflussbild von Syrien vom August 2030	153

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ziele für RE-Zubau in Jordanien bis 2030; Zahlen von [23].....	16
Tabelle 2: Generierte und importierte elektrische Energie in Jordanien in GWh; Zahlen von [24].....	17
Tabelle 3: Verfügbare Kapazität von Erzeugungsanlagen in MW; Zahlen von [24].....	18
Tabelle 4: Länge der Übertragungsleitungen nach Spannungshöhe in [km] zwischen 2013 und 2016; Zahlen von [22].....	20
Tabelle 5: Gesamte installierte Transformatorleistung im jordanischen Netz in [MVA] zwischen 2013 und 2016; Zahlen von [22]	20
Tabelle 6: Anzahl der am Netz angeschlossenen Kunden je nach Sektor [2016]; Zahlen von [22].....	21
Tabelle 7: Stromverbrauch nach Sektor in GWh; Zahlen von [24]	22
Tabelle 8: Prognose für die Kohlereduktion in Israel; Zahlen von [42]	39
Tabelle 9: Erzeugungsprognose nach Kraftstoff bis 2040; Zahlen von [42]	43
Tabelle 10: Verkauf bestehender Kraftwerksstandorte; Zahlen von [49].....	48
Tabelle 11: Generierung geplanter Projekte durch das Ministerium für Energie und Wasser; Zahlen von [65]	62
Tabelle 12: Geplante nichtkonventionelle Erzeugungsquellen; Zahlen von [65].....	63
Tabelle 13: Verfügbare Leistung ab 2016 und geplant Leistung für 2018; Zahlen von [65].....	64
Tabelle 14: Technologiespezifische Ziele von Syrien bis 2030 in MW; Zahlen von [87]	81
Tabelle 15: Status der Infrastruktur für das Stromnetz und die Stromversorgung in sieben Städten in Syrien in %; Zahlen von [85]	84
Tabelle 16: Modellrechenarten; eigene Darstellung nach [92]	88
Tabelle 17: Verbrauchsentwicklung in GWh für das Jahr 2016 laut IEA [98] und für das Jahr 2030 laut Prognose bei 2% jährlicher Steigerung	92
Tabelle 18: Ziele für den RE-Zubau in Jordanien bis 2030 in MW; Zahlen von [23].....	97
Tabelle 19: Erzeugungsprognose nach Kraftstoff bis 2030 in MW; Zahlen von [42]...	114
Tabelle 20: Zubauleistung an Öl- und Gaskraftwerken im Libanon bis 2030 in MW; Zahlen von [65]	129
Tabelle 21: Installierte Leistung an RE im Libanon bis 2030 in MW; Zahlen von [65]	129
Tabelle 22: Installierte Leistung an RE in Syrien bis 2030 in MW; Zahlen von [87]	144

11 Literaturverzeichnis

- [1] Central Intelligence Agency, „The World Factbook - Jordan,“ 01 11 2018. [Online]. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/jo.html>. [Zugriff am 23 01 2019].
- [2] World Population Review, „Population of Cities in Jordan,“ 2019. [Online]. Available: <http://worldpopulationreview.com/countries/jordan-population/cities/>. [Zugriff am 19 03 2019].
- [3] Fanack Water, 2019. [Online]. Available: <https://water.fanack.com/jordan/geography-climate-population/>. [Zugriff am 25 01 2019].
- [4] WeatherOnline Ltd. - Meteorological Services, 24 05 2018. [Online]. Available: <https://www.weatheronline.co.uk/reports/climate/Jordan.htm>. [Zugriff am 25 01 2019].
- [5] Export Entreprises SA, „The economic context of Jordan,“ 10 2018. [Online]. Available: <https://www.nordeatrade.com/fi/explore-new-market/jordan/economical-context>. [Zugriff am 25 01 2019].
- [6] Trading Economics, „Jordan GDP,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/jordan/gdp>. [Zugriff am 23 01 2019].
- [7] Trading Economics, „Jordan GDP Annual Growth Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/jordan/gdp-growth-annual>. [Zugriff am 19 03 2019].
- [8] Trading Economics, „Jordan Government Debt to GDP,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/jordan/government-debt-to-gdp>. [Zugriff am 19 03 2019].
- [9] Trading Economics, „Jordan Inflation Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/jordan/inflation-cpi>. [Zugriff am 19 03 2019].
- [10] The Observatory of Economic Complexity, „The Observatory of Economic Complexity (Jordan),“ 2019. [Online]. Available: <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/jor/>. [Zugriff am 02 05 2019].

- [11] Hong Kong Trade Development Council, „Hong Kong Trade Development Council (Jordan),“ 20 10 2018. [Online]. Available: <http://emerging-markets-research.hktdc.com/business-news/article/Middle-East/Jordan-Market-Profile/mp/en/1/1X000000/1X06JPMB.htm>. [Zugriff am 26 01 2019].
- [12] Verdict Media Limited, „Jordan power shortage: Kingdom turns to renewables, nuclear and oil-shale,“ 01 08 2018. [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/comment/jordan-power-shortage-kingdom-turns-renewables-nuclear-oil-shale/>. [Zugriff am 19 03 2019].
- [13] The International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), „Middle East North Africa Sustainable ELECTricity Trajectories; Energy Pathways for Sustainable Development in the MENA Region,“ 2017. [Online]. Available: https://menaselect.info/uploads/countries/jordan/Country_Fact_Sheet_Jordan.pdf. [Zugriff am 02 02 2019].
- [14] Egypt Oil&Gas Newspaper, „Egypt to Resume Gas Exports to Jordan in 2019,“ 25 07 2018. [Online]. Available: <https://egyptoil-gas.com/news/egypt-to-resume-gas-exports-to-jordan-in-2019/>. [Zugriff am 05 03 2019].
- [15] Arab News, „Iraq, Jordan agree deal over trade of oil and goods,“ 02 02 2019. [Online]. Available: <http://www.arabnews.com/node/1445931/business-economy>. [Zugriff am 05 03 2019].
- [16] Ministry of Energy and Mineral Resources, „Jordanian Oil Shale 2019,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.memr.gov.jo/EchoBusV3.0/SystemAssets/PDFs/AR/General/Oil%20Shale.pdf>. [Zugriff am 05 03 2019].
- [17] M. Ghazal, „Jordan, China in ‘serious talks’ to build gas-cooled \$1b reactor,“ *The Jordan Times*, 2018.
- [18] Bloomberg News, „Jordan Eyes Energy Storage as Next Step in Green Energy Drive,“ *RenewableEnergyWorld.com*, Nr. <https://www.renewableenergyworld.com/articles/2018/04/jordan-eyes-energy-storage-as-next-step-in-green-energy-drive.html>, 2018.
- [19] University of Calgary, „Total final consumption,“ 2017. [Online]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Total_final_consumption. [Zugriff am 27 03 2019].

- [20] IEA, „Primärenergieversorgung von Jordanien,“ 02 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=JORDAN&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>. [Zugriff am 28 02 2019].
- [21] IAEA Jordan, „Country Nuclear Power Profiles 2018 Edition,“ 2018. [Online]. Available: <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2018/countryprofiles/Jordan/Jordan.htm>. [Zugriff am 05 03 2019].
- [22] Deutsch-Arabische Industrie-und Handelskammer (DAIHK), „JORDANIEN Solar-und Windenergie,“ 05 2018. [Online]. Available: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2018/zma_jordanien_2018_solarenergie-windenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Zugriff am 05 03 2019].
- [23] Greenpeace, „Jordan Report 2013,“ 2013. [Online]. Available: https://www.greenpeace.org/arabic/PageFiles/481146/Jordan_Report2013.pdf. [Zugriff am 19 03 2019].
- [24] NEPCO, „Annual Report 2017,“ 2017. [Online]. Available: http://www.nepco.com.jo/store/docs/web/2017_en.pdf. [Zugriff am 19 03 2019].
- [25] EcoMENA, „Energy Perspectives for Jordan,“ 11 01 2018. [Online]. Available: <https://www.ecomena.org/energy-scenario-in-jordan/>. [Zugriff am 19 03 2019].
- [26] MENA Select, „Country Fact Sheet, Jordan,“ 2017. [Online]. Available: https://menaselect.info/uploads/countries/jordan/Country_Fact_Sheet_Jordan.pdf. [Zugriff am 19 03 2019].
- [27] Energypedia, „Jordan Energy Situation,“ 10 07 2018. [Online]. Available: https://energypedia.info/wiki/Jordan_Energy_Situation. [Zugriff am 20 03 2019].
- [28] National Electric Power Company (NEPCO), „National Electric Power Company (NEPCO),“ 2013. [Online]. Available: http://www.nepco.com.jo/en/electricity_sector_structure_en.aspx. [Zugriff am 04 02 2019].
- [29] Central Intelligence Agency, „The World Factbook - Israel,“ 25 02 2019. [Online]. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/is.html>. [Zugriff am 06 03 2019].

- [30] World Population Review, „Population of Cities in Israel,“ 2019. [Online]. Available: <http://worldpopulationreview.com/countries/israel-population/>. [Zugriff am 20 03 2019].
- [31] wikipedia.org, „Geography of Israel,“ 15 01 2019. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Geography_of_Israel. [Zugriff am 06 03 2019].
- [32] Air Freshener, „Map Palestine 1947,“ [Online]. Available: <https://airfreshener.club/quotes/map-palestine-1947.html>. [Zugriff am 02 04 2019].
- [33] Israel Ministry of Foreign Affairs, „THE LAND: Geography and Climate,“ 2013. [Online]. Available: <https://mfa.gov.il/mfa/aboutisrael/land/pages/the%20land-%20geography%20and%20climate.aspx>. [Zugriff am 06 03 2019].
- [34] maps Israel, „Israel Klima-Karte,“ 2019. [Online]. Available: <https://de.maps-israel.com/israel-klima-anzeigen>. [Zugriff am 06 03 2019].
- [35] Trading Economics, „Israel GDP Annual Growth Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/israel/gdp-growth-annual>. [Zugriff am 20 03 2019].
- [36] Export Entreprises SA, „The economic context of Israel,“ 2018. [Online]. Available: https://www.nordeatrade.com/fi/explore-new-market/israel/economical-context?vider_sticky=oui. [Zugriff am 06 03 2019].
- [37] Trading Economics, „Israel GDP,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/israel/gdp>. [Zugriff am 06 03 2019].
- [38] Trading Economics, „Israel Government Debt to GDP,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/israel/government-debt-to-gdp>. [Zugriff am 20 03 2019].
- [39] Trading Economics, „Israel Inflation Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/israel/inflation-cpi>. [Zugriff am 20 03 2019].
- [40] The Observatory of Economic Complexity, „The Observatory of Economic Complexity (Israel),“ 2019. [Online]. Available: <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/isr/>. [Zugriff am 06 03 2019].

- [41] Hong Kong Trade Development Council, „Hong Kong Trade Development Council (Israel),“ 31 10 2018. [Online]. Available: <http://emerging-markets-research.hktdc.com/business-news/article/Middle-East/Israel-Market-Profile/mp/en/1/1X4U1FM5/1X00108S.htm>. [Zugriff am 06 03 2019].
- [42] BDO Consulting Group, „Israel Natural Gas Demand Forecast 2017-2040,“ 02 07 2017. [Online]. Available: <https://www.delek-group.com/wp-content/uploads/2017/09/BDO-Gas-Market-Forecast-2-07-2017-for-Delek-Group-with-final-letter-1.pdf>. [Zugriff am 11 03 2019].
- [43] Leumi, „The Potential of Natural Gas in the Israeli Economy,“ 04 2014. [Online]. Available: <https://www.chamber.org.il/media/150344/the-potential-of-natural-gas-in-the-israeli-economy-april-2014.pdf>. [Zugriff am 21 03 2019].
- [44] The Geological Survey of Israel (GSI), „Nuclear Power Plants in Israel,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.gsi.gov.il/eng/?CategoryID=313&ArticleID=927>. [Zugriff am 08 03 2019].
- [45] IEA, „Primärenergieversorgung von Israel,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=ISRAEL&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>. [Zugriff am 20 03 2019].
- [46] Ministry of Energy, „Energy Economy Objectives for the Year 2030,“ 10 2018. [Online]. Available: https://www.gov.il/BlobFolder/news/plan_2030/en/energy_economy_objectives_2030.pdf. [Zugriff am 21 03 2019].
- [47] The Ministry of Energy, „The Ministry of Energy’s plan to rescue Israel from energy pollution,“ 23 10 2018. [Online]. Available: https://www.gov.il/en/departments/news/plan_2030. [Zugriff am 07 03 2019].
- [48] Israel Ministry of Environmental Protection, „Israel's GHG Emissions Reduction Target,“ 2019. [Online]. Available: http://www.sviva.gov.il/English/env_topics/InternationalCooperation/IntlConventions/Pages/UNFCCC%20COPs/UNFCCC-COP-21.aspx. [Zugriff am 02 04 2019].
- [49] IEC, „Electricity Sector in Israel,“ 07 2018. [Online]. Available: <https://www.iec.co.il/Documents/ProjectBarakTeaserNew.pdf>. [Zugriff am 07 03 2019].

- [50] O. Farkash-Hacohen, „Facing a Gas Monopoly: The Power Game,“ 12 2018. [Online]. Available: https://hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/102_final.pdf. [Zugriff am 12 03 2019].
- [51] Meitar, „The Reform in the Israeli Electricity Sector,“ 07 2018. [Online]. Available: http://meitar.com/files/Publications/2018/electricity_reform_-_english_version.pdf. [Zugriff am 07 03 2019].
- [52] Deutsch-Israelische Industrie- und Handelskammer, „Israel - Energiemanagement, Kraft-Wärme-bzw. Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen,“ 10 2017. [Online]. Available: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2017/zma_israel_2017_energiemanagement.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Zugriff am 03 04 2019].
- [53] Central Intelligence Agency, „The World Factbook - Lebanon,“ 11 03 2019. [Online]. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/le.html>. [Zugriff am 12 03 2019].
- [54] World Population Review, „Population of Cities in Lebanon,“ 2019. [Online]. Available: <http://worldpopulationreview.com/countries/lebanon-population/>. [Zugriff am 21 03 2019].
- [55] StudyCountry, „A Short History of Lebanon,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.studycountry.com/guide/LB-history.htm>. [Zugriff am 03 04 2019].
- [56] Wikipedia, „Syrian occupation of Lebanon,“ 2019. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Syrian_occupation_of_Lebanon. [Zugriff am 03 04 2019].
- [57] Fanack.com, „Geography of Lebanon,“ 2019. [Online]. Available: <https://fanack.com/lebanon/geography/>. [Zugriff am 14 03 2019].
- [58] Export Entreprises SA, „The economic context of Lebanon,“ 02 2019. [Online]. Available: https://www.nordeatrade.com/fi/explore-new-market/lebanon/economical-context?vider_sticky=oui. [Zugriff am 14 03 2019].
- [59] Trading Economics, „Lebanon GDP,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/lebanon/gdp>. [Zugriff am 14 03 2019].

- [60] Trading Economics, „Lebanon GDP Annual Growth Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/lebanon/gdp-growth-annual>. [Zugriff am 22 03 2019].
- [61] Trading Economics, „Lebanon Government Debt to GDP,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/lebanon/government-debt-to-gdp>. [Zugriff am 22 03 2019].
- [62] Trading Economics, „Lebanon Inflation Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/lebanon/inflation-cpi>. [Zugriff am 22 03 2019].
- [63] The Observatory of Economic Complexity, „The Observatory of Economic Complexity (Lebanon),“ 2019. [Online]. Available: <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/lbn/>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [64] Hong Kong Trade Development Council, „Hong Kong Trade Development Council (Lebanon),“ 19 02 2019. [Online]. Available: <http://china-trade-research.hktdc.com/business-news/article/The-Belt-and-Road-Initiative/Lebanon-Market-Profile/obor/en/1/1X000000/1X0A3P5S.htm>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [65] Government of Lebanon, „Capital Investment Program,“ 06 04 2018. [Online]. Available: <http://www.pcm.gov.lb/Admin/DynamicFile.aspx?PHName=Document&PageID=11231&published=1>. [Zugriff am 12 03 2019].
- [66] E. Bouri, „The Lebanese Electricity Woes: An Estimation of the Economical Costs of Power Interruptions,“ 07 2016. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/305694683_The_Lebanese_Electricity_Woes_An_Estimation_of_the_Economical_Costs_of_Power_Interruptions. [Zugriff am 23 03 2019].
- [67] Lebanese Center for Energy Conservation (LCEC), „The National Renewable Energy Action Plan for the Republic of Lebanon 2016-2020,“ 11 2016. [Online]. Available: http://lcec.org.lb/Content/uploads/LCECOther/161214021429307~NREAP_DEC14.pdf. [Zugriff am 22 03 2019].
- [68] Energy Procedia, „Electricity of Lebanon: Problems and Recommendations,“ 05 2012. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/237840777_Electricity_of_Lebanon_Problems_and_Recommendations. [Zugriff am 23 03 2019].

- [69] IEA, „Primärenergieversorgung vom Libanon,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=LEBANON&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>. [Zugriff am 22 03 2019].
- [70] The Arab Weekly, „Lebanon’s electricity crisis fuelled by decades of mismanagement,“ 12 08 2018. [Online]. Available: <https://the arabweekly.com/lebanons-electricity-crisis-fuelled-decades-mismanagement>. [Zugriff am 12 03 2019].
- [71] MoE/GEF/UNDP, „Energy consumption in the commercial and institutional sector,“ 2015. [Online]. Available: <http://climatechange.moe.gov.lb/viewfile.aspx?id=256>. [Zugriff am 23 03 2019].
- [72] Council for development and reconstruction, „Electricity,“ 10 2016. [Online]. Available: http://www.cdr.gov.lb/eng/progress_reports/pr102016/Eelec.pdf. [Zugriff am 22 03 2019].
- [73] Central Intelligence Agency, „The World Factbook - Syria,“ 07 03 2019. [Online]. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sy.html>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [74] World Population Review, „Population of Cities in Syria,“ 2019. [Online]. Available: <http://worldpopulationreview.com/countries/syria-population/>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [75] Fanack.com, „Geography of Syria,“ 2019. [Online]. Available: <https://fanack.com/syria/geography/>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [76] Independent, „Refugee crisis: Is climate change affecting mass migration?,“ 07 09 2015. [Online]. Available: <https://www.independent.co.uk/news/world/refugee-crisis-is-climate-change-affecting-mass-migration-10490434.html>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [77] Global Risk Insights, „Syria: Economic impact of the war’s next stage,“ 10 01 2019. [Online]. Available: <https://globalriskinsights.com/2019/01/economic-impact-syria-civil-war/>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [78] statista.com, „Syria's GDP from 2008 to 2015,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/742532/gdp-in-syria/>. [Zugriff am 26 03 2019].

- [79] Trading Economics, „Syria GDP Annual Growth Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/syria/gdp-growth-annual>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [80] Trading Economics, „Syria Inflation Rate,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/syria/inflation-cpi>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [81] The Observatory of Economic Complexity, „The Observatory of Economic Complexity (Syria),“ 2019. [Online]. Available: <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/syr/>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [82] Hong Kong Trade Development Council, „Hong Kong Trade Development Council (Syria),“ 21 11 2018. [Online]. Available: <http://china-trade-research.hktdc.com/business-news/article/The-Belt-and-Road-Initiative/Syrian-Arab-Republic-Market-Profile/obor/en/1/1X000000/1X0A3P6R.htm>. [Zugriff am 15 03 2019].
- [83] RCREEE, „Member States of RCREEE,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.rcreee.org/content/syria>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [84] Energypedia, „Syria Energy Situation,“ 18 09 2018. [Online]. Available: https://energypedia.info/wiki/Syria_Energy_Situation. [Zugriff am 26 03 2019].
- [85] World Bank Group, „THE ECONOMIC AND SOCIAL CONSEQUENCES OF THE CONFLICT IN SYRIA,“ 2017. [Online]. Available: <http://documents.worldbank.org/curated/en/811541499699386849/pdf/117331-WP-v2-PUBLIC-The-Toll-of-War.pdf>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [86] IEA, „Primärenergieversorgung von Syrien,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=SYRIA&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>. [Zugriff am 27 03 2019].
- [87] IRENA, „PAN-ARAB RENEWABLE ENERGY STRATEGY 2030,“ 2014. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/IRENA_Pan-Arab_Strategy_June-2014.pdf?la=en&hash=74FA7DF20D841A3CF197C4791E74D18B52F8AB23. [Zugriff am 26 03 2019].
- [88] RCREEE, „Arab Future Energy Index,“ 2016. [Online]. Available: http://www.rcreee.org/sites/default/files/final_afex_re_2016.pdf. [Zugriff am 26 03 2019].

- [89] IAEA, „Syrian Arab Republic,“ 2018. [Online]. Available: <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2018/countryprofiles/SyrianArabRepublic/SyrianArabRepublic.htm>. [Zugriff am 05 04 2019].
- [90] IAEA, „SYRIAN ARAB REPUBLIC,“ 2017. [Online]. Available: <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2017/countryprofiles/SyrianArabRepublic/SyrianArabRepublic.htm>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [91] IEE, „ATLANTIS,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/>. [Zugriff am 05 04 2019].
- [92] B. Udo, „ÖSTERREICHISCHE KLIMA-UND ENERGIESTRATEGIE; Herausforderungen für die Umsetzung aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht,“ 25 01 2019. [Online]. Available: https://www.alpenforce.com/media/EFGD19_Bachhiesl.pdf. [Zugriff am 05 04 2019].
- [93] IEE, „Atlantis v3.0 - Dokumentation,“ TU Graz, Graz, 2018.
- [94] U. B. Robert Gaugl, „Erneuerbare Energien in Nordafrika: Potentiale, Szenarien und Chancen für Afrika und Europa,“ 2019. [Online]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwi8gbzwy7jhAhVRbFAKHUf9DLMQFjABegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fiewt2019.eeg.tuwien.ac.at%2Fdownload%2Fcontribution%2Ffullpaper%2F178%2F178_fullpaper_20190212_122624.pdf&usg=AOvVaw1RZWrGS. [Zugriff am 05 04 2019].
- [95] S&P Global, „PLATTS Datenbank Jordanien, Israel, Libanon und Syrien,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/products-services/electric-power>. [Zugriff am 12 12 2018].
- [96] Google, „Google Earth,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.google.com/intl/de/earth/>. [Zugriff am 12 12 2018].
- [97] ENTSO-E, „Grid Map,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/data/map/>. [Zugriff am 12 12 2018].
- [98] IEA, „Jordan: Electricity and heat for 2016,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=JORDAN&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=table&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>. [Zugriff am 08 04 2019].

- [99] actalliance, „Enhanced Climate Action in Response to 1.5°C of Global Warming,“ [Online]. Available: https://actalliance.org/wp-content/uploads/2018/11/ACT-Alliance_-Report-1.5C.pdf. [Zugriff am 08 04 2019].
- [100] IEA, „Israel: Electricity and heat for 2016,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=ISRAEL&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=table&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>. [Zugriff am 09 04 2019].