

Erneuerbare Energien in Nordafrika: Potentiale, Szenarien und Chancen für Afrika und Europa

Robert Gaugl¹, Udo Bachhiesl

Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316/873-7904, robert.gaugl@tugraz.at, <https://iee.tugraz.at>

Kurzfassung:

In dieser Arbeit werden die nationalen Energiestrategien für die nordafrikanischen Länder Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko und Tunesien untersucht. Dazu werden die Ist-Zustände bezüglich Leitungen und Kraftwerkspark in das Simulationsmodell ATLANTIS implementiert und die entsprechenden nationalen Energiestrategien sowie Leitungsprojekte modelliert und mit den Daten der bereits in ATLANTIS bestehenden kontinentaleuropäischen Länder verbunden. Im Anschluss wird eine Simulation durchgeführt und die Ergebnisse des Zonenpreismodells (ideales Netz; Kupferplatte je Land) mit dem Redispatch-Zonenpreismodell, welches die Leitungsrestriktionen berücksichtigt, verglichen. Zuletzt wird noch ein Vergleich der Solarenergie zwischen Europa und Nordafrika durchgeführt.

Keywords: Elektrizitätswirtschaft, ATLANTIS, Europa, Nordafrika, Photovoltaik, Solarpotential, Windpotential

1 Einleitung

Die folgende Arbeit beschäftigt sich mit einer Potentialanalyse für erneuerbare Energien der nordafrikanischen Länder Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko und Tunesien sowie einer Untersuchung der nationalen Kraftwerkentwicklungsszenarien. In den untersuchten Ländern gab es in den letzten 10 Jahren zum Teil Stromverbrauchszuwächse von über 10% pro Jahr. Auch in den nächsten Jahren wird dieser Verbrauchsanstieg, wenn auch etwas langsamer, fortgesetzt werden. Um diese Verbrauchszuwächse erzeugungsseitig decken zu können, bedarf es entsprechender neuer Kraftwerkskapazitäten. Da die fünf Länder auch zu jenen gehören die das Pariser Klimaabkommen unterzeichnet haben, steht die Elektrizitätswirtschaft vor der Herausforderung, den derzeit noch sehr von thermischen Kraftwerken dominierten Kraftwerkspark mehr in Richtung Nutzung erneuerbarer Energien zu entwickeln.

Auch die Europäische Union (EU) möchte eine Vorreiterrolle im Umweltschutz einnehmen und die Auswirkungen des Klimawandels reduzieren. Daher hat die EU Ziele für den Energiesektor für 2020 [1], 2030 [2] und 2050 [3] formuliert. Diese Ziele umfassen die Verringerung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990, die Erhöhung des Anteils erneuerbarer

¹ Jungautor

Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz. Um diese Ziele zu erreichen, bedarf es eines erheblichen Anteils erneuerbarer Energien weshalb eine stärkere Anbindung Nordafrikas mit Europa auch im Interesse der EU steht.

1.1 Solarpotential

Vergleicht man das Solarpotential der untersuchten nordafrikanischen Staaten mit Europa in Abbildung 1, so ist ersichtlich, dass die durchschnittliche jährliche Globalstrahlung (1994 bis 2016) in Europa zwischen 800 kWh/m² und 1.700 kWh/m² liegt (je südlicher desto höher), in Nordafrika jedoch bis zu 2.300 kWh/m² erreicht [4]. Bei einer vereinfachten Annahme² produziert eine PV-Anlage in Nordafrika somit zwischen 1,3 und 2,8-mal mehr elektrischen Strom als eine baugleiche Anlage in Europa.

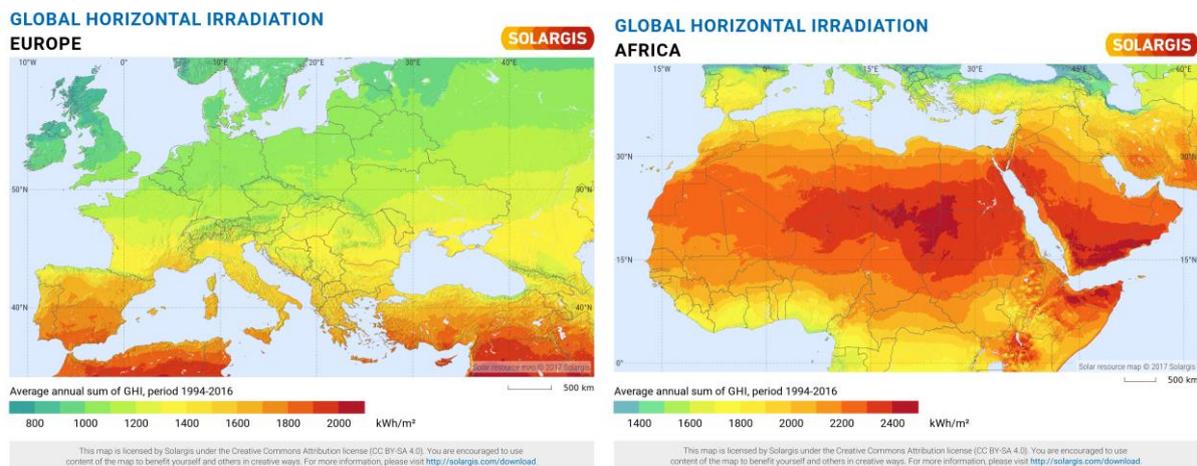


Abbildung 1: Vergleich der Horizontalstrahlung in Europa und Afrika [4]

Aus diesem Grund könnten auch europäische Investoren Interesse am Bau großer Solaranlagen in Nordafrika haben. Zum Transport der Energie müsste die nordafrikanische Elektrizitätswirtschaft (mit HGÜ-Leitungen) stärker mit dem europäischen Netz verknüpft werden. Ein Beispiel für ein derartiges Projekt ist der geplante *TuNur Solar Park* in Rijm Maatoug (Tunesien), welcher im Jahr 2025 in Betrieb gehen soll und mit einer HGÜ-Leitung mit Italien verbunden wäre [5] [6].

1.2 Windpotential

Die Analyse der Windpotentiale in Abbildung 2 zeigt (entnommen aus dem Wind Atlas 2.0 der Technischen Universität Dänemark [7]), dass vor allem im Gebiet der Westsahara und in Ägypten im Bereich des Golf von Sues Windgeschwindigkeiten von über 9 m/s gegeben sind. Aber auch in Algerien und Libyen gibt es Gebiete mit Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s, welche sich für die Nutzung von Windkraft gut eignen.

² Annahme: Linearer Zusammenhang zwischen Strahlungsintensität und erzeugter Leistung laut Formel: $P_{PV} = A \cdot \Gamma \cdot \eta$ mit P_{PV} ...erzeugte elektrische Leistung der Anlage in W; A ...Fläche der Anlage in m², Γ ...Strahlungsintensität in W/m², η ...Wirkungsgrad der Anlage

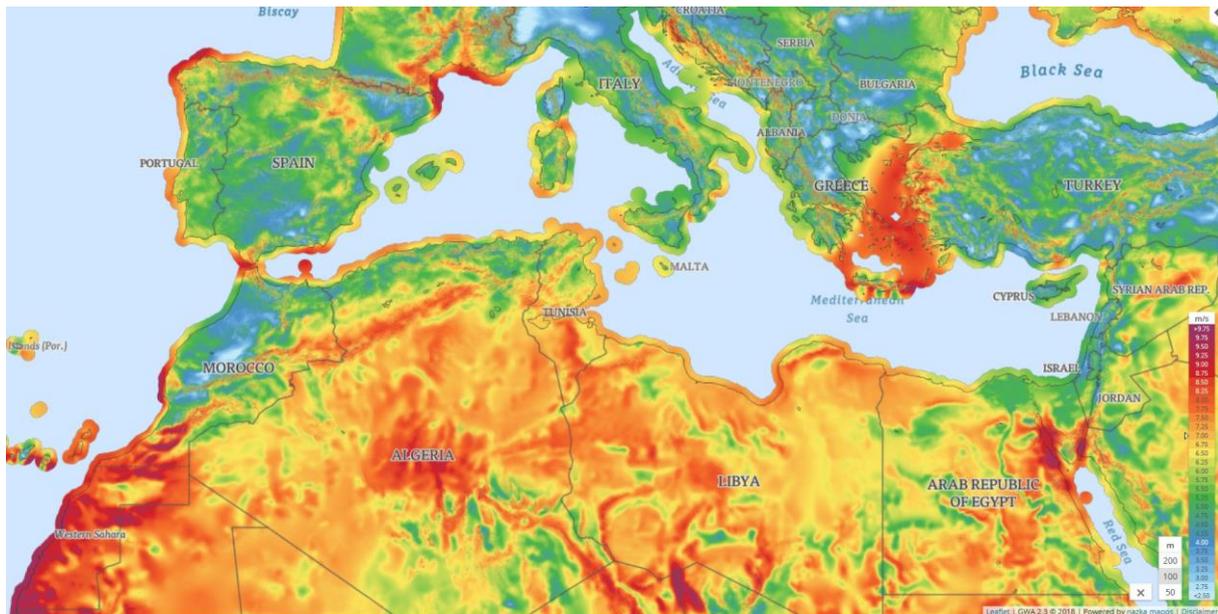


Abbildung 2: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in 100 m über dem Boden [7].

Dies spiegelt sich auch in den nationalen Energiestrategien wider (siehe ab Kapitel 3). Vor allem Ägypten plant das hohe Windpotential bis 2030 auszunutzen, aber auch Marokko und Algerien wollen die Windkraft bis 2030 ausbauen.

2 Methodik

Die Simulationen erfolgen mit dem elektrizitätswirtschaftlichen Modell ATLANTIS des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/Technische Universität Graz (IEE). In diesem Kapitel wird das ATLANTIS-Modell kurz beschrieben, auf die Erweiterung von ATLANTIS um die untersuchten nordafrikanischen Länder und auf den Unterschied der beiden verwendeten Berechnungsmodelle eingegangen.

2.1 ATLANTIS

ATLANTIS ist ein techno-ökonomisches Simulationsmodell, welches sowohl einen physikalischen Modellansatz zur Berechnung des Lastflusses (Kraftwerke, Leitungen, Knoten mit Verbrauchsgewichtung, ...) als auch einen wirtschaftlichen Modellansatz zur Ermittlung des Stromhandels zwischen Unternehmen, Marktpreisen sowie Bilanzen und Gewinn-/Verlustrechnungen umfasst. Es beinhaltet vier Arten der Modellrechnung: Zwei Modelle ohne leitungsgebundene Übertragungsrestriktionen (Börsenmodell und Zonenpreismodell) und zwei lastflussbasierte Modelle (Gesamtmarktmodell und Redispatch-Zonenpreismodell). In der vorliegenden Arbeit werden nur das Zonenpreis- und das Redispatch-Zonenpreismodell verwendet, weshalb nur diese im Folgenden beschrieben werden. Für eine genauere Beschreibung des ATLANTIS-Modells sei an dieser Stelle auf die Arbeit „ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector“ von Sigler et al. [8] verwiesen.

2.1.1 Zonenpreismodell

Das Zonenpreismodell stellt die verschiedenen Zonen (entsprechen in ATLANTIS jeweils einem Land) als Kupferplatte dar. Zwischen den Ländern bewirken die sogenannten „Net Transfere Capacities“ (NTC) eine Einschränkung bei Stromimporten sowie -exporten. Innerhalb einer Zone wird der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der NTCs berechnet und der jeweilige Zonenpreis (Markträumungspreis jeder Zone) ermittelt. Ein Handel zwischen einer „billigeren“ Preiszone zu einer „teureren“ Preiszone kann somit unter Einhaltung der kommerziellen Restriktionen (NTCs) entstehen.

Das Zonenpreismodell liefert den (Zonen-) Preis je Land, die Handelsflüsse zwischen den Ländern sowie die Auslastung und produzierte Energie je Kraftwerk. Dieses Modell kann dafür verwendet werden, um den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz innerhalb eines Landes zu berechnen, da das Netz als „ideal“ (Kupferplatte; keine Engpässe) angesehen wird.

2.1.2 Redispatch-Zonenpreismodell (RDZP-Modell)

Im Gegensatz zum Zonenpreismodell werden beim Redispatch-Zonenpreismodell auch physikalische Leitungsrestriktionen (thermische Limits) neben den kommerziellen Beschränkungen zwischen den Ländern (NTCs) berücksichtigt. Die Berechnung des Lastflusses erfolgt mit einer vereinfachten DC-Lastflussrechnung, welche sich im Hoch- und Höchstspannungsnetz als ausreichend genau herausgestellt hat [9]. Zusätzlich wird im Falle einer Netzüberlastung nach der Lastflussrechnung zunächst ein Zonen-interner Redispatch und wenn dies auch nicht ausreicht ein Redispatch über mehrere Zonen durchgeführt.

Das Redispatch-Zonenpreismodell liefert zusätzlich zu den Ergebnissen des Zonenpreismodells auch die Leitungsauslastung und den „positiven“ sowie „negativen“ Redispatch je Kraftwerk. Da dieses Modell sowohl kommerzielle Marktbeschränkungen (NTCs) als auch physikalische Leitungsbeschränkungen berücksichtigt, bildet es den realen Kraftwerkseinsatz am besten ab.

2.1.3 Erweiterung von ATLANTIS um Nordafrika

Für diese Untersuchung wird das ATLANTIS-Modell zusätzlich zu den 28 bereits bestehenden kontinentaleuropäischen Ländern (welche für die Modellrechnungen berücksichtigt wurden) um die Länder Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten erweitert [10] [11]. Die ATLANTIS-Datenbank bestehend aus ca. 29.500 Kraftwerken und Kraftwerksprojekten, 4.400 Knoten mit entsprechender Verbrauchsgewichtung, 7.400 Leitungen und Leitungsprojekten sowie 1.600 Transformatoren (alle Werte bis 2030) wird durch die fünf untersuchten nordafrikanischen Länder um etwa 2.300 Kraftwerke und Kraftwerksprojekte, 800 Knoten, 1.300 Leitungen und Leitungsprojekte und 300 Trafos erweitert.

Der Ist-Zustand der untersuchten Länder wird auf Basis von Daten der ENTSO-E für Leitungen und Leitungsprojekten [12] [13] und der PLATTS-Datenbank [14] sowie nationalen Veröffentlichungen für den Kraftwerkspark modelliert. Abbildung 3 zeigt alle implementierten Knoten, Leitungen und Kraftwerke (inkl. Projekte).

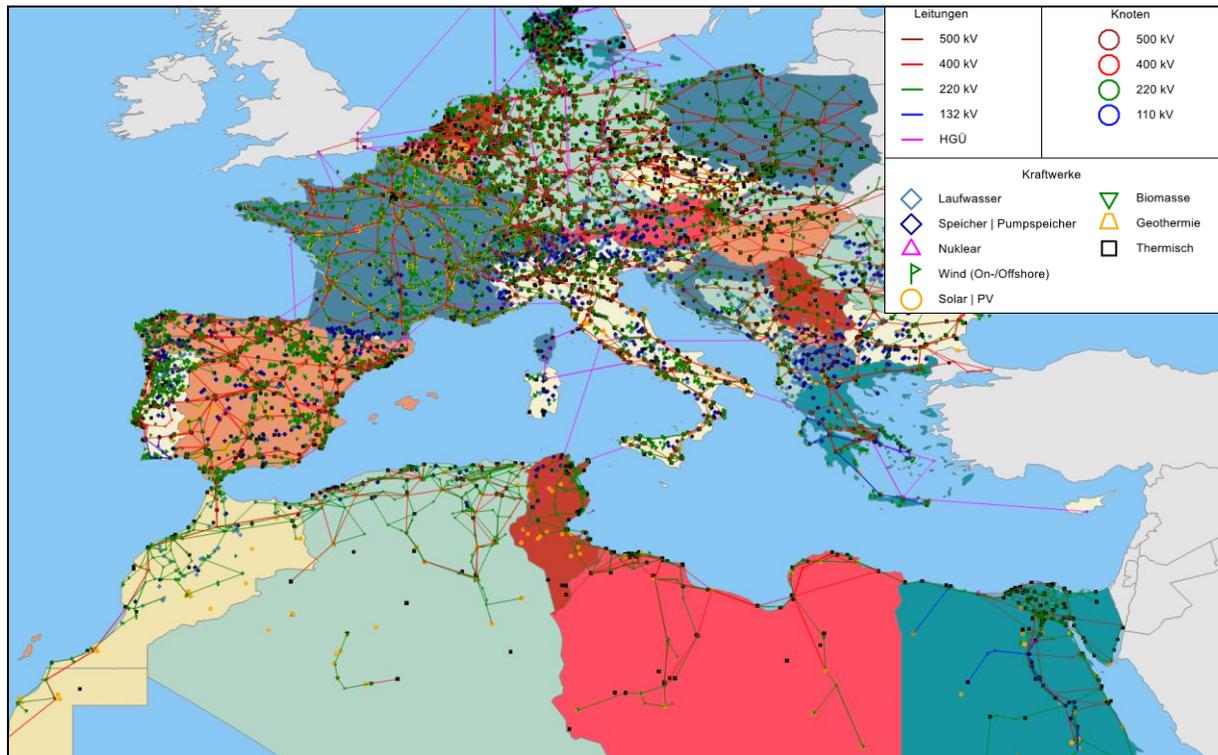


Abbildung 3: Darstellung der in ATLANTIS implementierten Knoten, Kraftwerke und Leitungen für Europa und Nordafrika

3 Szenarien

Als Basis für die Simulation wird für die kontinentaleuropäischen Länder das Szenario *Sustainable Transition* aus dem *Ten Year Network Development Plan 2018* (TYNDP2018) der ENTSO-E implementiert [15]. Zusätzlich zum Szenario *Sustainable Transition* (ST) beinhaltet der TYNDP2018 auch die Szenarien *Global Climate Action* (GCA) und *Distributed Generation* (DG). Alle drei Szenarien haben eine Erreichung der Dekarbonisierungsziele der Europäischen Kommission für das Jahr 2030 gemein. Im ST-Szenario werden Braun- und Steinkohlekraftwerke zunehmend durch Gaskraftwerke ersetzt, im Gegensatz zum DG-Szenario wird jedoch ein wesentlich geringerer Anteil an Solarkraftwerken bis 2030 prognostiziert. Das GCA-Szenario ist bis 2030 mit dem ST-Szenario ident. Eine genaue Beschreibung der Szenarien kann aus dem Szenarioreport des TYNDP 2018 entnommen werden [16].

Die Verbrauchswerte der untersuchten nordafrikanischen Länder bis 2016 sind den Daten der *International Energy Agency* (IEA) entnommen [17]. Für die weitere Entwicklung wurde ein Verbrauchsanstieg von 2% für die Länder Ägypten, Algerien, Marokko und Tunesien und 1% für Libyen pro Jahr festgelegt.

In den weiteren Unterkapiteln werden kurz die hinterlegten nationalen Szenarien der untersuchten nordafrikanischen Länder beschrieben.

3.1 Szenario Ägypten

Ägypten hat in Zusammenarbeit mit der EU die *Integrated Sustainable Energy Strategy 2015 to 2035* (ISES 2035) ausgearbeitet [18]. Diese Energiestrategie sieht eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 42% der produzierten Energie für das Jahr 2035 vor. In Tabelle 1 sind die installierten Kraftwerkskapazitäten für die Jahre 2018, 2020, 2025 und 2030 gelistet.

Tabelle 1: Entwicklung der in ATLANTIS implementierten installierten Kraftwerkskapazitäten in MW in Ägypten nach dem Szenario ISES 2035.

KW-TYP	INSTALLIERTE LEISTUNG IN MW			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	0	1.471	8.751	12.501
GAS	50.229	55.817	53.938	54.681
LAUFWASSER	2.875	2.897	2.916	2.986
NUKLEAR	0	0	0	4.564
ÖL	2.705	2.121	2.104	1.497
SONSTIGE	0	0	0	0
PUMPSPEICHER	0	0	2.400	2.400
SOLAR/PV	416	4.020	6.430	27.878
SPEICHER	0	0	0	0
WIND	1.238	13.324	19.325	20.625
TOTAL	57.464	79.650	95.863	127.132

Die gesamte installierte Kapazität soll sich von 57 GW im Jahr 2018 auf 127 GW im Jahr 2030 mehr als verdoppeln, wie in Abbildung 4 erkennbar ist. Um dies zu erreichen werden auch neue Kohlekraftwerke sowie im Jahr 2026 ein Kernkraftwerk in Betrieb genommen. Trotzdem soll der Ausbau der erneuerbaren Energien überwiegen. So ist ein Ausbau der installierten Photovoltaikleistung von 416 MW (2018) auf 27.878 MW (2030) vorgesehen. Dies entspricht einer Zuwachsrate von durchschnittlich 2.290 MW pro Jahr bis zum Jahr 2030. Laut ISES-Szenario soll der Zubau bis 2025 jedoch moderater verlaufen und ab 2025 stärker werden. Auch die Windkraft soll von derzeit 1.238 MW (2018) auf 20.625 MW (2030) ausgebaut werden. Im Gegensatz zu PV soll hier jedoch bis 2025 verstärkt zugebaut werden.

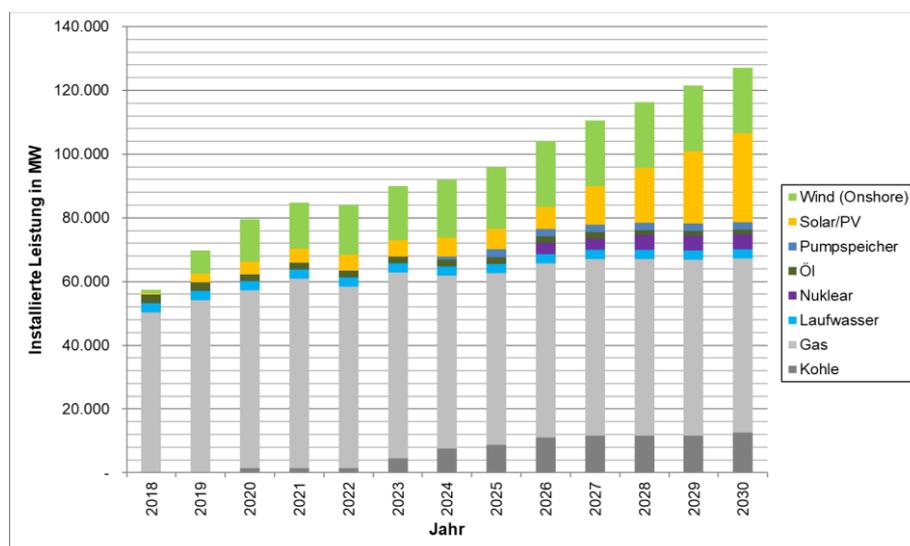


Abbildung 4: Installierte Kraftwerksleistungen in MW in Ägypten von 2018 bis 2030.

3.2 Szenario Algerien

Das Energieministerium Algeriens hat im Jahr 2016 eine überarbeitete Energiestrategie veröffentlicht und sieht in dieser einen Ausbau der erneuerbaren Energien von 2015 bis 2030 um 22.000 MW vor [19]. Tabelle 2 gibt Auskunft über die Aufteilung des Zubaus. PV und Concentrated solar power (CSP) soll auf 15.602 MW und Wind auf 5.020 MW bis 2030 ausgebaut werden. Im kleineren Ausmaß sollen auch Biomasse- (1.000 MW bis 2030) und Geothermiekraftwerke (15 MW bis 2030) genutzt werden³.

Tabelle 2: Entwicklung der in ATLANTIS implementierten installierten Kraftwerkskapazitäten in MW in Algerien.

KW-TYP	INSTALLIERTE LEISTUNG IN MW			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	0	0	0	0
GAS	17.706	22.051	24.754	23.192
LAUFWASSER	0	0	0	0
NUKLEAR	0	0	0	0
ÖL	571	570	446	446
SONSTIGE	1.214	3.700	4.064	3.886
PUMPSPEICHER	0	0	0	0
SOLAR/PV	2.082	3.027	9.315	15.602
SPEICHER	465	465	471	471
WIND	770	1.020	3.020	5.020
TOTAL	22.808	30.833	42.070	48.617

Wie auch aus Abbildung 5 hervorgeht, soll die installierte Leistung von gasbefeuerten Kraftwerken bis 2025 steigen, danach soll ihr Anteil, wie auch jener von Ölkraftwerken, langsam abnehmen.

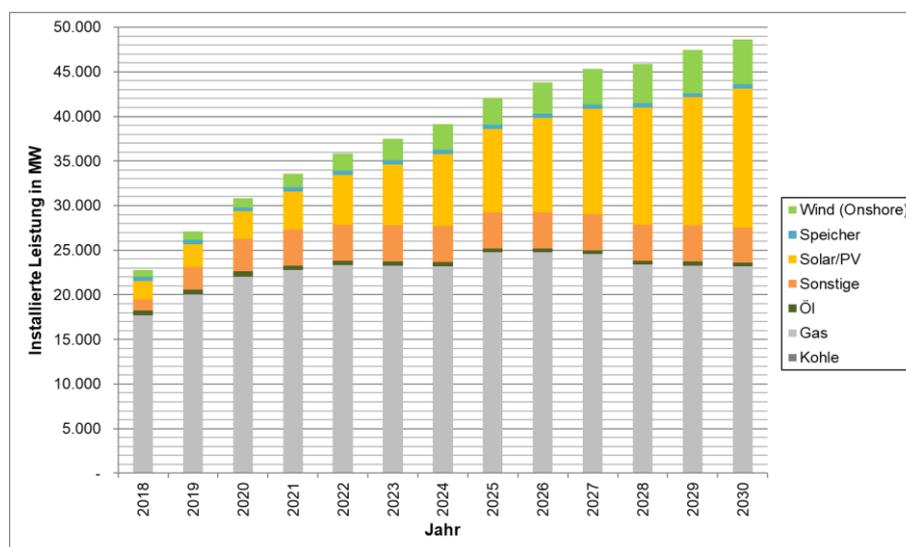


Abbildung 5: Installierte Kraftwerksleistungen in MW in Algerien von 2018 bis 2030.

³ Biomasse und Geothermie sind in der Kategorie Sonstige zusammengefasst implementiert.

3.3 Szenario Libyen⁴

Laut dem *Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency* (RCREEE) aus dem Jahr 2012 hat Libyen eine Energiestrategie für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2025 [20]. In dieser ist ein Ausbau der Windkraft auf 1.000 MW und für Solar und CSP gemeinsam auf 1.200 MW für das Jahr 2025 geplant (siehe Tabelle 3). Da keine Strategie bis zum Jahr 2030 gefunden werden konnte, wurde dieser geplante Zubau bis zum Jahr 2030 linear weitergeführt.

Tabelle 3: Entwicklung der in ATLANTIS implementierten installierten Kraftwerkskapazitäten in MW in Libyen.

KW-TYP	INSTALLIERTE LEISTUNG IN MW			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	0	0	0	0
GAS	9.166	10.854	10.925	12.112
LAUFWASSER	0	0	0	0
NUKLEAR	0	0	0	0
ÖL	2.005	1.856	1.221	1.044
SONSTIGE	1.151	1.151	1.379	1.379
PUMPSPEICHER	0	0	0	0
SOLAR/PV	138	450	1.200	1.950
SPEICHER	0	0	0	0
WIND	181	601	1.001	1.402
TOTAL	12.641	14.912	15.726	17.886

Wie auch aus Abbildung 6 hervorgeht, bleibt der Anteil erneuerbarer Energien in Libyen gering, thermische Kraftwerke mit Gas als Brennstoff bleiben dominant.

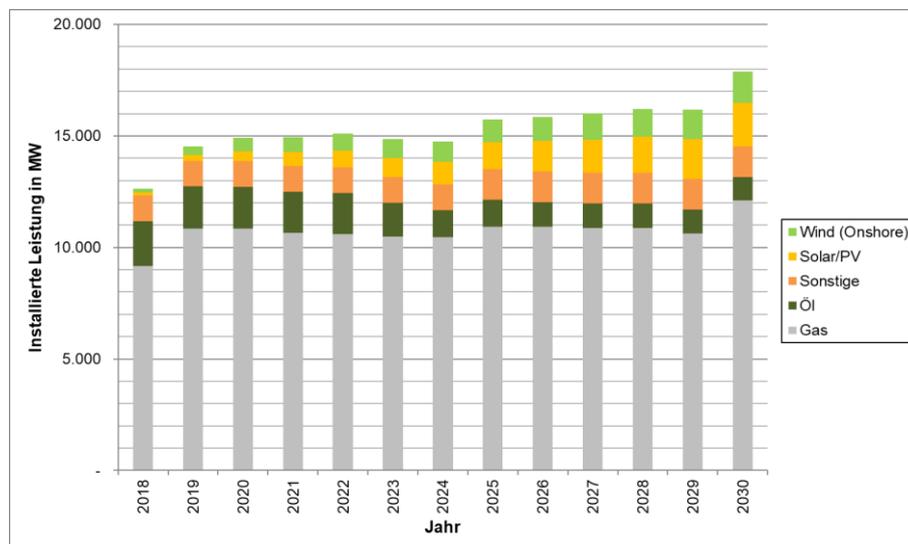


Abbildung 6: Installierte Kraftwerksleistungen in MW in Libyen von 2018 bis 2030.

⁴ Aufgrund des Bürgerkrieges in Libyen seit 2011 sind viele der Anlagen und Leitungen nicht mehr in Betrieb. Aufgrund der fehlenden Datenlage, wird für Libyen mit den vorhandenen Daten und Szenario gerechnet.

3.4 Szenario Marokko

Marokko plant bis zum Jahr 2020 jeweils ca. 2 GW an installierter Leistung für Wind-, Solar- und Wasserkraft. Wie auch aus Tabelle 4 zeigt, sollen sich bis 2030 diese Werte nochmal auf ungefähr 5 GW für Wind- und Solar- und 3 GW für Wasserkraft erhöhen [21].

Tabelle 4: Entwicklung der in ATLANTIS implementierten installierten Kraftwerkskapazitäten in MW in Marokko.

KW-TYP	INSTALLIERTE LEISTUNG IN MW			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	3.531	3.853	3.853	3.853
GAS	1.309	2.502	2.489	2.489
LAUFWASSER	1.333	1.556	1.556	1.557
NUKLEAR	0	0	0	0
ÖL	1.611	1.496	955	996
SONSTIGE	240	240	240	240
PUMPSPEICHER	466	816	1.031	1.461
SOLAR/PV	531	2.006	3.506	5.006
SPEICHER	0	0	0	0
WIND	747	2.007	3.534	5.039
TOTAL	9.766	1.4474	1.7162	2.0640

Mit dieser Zubaurate der erneuerbaren Energien (Wasser, Wind, Solar/PV), werden diese die thermischen Kraftwerke (Kohle, Gas, Öl, Sonstige) im Jahr 2022/23 bezogen auf die installierte Leistung überholen, wie auch in Abbildung 7 ersichtlich ist.

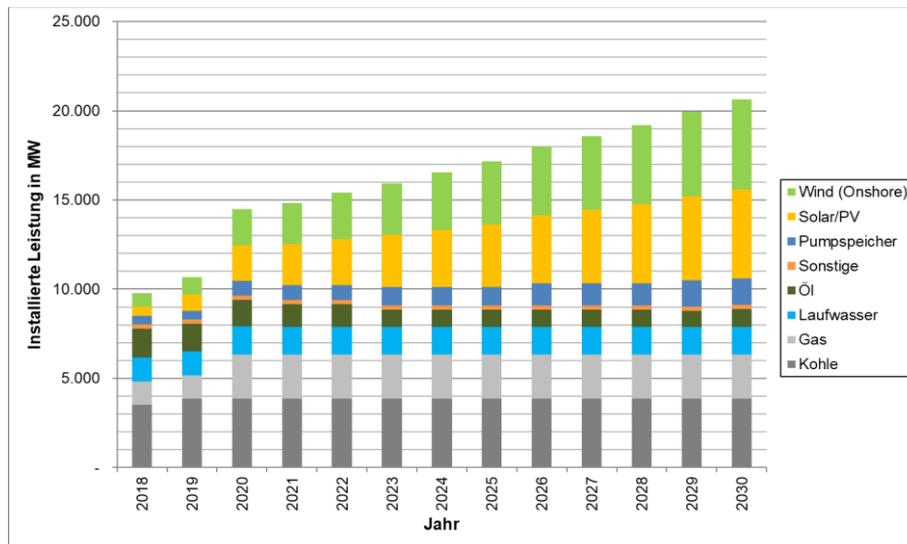


Abbildung 7: Installierte Kraftwerksleistungen in MW in Marokko von 2018 bis 2030.

3.5 Szenario Tunesien

Tunesien will die Erzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 um 30% steigern. Hierfür ist laut Strategie ein Zubau der Windenergie bis 2030 auf 1.755 MW, Solar/PV auf 1.960 MW und Biomasse auf 100 MW vorgesehen, wie aus der Energiestrategie Tunesiens hervorgeht [22].

Tabelle 5: Entwicklung der in ATLANTIS implementierten installierten Kraftwerkskapazitäten in MW in Tunesien.

KW-TYP	INSTALLIERTE LEISTUNG IN MW			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	0	0	0	0
GAS	5.441	6.367	6.279	6.692
LAUFWASSER	0	0	0	0
NUKLEAR	0	0	0	0
ÖL	1.209	1.137	722	340
SONSTIGE	0	50	50	100
PUMPSPEICHER	0	0	0	0
SOLAR/PV	20	320	3.470	4.220
SPEICHER	64	64	64	64
WIND	208	438	1.193	1.798
TOTAL	6.942	8.375	11.779	13.214

In Tabelle 5 und Abbildung 8 ist ab 2025 ein Sprung der installierten Solarleistung erkennbar. Dies ist dem Projekt *TuNur Solar Park* in Rijm Maatoug geschuldet. Dieser Solarpark hat eine Kapazität von 2,25 GW. Die produzierte Energie wird über HGÜ-Leitungen allerdings hauptsächlich nach Europa geliefert und wird somit nicht in der Energiestrategie von Tunesien berücksichtigt.

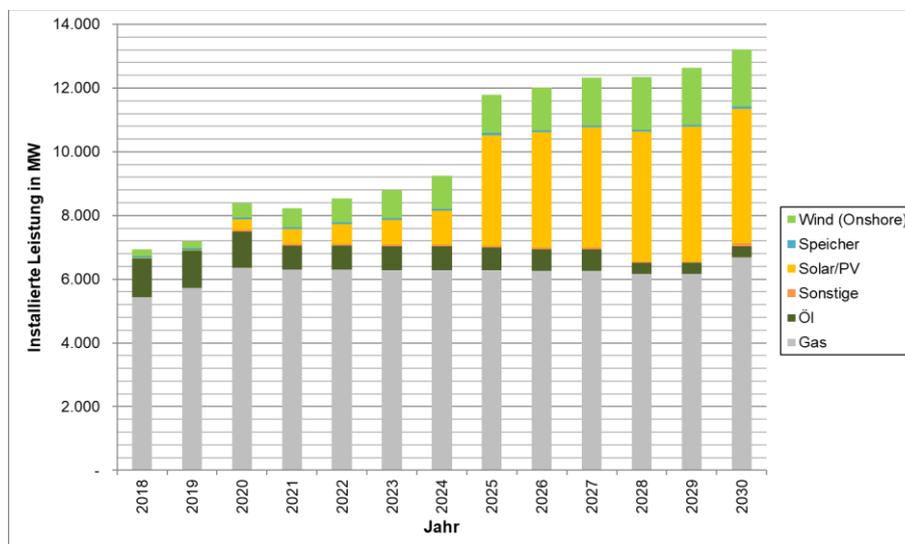


Abbildung 8: Installierte Kraftwerksleistungen in MW in Tunesien von 2018 bis 2030.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen der in Kapitel 3 erläuterten Szenarien mit Hilfe einer Simulation in ATLANTIS dargestellt. Der Fokus liegt einerseits beim Vergleich zwischen dem Zonenpreismodell (Kupferplatte je Land; keine Leitungsrestriktionen) und dem Redispatch-Zonenpreismodell und andererseits auf einem Vergleich zwischen Europa und Nordafrika bezüglich der Produktion der erneuerbaren Energien.

4.1 Zonenpreismodell

Im Zonenpreismodell ist jedes Land als Kupferplatte abgebildet, als ob ein ideales Netz ohne Leitungsrestriktionen im Land vorhanden wäre. Zwischen den Ländern begrenzen die „Net Transfere Capacities“ (NTC) den Stromimport und -export. Es ergibt sich der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz je Land mit dem optimal möglichen Market-Clearing-Price.

Durch den Zubau der erneuerbaren Energien in den untersuchten nordafrikanischen Ländern, werden Gaskraftwerke zunehmend von Wind- und Solar-/PV-Kraftwerken verdrängt, wie auch aus Tabelle 6 hervorgeht. Die Erzeugung durch gasbefeuerte Kraftwerke verringert sich von 2018 bis 2030 um 167.744 GWh, während im gleichen Zeitraum die Stromerzeugung aus Wind und Solar/PV um 172.708 GWh steigt. Die anderen erneuerbaren Energien (Laufwasser, Pumpspeicher und Speicher) bleiben annähernd auf dem Niveau von 2018.

Tabelle 6: Zusammengefasste produzierte Energie in GWh für die untersuchten nordafrikanischen Länder laut Zonenpreismodell.

KW-TYP	PRODUZIERTE ENERGIE IN GWh			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	21.394	24.991	68.128	79.925
GAS	270.575	224.270	162.763	102.831
LAUFWASSER	14.168	14.699	14.776	15.059
NUKLEAR	0	0	0	31.853
ÖL	20.076	14.936	8.258	5.012
SONSTIGE	19.392	37.717	38.944	38.417
PUMPSPEICHER	196	346	437	621
SOLAR/PV	9.085	24.367	68.253	128.045
SPEICHER	1.057	1.057	1.069	1.069
WIND	9.321	38.282	58.983	63.069
TOTAL	365.264	380.666	421.610	465.900

Wie aus Abbildung 9 hervorgeht, steigt durch den Neubau von Kohlekraftwerken in Ägypten (siehe Tabelle 1) auch der Anteil des produzierten Stromes aus diesen. Die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken verringert sich um ein Viertel.

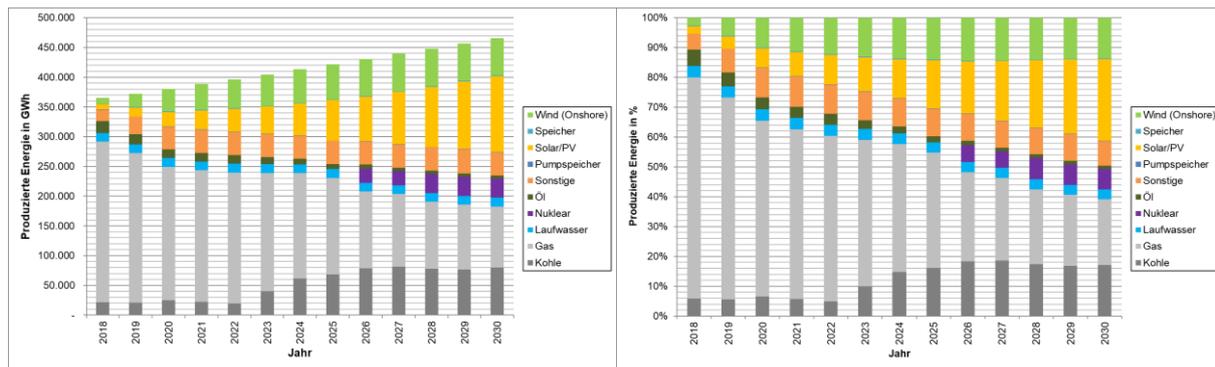


Abbildung 9: Entwicklung der zusammengefassten produzierten Energie aller untersuchten nordafrikanischen Länder laut Zonenpreismodell (links: in GWh; rechts: in %).

4.2 Redispatch-Zonenpreismodell

Im RDZP-Modell werden im Gegensatz zum Zonenpreismodell die Leitungen und deren (thermische) Limits berücksichtigt. Der Kraftwerkseinsatz ist somit nicht mehr kostenoptimal wie noch beim Zonenpreismodell, da durch eventuelle Leitungsüberlastungen ein kostengünstigeres Kraftwerk nicht zum Einsatz kommen kann und durch ein teureres Kraftwerk im Engpasspunkt ersetzt werden muss (Redispatch).

In Abbildung 10 ist die Leitungsauslastung zur Sommerhöchstlast im Jahr 2030 dargestellt. Vereinzelt sind Leitungen mit 100% Auslastung zu erkennen, vor allem in den Nord-Süd-Verbindungen in Algerien und Ägypten.

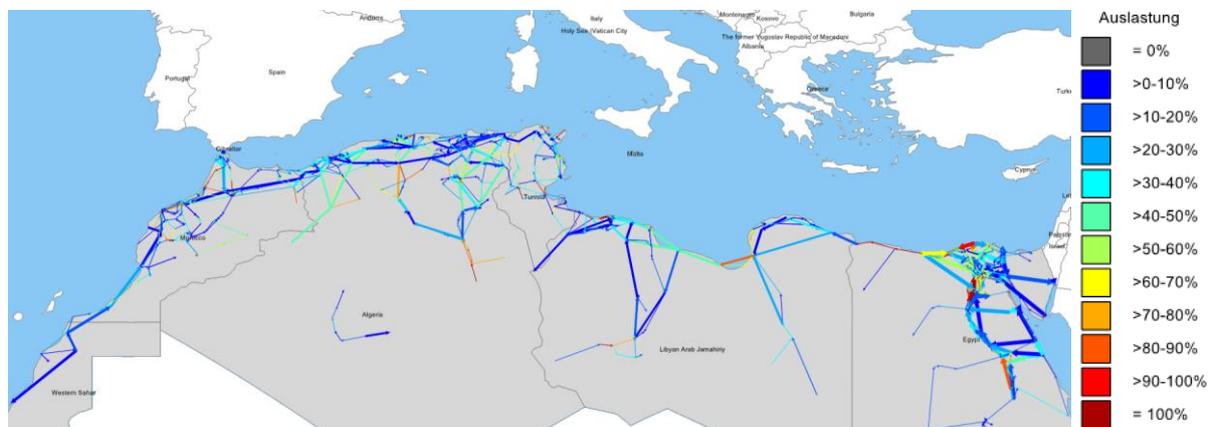


Abbildung 10: Leitungsauslastung für Nordafrika zur Sommerhöchstlast 2030 (Darstellung ohne Europa⁵)

Im Gegensatz zum Zonenpreismodell ist die erzeugte Energie aus Wind und Solar/PV beim RDZP-Modell um 20.557 GWh geringer. Dies ist auf die oben beschriebenen Redispatch-Maßnahmen zurückzuführen.

⁵ Somit auch ohne *TuNur Solar Park*, welcher über eine HGÜ Strom nach Europa liefern soll.

Tabelle 7: Zusammengefasste produzierte Energie in GWh für die untersuchten nordafrikanischen Länder laut Redispatch-Zonenpreismodell.⁶

KW-TYP	PRODUZIERTE ENERGIE IN GWh			
	2018	2020	2025	2030
KOHLE	19.160	17.396	30.023	27.540
GAS	273.559	238.208	216.230	179.192
LAUFWASSER	14.168	14.693	14.767	14.900
NUKLEAR	0	0	0	30.923
ÖL	19.891	14.193	6.990	4.021
SONSTIGE	18.784	37.514	39.967	37.083
PUMPSPEICHER	-69	-119	-149	-213
SOLAR/PV	9.004	20.399	57.285	109.638
SPEICHER	1.057	1.057	1.058	1.064
WIND (ONSHORE)	9.313	36.662	54.853	60.919
TOTAL	364.866	380.003	421.024	465.068

Vergleicht man die Erzeugung aus Kohle- und Gaskraftwerken der Tabelle 6 (Zonenpreismodelle) mit Tabelle 7 (RDZP-Modell), erkennt man, dass Gaskraftwerke nicht nur die durch Redispatch-Maßnahmen verlorene produzierte Energie aus Wind und Solar/PV ausgleichen, sondern auch öfter teurere Gaskraftwerke die günstigeren Kohlekraftwerke aufgrund von Leitungsüberlastungen ersetzen müssen.

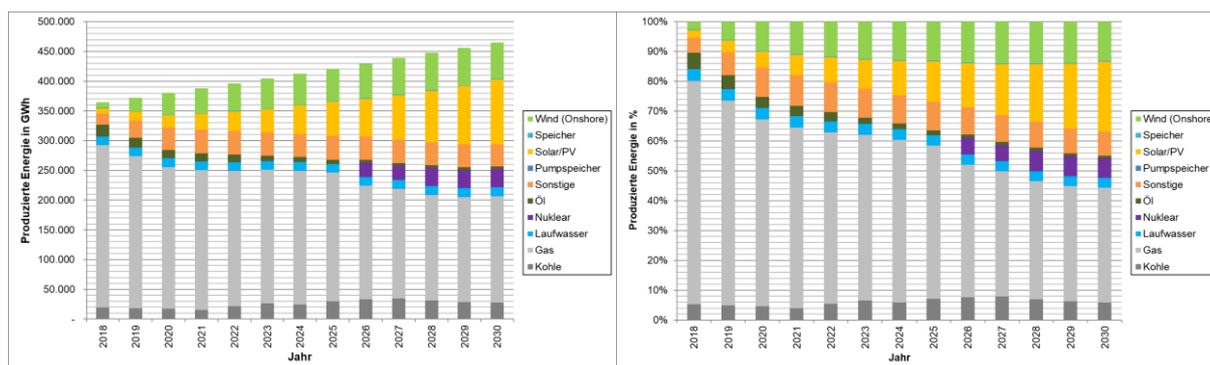


Abbildung 11: Entwicklung der zusammengefassten produzierten Energie aller untersuchten nordafrikanischen Länder laut Redispatch-Zonenpreismodell (links: in GWh; rechts: in %).

Die Stromproduktion aus den anderen Energieträgern ändert sich beim RDZP-Modell nur wenig im Vergleich zum Zonenpreismodell.

4.3 Vergleich Solarenergie Nordafrika-Europa

Ein Vergleich der installierten Leistungen und produzierten Solarenergie zwischen Europa und Nordafrika ist vor allem aufgrund der höheren Globalstrahlung in Nordafrika (Europa: 800-1.700 kWh/m²; Nordafrika: bis zu 2.300 kWh/m²) von Interesse.

Während in Europa im Jahr 2030 der Anteil der PV an der installierten Leistung 20% beträgt (Abbildung 12 links unten) ist der Anteil von Solar/PV an der produzierten Energie mit 7% (Abbildung 12 rechts unten) relative gering. In absoluten Zahlen bedeutet das: 215.090 MW an installierter Solar/PV-Leistung in Europa im Jahr 2030 erzeugen 199.717 GWh an Strom.

⁶ Negative Werte bei Pumpspeicherkraftwerke können aufgrund höhere Turbinier- statt Pumpanteile entstehen. Dies ist möglich, wenn der Speicher aus dem Vorjahr noch gefüllt ist.

In Nordafrika soll der Anteil von Solar/PV im Jahr 2030 bei 24% (Abbildung 12 links oben) der installierten Leistung liegen und der Anteil an der Erzeugung bei ebenfalls 24% sein (Abbildung 12 rechts oben). Eine installierte Solar/PV-Leistung in Nordafrika von 54.656 MW im Jahr 2030 erzeugt 109.638 GWh an Strom.

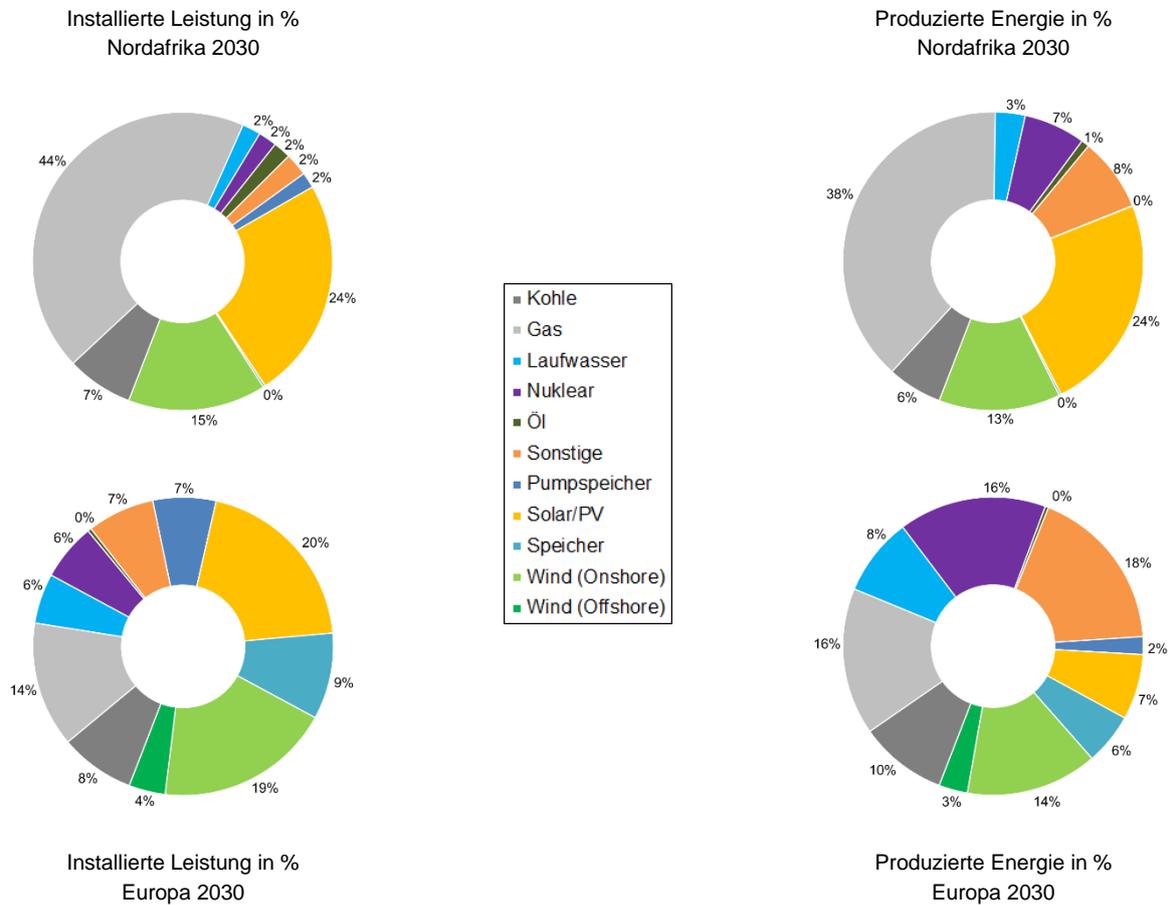


Abbildung 12: Vergleich der installierten Leistung und produzierten Energie (RDZP-Modell) im Jahr 2030 zwischen Europa und den untersuchten nordafrikanischen Ländern

Während sich in Europa ein Verhältnis bei Solar/PV aus installiertem MW und produzierten GWh von etwa 1:1 ergibt (1 MW installiert erzeugt etwa 1 GWh Strom pro Jahr), ist dieses Verhältnis in Nordafrika etwa 1:2 (1 MW erzeugt etwa 2 GWh Strom pro Jahr).

5 Zusammenfassung

Bezugnehmend auf die offiziellen aktuellen Energiestrategien zeigt sich, dass alle untersuchten nordafrikanischen Länder durchaus ambitionierte Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien haben. Der Ausbau von PV und CSP-Anlagen in den südlicheren Regionen dieser Länder macht aufgrund der höheren Globalstrahlung durchaus Sinn, jedoch bedarf dies auch Investitionen in eine entsprechende Netzverstärkung (eventuell auch mit HGÜs). Wie der Vergleich zwischen Zonenpreismodell (Kupferplatte je Land) und Redispatch-Zonenpreismodell zeigt, reichen die derzeit geplanten Leitungsprojekte nicht aus um die erneuerbaren Energien voll auszunutzen. Trotzdem sinkt der Anteil der thermischen Kraftwerke in den untersuchten Ländern von knapp 90% im Jahr 2018 auf ca. 52% im Jahr 2030, wenn die Ausbaupläne für die erneuerbaren Energien eingehalten werden und die angenommenen Verbrauchssteigerungen nicht viel höhere Werte annehmen.

Auch für Europa könnten Projekte wie das *TuNur-Projekt* zukunftsweisend sein. Eine PV-Anlage in Nordafrika erzeugt aufgrund der höheren Globalstrahlung etwa doppelt so viel Strom wie eine vergleichbare Anlage in Europa. Mit entsprechenden HGÜ-Leitungen zwischen Nordafrika und Europa könnte der Strom nach Europa transportiert werden. Für eine weitere Verteilung wären auch innerhalb Europas zusätzliche HGÜ-Leitungen zum Beispiel zwischen Italien, Spanien, Deutschland, etc. erforderlich (dies war jedoch nicht Fokus dieser Arbeit).

Literatur

- [1] Commission of the European Communities, „Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - 20 20 by 2020, Europe's climate change opportunity,“ COM(2008) 30 final, Brussels, 2008.
- [2] Commission of the European Communities, „Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030,“ COM(2014) 15 final, Brussels, 2014.
- [3] Commission of the European Communities, „Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050,“ COM(2011) 112 final, Brussels, 2011.
- [4] Solargis, „Solar recourse map,“ [Online]. Available: https://solargis.com/file?url=download/Africa/Africa_GHI_mid-size-map_156x185mm-300dpi_v20180611.png&bucket=solargis. [Zugriff am 09 01 2019].
- [5] Nurenergie, „Project TuNur Overview,“ 2018. [Online]. Available: <http://www.nurenergie.com/tunur/index.php/english/project/overview>. [Zugriff am 05 12 2018].
- [6] ENTSO-E, „Project 283 - TuNur,“ 2018. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/283>. [Zugriff am 05 12 2018].
- [7] Technical University of Denmark, „Global Wind Atlas 2.0,“ a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU) in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, with funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program, [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info>. [Zugriff am 05 12 2018].
- [8] H. Stigler, U. Bachhiesl, G. Nischler und G. Feichtinger, „ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector,“ *Central European journal of operations research*, vol 24, no. 4, pp. 965–988. DOI: 10.1007/s10100-015-0413-8, 2016.
- [9] T. Nacht, „Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft,“ Graz, 2010.
- [10] M. Mandl, „Analysis of the electricity economy of Egypt,“ Graz, 2018.
- [11] T. Gombocz, „Analysis of the electricity economics of Morocco and Tunisia,“ Graz, 2018.
- [12] ENTSO-E, „Transmission System Map,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/data/map/>. [Zugriff am 08 12 2018].

- [13] ENTSO-E, „TYNDP 2018 Projects Sheet,“ 2018. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects>. [Zugriff am 03 12 2018].
- [14] S&P Global Platts, „World Electric Power Plants Dataset,“ 2018.
- [15] C. Pansi, „Modellierung und Analyse eines europäischen Kraftwerkentwicklungsszenarios,“ Graz, 2019.
- [16] ENTSO-E, „TYNDP2018 - Scenario Report,“ 2018. [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf. [Zugriff am 20 01 2019].
- [17] International Energy Agency, „Statistics data browser - Data tables for electricity and heat,“ [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=table&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>. [Zugriff am 06 12 2018].
- [18] IRENA, „Renewable Energy Outlook Egypt,“ 2018. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Oct/IRENA_Outlook_Egypt_2018_En.pdf. [Zugriff am 15 12 2018].
- [19] Ministère de l'Energie, „Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Energie,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable.pdf>. [Zugriff am 02 12 2018].
- [20] Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE), „Renewable Energy Country Profile Libya 2012,“ [Online]. Available: http://www.rcreee.org/sites/default/files/libya_fact_sheet_print_0.pdf. [Zugriff am 09 12 2018].
- [21] RES4MED, „The development of renewables on the medium voltage grid in Morocco,“ 02 2018. [Online]. Available: http://www.res4med.org/wp-content/uploads/2018/04/RES4MED_Position-Paper_Morocco_RES-on-MV_v02.pdf. [Zugriff am 13 12 2018].
- [22] D. e. a. Laure, „RES4MED Country Profiles Tunisia,“ 2016. [Online]. Available: https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2017/11/Country-Profile-Tunisia-Report_05.12.2016.pdf. [Zugriff am 04 12 2018].