



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

# Masterarbeit

Ismail Öncü

## Analyse und Simulation von Entwicklungsszenarien bis 2050 für die regenerative Energieversorgung der Türkei

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Mechanical Engineering and  
Production Management*

**Ismail Öncü**

**Analyse und Simulation von  
Entwicklungsszenarien bis 2050 für die  
regenerative Energieversorgung der Türkei**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau  
am Department Maschinenbau und Produktion  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüferin: Prof. Dr. Birgit Koeppen  
Zweitprüfer: Prof. Dr. Thomas Veese

Abgabedatum: 06.01.2022

## **Zusammenfassung:**

### **Name des Studierenden**

Ismail Öncü

### **Thema der Masterthesis**

Analyse und Simulation von Entwicklungsszenarien bis 2050 für die regenerative Energieversorgung der Türkei

### **Stichworte**

Erneuerbare Energien, Verbrauchsprognosen, Potenzial, Handlungsempfehlungen, türkische Regierung, Planung erneuerbarer Energien, Zeitplan, Simulation

### **Kurzzusammenfassung**

Diese Arbeit umfasst in vielfältigen Betrachtungen energetische Probleme des türkischen Strommarktes. Dieser wird analysiert und deren Potenzial für die erneuerbaren Energien bestimmt. Anschließend werden durch Planung von konkreten Projekten, Handlungsempfehlungen für das Gelingen der Energiewende in der Türkei erstellt. Die betrachteten Projekte werden daraufhin mit dem Programm energy-Pro simuliert.

### **Name of student**

Ismail Öncü

### **Title of the paper**

Analysis and simulation of development scenarios until 2050 for Turkey's renewable energy supply

### **Keywords**

Renewable energy, Consumption forecasts, Potential, Recommendations for action, Turkish Government, Planning renewable energies, Time schedule, Simulation

### **Abstract**

This work covers the energy problems of the Turkish electricity market in a variety of ways. This is analysed and its potential for renewable energies is determined. Consumption forecasts are being made that aim for the target year of the Paris Climate Agreement of 2050. Afterwards, recommendations for action for the success of the energy transition in Turkey will be created through the planning of concrete projects. These projects are then simulated with the energy-Pro program.

## **Aufgabenstellung**

Die ersten Jahre des 21. Jahrhundert sind in der EU gekennzeichnet durch bewusste und verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien. Festgehalten wird die enorm wichtige Problematik im Pariser Abkommen von 2015 und ihren fortgesetzten Präzisierungen.

Die Türkei ist eines der wenigen Länder, die das Pariser Klimaabkommen von 2015 bisher nicht ratifiziert hat. Stattdessen ist sogar eine Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes geplant, u. a. durch den Bau von neuen Kohlekraftwerken. Die Türkei besitzt jedoch durch die geografische Lage und Größe ein gewaltiges Potenzial an regenerativen Energien wie Wind, Sonne, Geothermie, Biogas und Wasserkraft.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die aktuelle Energieversorgung der Türkei zu analysieren und Szenarien für eine Versorgung aus regenerativen Energiequellen im Jahr 2050 zu entwerfen.

Zunächst ist der aktuelle Stand der Energieversorgung zu modellieren. Dabei soll insbesondere der vorhandene Energiemix untersucht werden und typische Lastkurven des Verbraucherverhaltens ermittelt werden. Die Modellierung erfolgt mit der Software „EnergyPro“

Als zweiter Schritt werden unterschiedliche Szenarien entwickelt, wie die Türkei bis zum Jahr 2050 die Energieversorgung weitgehend oder vollständig auf regenerative Energien umstellen kann. Das entwickelte Modell wird dafür erweitert bzw. verändert.

Abschließend wird eine Analyse, Auskunft über die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Entwicklungsszenarien geben.

## Inhaltsverzeichnis

<b>I.</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>II.</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>VI</b>
<b>III.</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>X</b>
<b>1.</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
2.	Analyse	3
2.1.	Aktuelle energetische Situation der Türkei	4
2.2.	Analyse der Energieproduktion	7
2.3.	Analyse des Energieverbrauchs	11
2.3.1	Analyse des Energieverbrauchs nach Sektoren	13
2.3.2	Energieverbrauch von Sektoren bei ausgewählten Provinzen	17
2.4.	Vergleich des Energieverbrauchs mit der Produktion	24
2.5.	Analyse der durchschnittlichen Netzleistung	26
2.6.	Analyse des Netzes	27
<b>3.</b>	<b>Umweltbedingungen</b>	<b>31</b>
3.1.	Randbedingungen	31
3.1.1	Flugrouten der Zugvögel	32
3.1.2	Straßennetz	33
3.1.3	Erdbeben	34
3.1.4	Klima	35
3.1.5	Seeverkehr	36
3.2.	Bestimmung des Potenzials der Windenergie	36
3.3.	Analyse des Potenzials der Sonnenenergie	40
3.4.	Analyse des Potenzials von Biogas	46
3.5.	Analyse des Potenzials der Wasserkraft	49
3.6.	Potenzial der Geothermie	52
3.7.	Potenzial der Speicher	54
<b>4</b>	<b>Prognose, Planung und Realisierung</b>	<b>55</b>
4.1	Prognose der Energieverbräuche und der Kapazitäten	55
4.1.1	Analyse von Einflussfaktoren auf den Energiesektor	56
4.1.2	Analyse künftiger politischer Geschehnisse	60
4.1.3	Erstellung der Verbrauchsprognose bis 2050	62
4.1.4	Erstellung der Kapazitätsprognose bis 2050	63
4.2	Planung	66
4.2.1	Planung der Windkraft	67
4.2.1.1	Bestimmung des AEP anhand einer WEA	73
4.2.1.2	Bestimmung des AEP für „Schwarzes Meer 1“	75
4.2.1.3	Bestimmung des AEP für „Şanlıurfa Plateau“	79
4.2.2	Planung Sonnenenergie	84
4.2.3	Planung von Biogasenergie	87
4.2.4	Planung von Wasserkraft	90
4.2.5	Planung von Speichersystemen	91
4.2.5.1	Beispiele für die Auslegung der Speichersysteme	96
4.3	Realisierung	99
4.3.1.1	Leistung und Übertragungsenergie im Jahr 2050	99

4.3.1.2	Das Szenario der Dunkelflaute .....	99
4.3.2	Zeitplan zur Realisierung der Projekte.....	100
4.3.2.1	Zeitplan Photovoltaik .....	101
4.3.2.2	Zeitplan Windkraft.....	102
4.3.2.3	Zeitplan Biogas .....	103
4.3.2.4	Zeitplan Pumpspeicher .....	105
4.3.2.5	Zeitplan Wasserkraft.....	105
<b>5</b>	<b>Modellierung und Simulation .....</b>	<b>107</b>
<b>6</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>109</b>
<b>IV.</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>XII</b>
<b>V.</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>XXI</b>

## I. Abkürzungsverzeichnis

AEP	Annual Energy Production (Energieertrag) [Ws]
A	Fläche [m <sup>2</sup> , km <sup>2</sup> ]
Airmass-Wert	Luftmassenindex
Aquifer	Grund- oder Mineralwasser enthaltende Erdschicht
ÄM	Ägäisches Meer
As	Arsen
BHKW	Blockheizkraftwerk
B	Bor
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
Cd	Cadmium
Cu	Kupfer
Mt <sub>oe</sub>	Megatonne Öleinheiten
DLR	Deutsche Zentrale für Luft- und Raumfahrt
EE	Erneuerbare-Energien

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Erdgaskraftwerk
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EXIST	Türkische Energiebörse
FB	Kraftwerke mit Festen Brennstoffe
FM	Feuchtmasse
FMEA	Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse
Float-PV	Schwimmende-Photovoltaik
GSA	Global-Solar- Atlas
GWA	Global-Wind- Atlas
Harran Ovasi	Harran-Ebene
He	Helium
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
HDR	Hot-Dry-Rock (Verfahren zur Nutzung der im Erdkörper enthaltenen Erdwärme)
IEC-Klasse	Technische Anforderungen an die Konstruktion von Windenergieanlagen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak (Spitzenleistung)
kV/mm	Durchschlagfestigkeit
kWh/m <sup>2</sup>	Strahlungsintensität
kWh/kWp/a	Energieertrag pro installierte Kapazität
Mesoscale-Effekte	Wetterphänomene (Regionalabhängig)
m <sup>3</sup> /t	Kubikmeter pro Tonne
MW <sub>th</sub>	Thermische Leistung
MW <sub>el</sub>	Elektrische Leistung
M-V-A	Müllverbrennungsanlage
MVA	Mega Volt Ampeer
GVA	Giga Volt Ampeer

GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
Ni	Nickel
Zi	Zink
MWh	Megawattstunde
N	Stickstoff
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
SO <sub>2</sub>	Schwefelsauerstoff
N	Nord
NNO	Nord-Nord-Ost
NO	Nord-Ost
ONO	Ost-Nord-Ost
O	Ost
OSO	Ost-Süd-Ost
P2G	Power-to-Gas
SO	Süd-Ost
SSO	Süd-Süd-Ost
S	Süd
SSW	Süd-Süd-West
SW	Süd-West
WK	Wasserkraftwerk
WP	Windpark
WSW	West-Süd-West
W	West
WNW	West-Nord-West
NW	West-Nord
NNW	Nord-Nord-West
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PKK	Arbeiterpartei Kurdistans

PSW	Pumpspeicherwerk
$P_{el}$	Elektrische Leistung
$P_{ab}$	Abgegebene Leistung
$P_{zu}$	Zugegebene Leistung
PV	Photovoltaik
$P/km^2$	Bevölkerungsdichte
RIX	Ruggedness Index [m] (Maß für die Komplexität der Topografie)
TWh	Terrawattstunde
V	Volt
kV	Kilovolt
TWh/a	Terrawattstunden im Jahr
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität in der Türkei)
TL	Türkische Lira
VLH-Turbinen	Very-Low-Head Turbine
$V_{ave}$	Mittlere Windgeschwindigkeit[m/s]
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program (Standardprogramm zur Berechnung von Windressourcen)
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark

## II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energiemix 2020 [%] [1] .....	4
Abbildung 2: Abhängigkeit von Energieimporten in der Türkei in den Jahren 2002 bis 2018 [2] .....	6
Abbildung 3: Jährliche Energieproduktion und deren Veränderung [1] .....	7
Abbildung 4: Energieproduktion, Energiezusammensetzung und deren Veränderung von 1970 bis 2020 [6] 8	
Abbildung 5: Energieproduktion Anteilig [1] .....	9
Abbildung 6: Mittlere stündliche Energieproduktion (GWh) [1] .....	10
Abbildung 7: Energieproduktion und deren Zusammensetzung von 06/2013 bis 04/2021 [1] .....	10
Abbildung 8: Jährliche Energieproduktion (TWh) und die Veränderung (%) [1] .....	11
Abbildung 9: Monatlicher Energieverbrauch (TWh) und deren Veränderung (%) [1] .....	12
Abbildung 10: Mittlerer stündlicher Energieverbrauch 01.2016 - 05.2021 (GWh) [1] .....	12
Abbildung 11: Energieverbrauch aller Sektoren [TWh] [1] .....	13
Abbildung 12: Anteil der Sektoren für 2020 [1] .....	14
Abbildung 13: Verbrauch nach Sektoren [1] .....	15
Abbildung 14: Energieverbrauch nach Provinzen Anteilig [%] [1] .....	18
Abbildung 15: Energieverbrauch der Kommunen [TWh] [1] .....	18
Abbildung 16: Energieverbrauch Istanbul 2020 [GWh] [1] .....	19
Abbildung 17: Energieverbrauch Izmir 2020 [GWh] [1] .....	20
Abbildung 18: Energieverbrauch Antalya 2020 [GWh] [1] .....	21
Abbildung 19: Energieverbrauch Şanlıurfa 2020 [GWh] [1] .....	22
Abbildung 20: Energieverbrauch Tekirdağ 2020 [GWh] [1] .....	24
Abbildung 21: Vergleich zwischen der Energieproduktion und dem Energieverbrauch und deren Veränderung von 01/2016 bis 05/2021 [1] .....	25
Abbildung 22: Durchschnittliche Netzleistung [GW] von 2014 bis 2021 [1] .....	26

Abbildung 23: Mittelwerte der Regelenergie pro Monat [GWh] [1].....	27
Abbildung 24: Hoch- und Höchstspannungsnetz der Türkei [8].....	28
Abbildung 25: Energieex- und Import der Türkei und die Verbindungstrassen zu den Nachbarländern [9] 29	
Abbildung 26: Energieerzeuger und das Höchstspannungsnetz (Grün: WP, Blau: WK, Orange: EG, Lila: FB) [9] 30	
Abbildung 27: Flugrouten der Zugvögel über die Türkei (Orange: Wichtige Vogelgebiete, die aufsteigende Vögel unterstützen, Blau: Wichtige Vogelgebiete für andere Vögel, Schwarze Punkte: Vogelbeobachtungsorte, Grün: Schutzgebiete, Rot: Flugrouten [11].....	32
Abbildung 28: Autobahnnetz [16] .....	33
Abbildung 29: Erdbebengebiete (v: Kaum gefährdet bis I: Stark gefährdet) [16].....	34
Abbildung 30: Regionen und Provinzen (Gelb: Marmararegion, Rot: Zentralanatolien, Grau: Ägäisregion, Blau: Mittelmeerregion, Grün: Schwarzmeerregion, Orange: Südostanatolien, Grün: Ostanatolien [16] 35	
Abbildung 31: Schiffsrouten [13] .....	36
Abbildung 32: Mittlere Windgeschwindigkeit, Winde und Richtungen [m/s] [12] [20] .....	38
Abbildung 33: Mittlere Windgeschwindigkeiten und Windeinflüsse im Westen der Türkei [m/s] [12] [20] ..	39
Abbildung 34: Globale horizontale Strahlung Europa [kWh/m <sup>2</sup> /a] [22].....	40
Abbildung 35: Mittlere Sonnenstundenzahl [h/Tag] Januar- Dezember [23] .....	41
Abbildung 36: Mittlere Globale Strahlung [kWh/m <sup>2</sup> /Tag] Januar- Dezember [23] .....	41
Abbildung 37: Spezifischer Photovoltaik Output [kWh/kWp/a] [22].....	42
Abbildung 38: Mittlere Lufttemperatur [°C] [22] .....	43
Abbildung 39: Topografische Karte der Türkei [m] [22].....	43
Abbildung 40: Bevölkerungsdichte [p/km <sup>2</sup> ] [16].....	44
Abbildung 41: Integration der Photovoltaik [23].....	45
Abbildung 42: Verteilung der installierten Wasserkraft [MW] [16] .....	50
Abbildung 43: Vorhandene Temperaturniveaus [°C] in 500m bzw. 1000m Tiefe [35] .....	52

Abbildung 44: Prognose im Rahmen des Desertec-Projekts zum Stromverbrauch der Türkei bis zum Jahr 2050 [TWh/a] [41] .....	55
Abbildung 45: Jährliche Energieproduktion [TWh] [1] .....	56
Abbildung 46: Energieproduktion nach Ressourcenquellen und deren Veränderung von 1970-2019 [GWh] [9] .....	57
Abbildung 47: Zeitstrahl über die Geschehnisse in den Stagnationsphasen [42] [43] [44] [45].....	58
Abbildung 48: Militärausgaben im Verhältnis zum BIP des Landes [%] [46] .....	59
Abbildung 49: Gesamtbevölkerung von 1980 bis 2020 und Prognose bis 2026 [47] .....	60
Abbildung 50: Prognose der Energieproduktion bis 2050 [TWh] .....	63
Abbildung 51: Installierte Leistung der Energieressourcen und deren Veränderung 1970 bis 2020 [MW] [9] .....	64
Abbildung 52: Prognose der installierten Kapazität [GW] .....	65
Abbildung 53: Mittlere Windgeschwindigkeit und die Potenziellen WP Standorte [m/s] [12] .....	68
Abbildung 54: Vestas 4MW Plattform (V117-4.2 MW™) [83] .....	74
Abbildung 55: AEP WEA Vestas V117-4.2 MW™ [83] .....	74
Abbildung 56: Mittlere Windgeschwindigkeit Windpark Schwarzes Meer 1 [12] [m/s].....	75
Abbildung 57: Schwarzes Meer 1 Windrichtungshäufigkeit, Windrichtungsgeschwindigkeit, Windrichtungsstärke [12] .....	76
Abbildung 58: Schwarzes Meer 1 Windrichtungshäufigkeit, Windrichtungsgeschwindigkeit, Windrichtungsstärke .....	76
Abbildung 59: Bathymetrie Windpark Schwarzes Meer 1 [m] [12] .....	76
Abbildung 60: Standortprüfung auf Vogelempfindlichkeit Windpark Schwarzes Meer 1 [11] .....	77
Abbildung 61: Schiffsroutendichte Windpark Schwarzes Meer 1 [13] .....	78
Abbildung 62: Schiffsroutendichte Windpark Schwarzes Meer 1 Berücksichtigung Flughafen und Kanal von Istanbul [13] .....	78
Abbildung 63: Mittlere Windgeschwindigkeit WP SM1 Festgelegte Grenzen [m/s] [12].....	79
Abbildung 64: Mittlere Windgeschwindigkeit Şanlıurfa Plateau [m/s] [12] .....	79

Abbildung 65: Mittlere Windgeschwindigkeit SP1 [m/s] [12] .....	80
Abbildung 66: Mittlere Windgeschwindigkeit SP2 [m/s] [12] .....	81
Abbildung 67: AEP WP SP1 & SP2 [GWh] .....	82
Abbildung 68: Mittlere Windgeschwindigkeit und die endgültigen WP Standorte [m/s] [12] .....	83
Abbildung 69: Erdgas- und Erdölnetz [16].....	87
Abbildung 70: Flüsse, Seen und Stauseen [16] .....	90
Abbildung 71: Standorte der PSK [67] .....	91
Abbildung 72: Turbinenkennfeld [62].....	94
Abbildung 73: Kartenansicht des PSHKK [58] .....	96
Abbildung 74: Kartenansicht des PSBV [58] .....	97
Abbildung 75: Landkartenansicht PSBKM [58] .....	97
Abbildung 76: Modellierung Photovoltaik mit energyPro.....	107
Abbildung 77: Modellierung Biogas mit energyPro .....	107
Abbildung 78: Modellierung Windkraft mit energyPro .....	108
Abbildung 79: Zeitstrahl Photovoltaik .....	XXI
Abbildung 80: Zeitstrahl Windkraft .....	XXII
Abbildung 81: Zeitstrahl Biomethananlagen.....	XXII
Abbildung 82: Zeitstrahl Erdgaskraftwerke (Biomethan).....	XXII
Abbildung 83: Zeitstrahl BHKW 1 .....	XXII
Abbildung 84: Zeitstrahl BHKW 2.....	XXII
Abbildung 85: Zeitstrahl Pumpspeicher.....	XXII
Abbildung 86: Zeitstrahl Wasserkraft .....	XXII

### III. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiearten und Ihr Anteil im Energiemix 2020 [1].....	5
Tabelle 2: Mittelwert der installierten Leistung und ihre Veränderung [GWh] [1].....	26
Tabelle 3: Übertragungsleitungen [km] [9] .....	28
Tabelle 4: Transformatorenanzahl und deren Leistung [MVA] [9].....	29
Tabelle 5: Windphänomene und deren Besonderheiten [20].....	38
Tabelle 6: Vor- und Nachteile der Biogastechnologie [24].....	46
Tabelle 7: Abfallarten und deren Energetisches Potenzial [TWh] [29].....	48
Tabelle 8: Vor- und Nachteile Wasserkraft.....	51
Tabelle 9: Vor- und Nachteile der Erdwärmesonden .....	53
Tabelle 10: Plateaus und große Regionen.....	68
Tabelle 11: Abkürzungstabelle für die FMEA Analyse .....	69
Tabelle 12: Punktbewertung FMEA-Analyse.....	72
Tabelle 13: FMEA-Analyse.....	73
Tabelle 14: Endgültige WP .....	83
Tabelle 15: PV-Infrastruktur [50] [51] .....	86
Tabelle 16: Potenzial der Integration von PV in bestehende Systeme .....	86
Tabelle 17: Ausgewählte PSK [58].....	92
Tabelle 18: Berechnung der PSK [58], [45], [64].....	95
Tabelle 19: Festgelegte Energien und Leistungen [TWh], [GWh].....	99
Tabelle 20: Leistung [GW] im Falle einer Dunkelflaute .....	100
Tabelle 21: Abkürzungen der PV-Parks .....	102

## 1. Einleitung

„Analyse und Simulation von Entwicklungsszenarien bis 2050 für die Energieversorgung der Türkei“ ist das Thema dieser Masterarbeit. Dabei gilt es den Schwerpunkt auf die erneuerbaren Energien im Stromsektor zu setzen.

Zur Bedeutung der erneuerbaren Energien erübrigt sich eine tiefgehende Analyse. Fakt ist, dass ein Überleben kommender Generationen in den Händen der jetzigen liegt. Klima und Energien sind ein weltweites, zu bewältigendes Problem, das sich fast alle Staaten der Welt auf die Fahnen geschrieben haben. Jetzt gilt es zu handeln und die CO<sub>2</sub>-Neutralität der energieverbrauchenden Sektoren zu realisieren. Betrachtet wird aber lediglich der Stromsektor.

Aus den Vorrecherchen ergab sich, dass es im gesamten Energiesektor keine zusammenhängenden weitgehenden Betrachtungen gibt. Es erscheinen fast immer nur Einzeldarstellungen von Potenzialen der jeweiligen Energieressourcen und das vor allem aus deutschen Forschungsinstituten. Von türkischer Seite ist kaum etwas zu erfahren. Die nicht vorhandenen Informationen machen diese Arbeit noch notwendiger.

Die Türkei ist vor allem wegen der geografischen Größe und Lage, der sich daraus ergebenden Vielfalt an Flora, Fauna, Wind-, Sonnen- und Wasserkraft besonders prädestiniert für das Gelingen der Energiewende. Sie besitzt ein gewaltiges Potenzial in jeder erdenklichen Form erneuerbarer Energien.

Eine Herausforderung zur Realisierung der Energiewende liegt bei einem geringen Bewusstsein bzw. einer gewissen Gleichgültigkeit der Einstellung zur Erneuerbaren Energien seitens Politik, Wirtschaft und Bevölkerung. Einerseits erweist sich die Energieversorgung der großen Metropolen (Istanbul, Ankara, Izmir und Bursa) und andererseits die der fernab gelegenen kleinsten Provinzen gleichermaßen zu deckeln als sehr schwierig. Dazu kommt die Veränderung der EEG im Hinblick auf einen Verzicht der Erlöse in Dollar. Aufgrund der noch anhaltenden und teils sich verstärkenden Währungskrise schreckt dieser Schritt der Regierung ausländische Investoren ab. Eine weitere Herausforderung stellt das gewinnorientierte Verhalten der Investoren dar. Dieses führt in vielen Fällen dazu, dass die Umwelt darunter stark leiden muss, was den Absichten der Energiewende komplett widerspricht. Die Politik muss dafür Rahmenbedingungen schaffen, so dass Umweltverschmutzungen nicht auftreten dürfen.

Die Chancen für die Umsetzung der Energiewende in der Türkei sind vielversprechend. Dafür spricht u.a., dass das türkische Versorgungsnetz mit dem europäischen Verbundnetz gekoppelt ist. Dadurch wird ermöglicht, dass Energie im- und exportiert werden kann. Für eine Versorgungssicherheit des europäischen Netzes im Hinblick auf die Energiewende, wird diese Gegebenheit sich als sehr vorteilhaft herausstellen. Eine weitere Chance für ein Gelingen ist zu sehen in der eigenen industriellen Entwicklung. Viele Komponenten für die EE können aufgrund des Know-hows bereits selbst hergestellt werden, wodurch die Unabhängigkeit zu anderen Ländern erhöht wird.

Der hohe Anteil an jungen Menschen, bei dem sich schon ein erhöhtes Bewusstsein ausgeprägt hat, wird dazu beitragen können, dass es schnellstens und konsequent zu Veränderungen kommt.

Die vorhandenen Potenziale der erneuerbaren Energien im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sind gewaltig und in den meisten Fällen führend. Werden die aufgezeigten Chancen genutzt, könnten sie zu einer gesunden und vielversprechenden Energiewende bis 2050, dem Zielsetzungsjahr des Pariser Klimaabkommens, führen.

Erklärtes Ziel des Pariser Abkommens ist es, die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C, vorzugsweise auf 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die Welt hat sich seither bereits um 1,2 °C erwärmt.

Obwohl die Türkei zu den ersten Ländern gehörte, die das Pariser Abkommen 2016 unterzeichneten, zögerte sie die Ratifizierung hinaus. Ein Ereignis, das während des Schreibens dieser Arbeit im Oktober geschah, war die Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommen durch die türkische Regierung [1].

Kapitel 2 beinhaltet verschiedene Analysen bezogen auf Produktion bzw. Verbrauch von Energien. Dabei finden Betrachtungen unterteilt nach Verbrauchssektoren in ausgewählten Provinzen statt. Ebenso erscheinen Analysen zu Netzanschlüssen und installierten Kapazitäten.

Kapitel 3 beschäftigt sich u.a. mit den Umweltbedingungen für die EE. Dazu wurden Randbedingungen wie: Flugrouten der Zugvögel, Straßennetz, Erdbeben, Klima und Seeverkehr betrachtet und analysiert. Es folgen Analysen zu Potenzialen von Wind, Sonne, Biogas, Geothermie und Speichern.

Kapitel 4 beinhalten Prognosen, Planungen und Realisierungen. Im ersten Schritt wird eine Prognose bezogen auf Verbräuche und Netzkapazitäten erstellt. Dazu wurden auftretende Einflussfaktoren analysiert und in die Berechnung einbezogen. Es folgten Planung der verschiedenen EE unter Berücksichtigung der zuvor festgelegten Randbedingungen. Den Schluss des Kapitels bilden Aussagen zur Realisierung mit erstellten Gantt-Diagrammen, um die Umsetzbarkeit dieser Vorhaben zu zeigen. Es werden zusätzlich die Investitionsvolumina und die Vorschläge zum Ausbau des Verbundnetzes gemacht.

Im Kapitel 5 werden die geplanten Projekte in das Programm energy-Pro programmiert und ansatzweise simuliert. Ein Fazit und beendet die Arbeit.

## **2. Analyse**

Dieses Kapitel analysiert die Energieversorgung der Türkei. Zu Beginn wird der Energiemix des Jahres 2020 dargestellt. Es schließen sich Energieproduktion und -verbrauch der letzten Jahre an. Um Einflussfaktoren auf dem Energiemarkt zu erkennen, wurde der Energieverbrauch näher betrachtet. Dabei werden die nach Ihrem Verbrauch „interessantesten“ Provinzen ausgewählt und durchleuchtet, um Muster zu erkennen, die einen Zusammenhang mit der Lastkurve des Landes haben. Am Ende des Kapitels werden die zur Verfügung stehende Kapazität des Netzes und das Stromnetz selbst behandelt.

## 2.1. Aktuelle energetische Situation der Türkei

Zur Erstellung des Energiemixes wurden Daten aus der türkischen Energiebörse "EXIST", die frei zugänglich sind, heruntergeladen [1]. Eine Darstellung der Daten anhand eines Tortendiagrammes folgte. Die stündlich und über das ganze Jahr 2020 erfassten Werte, liefern natürlich sehr genaue Ergebnisse. Durch die unterschiedlichen Arten der Energieproduktion ist die Bearbeitung der Daten sehr umfangreich.

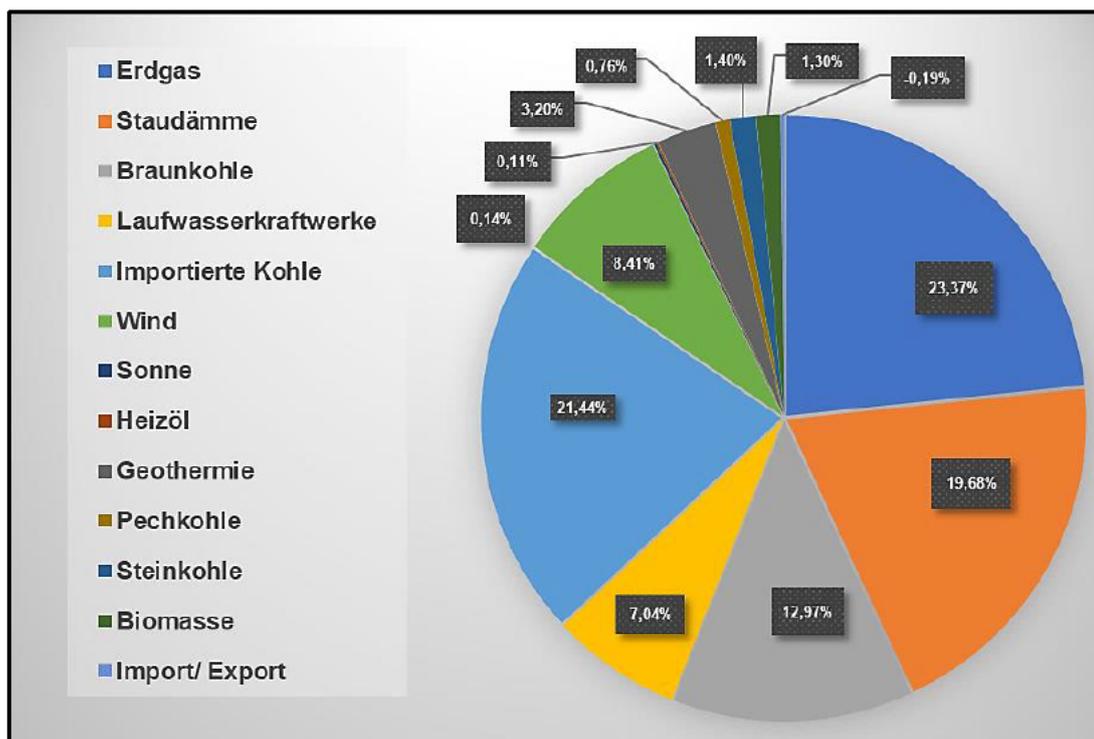


Abbildung 1: Energiemix 2020 [%] [1]

Alle sich anschließenden Daten beziehen sich auf die Türkei und das Jahr 2020. Der Anteil an fossilen Energieträgern beträgt 59,94 %. Das Tortendiagramm zeigt, dass der größte Anteil das Erdgas ist, welches 23,37 % beträgt. Umgerechnet entspricht das 68,07 TWh, gefolgt von der importierten Steinkohle mit einem prozentualen Anteil von 21,44 % oder umgerechneten 62,46 TWh. Fossiler Energieträger Nummer drei ist die Braunkohle mit 12,97 % bzw. einer produzierten Menge von 37,78 TWh. Die im Land abgebaute Steinkohle hat einen sehr geringen Anteil in dem oberen Tortendiagramm mit nur 4,06 TWh oder 1,40 %. Den kleinsten Anteil fossiler Energieträger bildet die Pechkohle mit 0,76 %, das sind 2,22 TWh.

2020 wurden 39,77 % der Energie aus regenerativen Energie- Quellen gewonnen. Die Energieerträge aus Staudämmen und Laufwasserkraftwerken wurden in der Berechnung

zusammengefasst. Sie betragen 26,72 % oder 77,83 TWh der gesamten Energieproduktion des Landes.

Mit einem Anteil von 8,41 % bzw. 24,48 TWh ist die Wind-Energie die zweitgrößte regenerative Energiequelle, wobei ein erheblicher Teil dieses Energieertrages keine Nutzung fand, da das Netz die auftretende Überkapazität nicht aufnehmen konnte.

Geothermie tritt mit Werten von 3,20 %/9,31 TWh auf. Die Energie aus ihr wird zur Deckung der Grundlast verwendet. Biomasse mit 1,3 %/3,78 TWh ergibt sich als kleine Quelle und dient ebenfalls zur Deckung der Grundlast. Sonnenenergie, als regenerative Energiequelle, produziert die Türkei am wenigsten, nämlich nur 0,14 %/0,42 TWh. Die Photovoltaik wird aber auch erst seit einigen Jahren installiert und subventioniert.

Energieart	Energie [TWh]	Anteil [%]
Erdgas	68,1	23,4
Staudämme	57,3	19,7
Braunkohle	37,8	13
Laufwasserkraftwerke	20,5	7
Importierte Kohle	62,5	21,4
Wind	24,5	8,4
Sonne	0,4	0,1
Heizöl	0,3	0,1
Geothermie	9,3	3,2
Pechkohle	2,2	0,8
Steinkohle	4,1	1,4
Biomasse	3,8	1,3
Import/ Export	-0,6	-0,2
Naphtha (Rohbenzin)	0	0
LNG	0	0
Gesamt	290	

*Tabelle 1: Energiearten und Ihr Anteil im Energiemix 2020 [1]*

Der Anteil an regenerativer Energie in der Energieproduktion, ohne die Beiträge durch Staudämme und Laufwasserkraftwerke, beträgt 13,05 %. Er setzt sich aus Wind- und Sonnenenergie, Geothermie und Biomasse zusammen. In der Tabelle ... werden die Anteile und Energiemengen der jeweiligen Ressourcen aufgelistet.

Der gesamte Jahres-Energieverbrauch 2020 beläuft sich auf 290 TWh. Damit hat sich der Verbrauch gegenüber 2017 kaum verändert. Er ist entgegen der Prognose eines steigenden Energieverbrauchs konstant geblieben. Dafür gibt es Gründe, die im Kapitel 4.1 detailliert betrachtet werden.

Aus den Nachbarländern wurden 0,6 TWh Energie importiert. Das kann der Tabelle 1 entnommen werden und ist zwar ein sehr kleiner Teil am Gesamtverbrauch, dennoch sehr wichtig für die Stabilität des türkischen Stromnetzes.

Aus der Abbildung 2 geht hervor, dass die Energieproduktion stark abhängig ist von importierter Primärenergie. Der Primärenergiebedarf des Landes ist zu 72 % abhängig von Importen. [2]

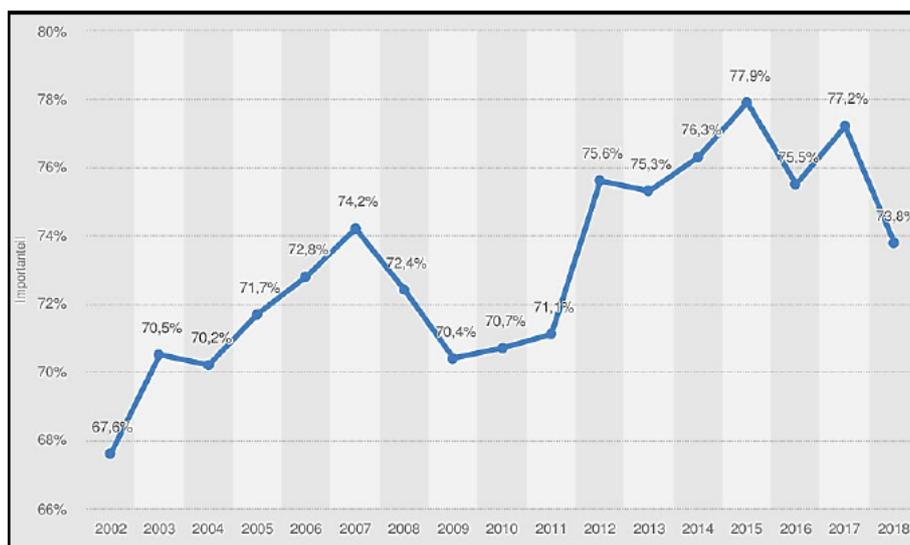


Abbildung 2: Abhängigkeit von Energieimporten in der Türkei in den Jahren 2002 bis 2018 [2]

Die größten Importe sind Erdgas mit 98 %, Kohle 50 % und Öl 92 %. Die folgende Abbildung 2 gibt sehr detailliert Auskunft über diese Abhängigkeit.

Der Import ist verantwortlich für die hohen Strompreise bei der Bevölkerung. Für 1 kWh wurden Haushalten 0,069 € und Unternehmen 0,088 € berechnet. [3] Zum Stromgestehungspreis kommen mehrere Steuern und Abgaben hinzu, die den Preis, abhängig vom Verbraucher, pro kWh auf ca. 0,0917 € erhöhen. Das sieht nicht nach viel aus, jedoch ist zu bedenken, dass 0,0917 € in türkischer Währung ca. 0,917 TL bedeuten. Um eine Vorstellung davon zu bekommen, wie sich die Stromkosten auf die Bevölkerung auswirken, wird hier ein Beispiel dargestellt. Eine vierköpfige Familie verbraucht im Monat im Durchschnitt 230 kWh, gleichbedeutend mit etwa 211 TL [4]. Der Netto-Mindestlohn eines verheirateten Arbeiters mit zwei Kindern liegt bei 2.960 TL. Vom Gehalt müssen in diesem Beispiel ca. 7,12 % für Stromkosten der Familie aufgewendet werden. Diese Informationen sind aus der Zeit August 2020.

## 2.2. Analyse der Energieproduktion

Die unten zu sehende Grafik stellt die jährliche Energieproduktion von 2014 bis 2021 dar. Anhand der blauen Geraden kristallisiert sich heraus, dass die Energieproduktion in TWh steigt. Von 2017 bis 2020 war die Produktion nahezu konstant. Aus diesem Grund ist der prozentuale Anstieg-braune Linie- von 8 auf knapp 0 % gesunken. Im Jahre 2019 sank sie sogar unter 0 %, weil weniger produziert wurde im Vergleich zum Vorjahr.

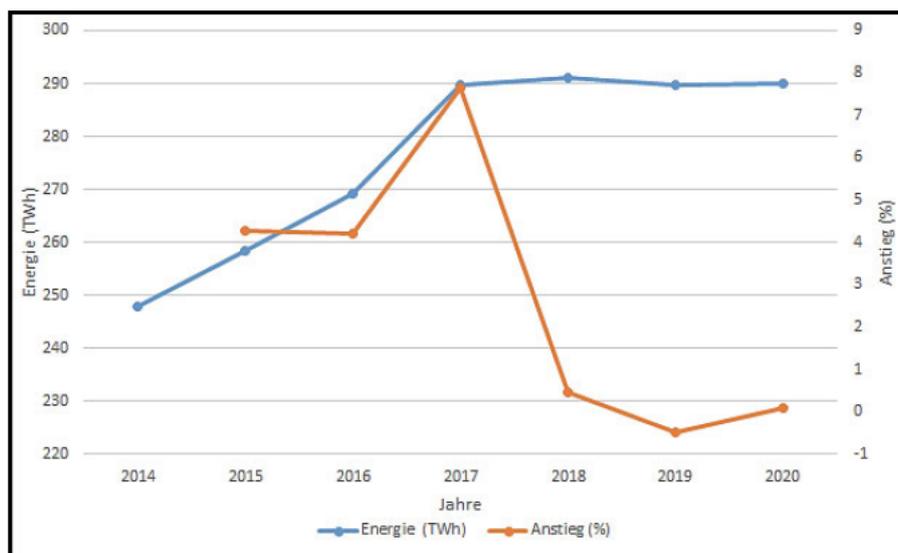


Abbildung 3: Jährliche Energieproduktion und deren Veränderung [1]

Verantwortlich für den Rückgang des Anstiegs war die türkische Währungs- und Schuldenkrise der Jahre von 2017 bis Ende 2018. Die Krise beeinflusste auch die Energieproduktion mit einem Stagnieren der Produktion in den folgenden Jahren. Es folgte Anfang 2020 die Corona-Krise, die dafür sorgte, dass der Energieverbrauch nahezu gleichblieb. [5]

In den Abbildung 4 von TEİAŞ sieht man den Energieverbrauch der Türkei in den letzten 50 Jahren. Dieser ist seit 1970, bis auf einige Unterbrechungen stetig gestiegen. Im Kapitel 4.1 wird das Diagramm detailliert analysiert. Zu sehen ist die Zusammensetzung der Energieproduktion und Ihre Veränderung bis zur heutigen Zeit. Erkennbar ist außerdem, dass der Anteil an regenerativen Energien (außer der Wasserkraft) sehr gering ausfällt. Dennoch ist er im Begriff zu Steigen. Fairerweise sollte erwähnt werden, dass die Türkei erst seit 2007 angefangen hat Energie aus EE ins Netz einzuspeisen.

Stark gestiegen ist seit der Jahrtausendwende der Energie-Gewinn aus importierter Kohle. Während die Produktion aus Wasserkraft und Steinkohle seit 1970 langsam, aber kontinuierlich gestiegen ist. Energie aus Erdgas wird seit ca.1985 ins Netz eingespeist. Sie hatte bis 2017 einen nahezu stetigen Anstieg, seitdem sinkt er. Genauso wie Erdgas sind die Energieressourcen Kohle, Steinkohle, Erdölprodukte zum größten Teil importiert. Rückgängig hingegen war auch die produzierte Energie aus Erdölprodukten. In den 1970'er und 80'er Jahren machten diese Produkte einen erheblichen Anteil des Energiemix aus. [6]

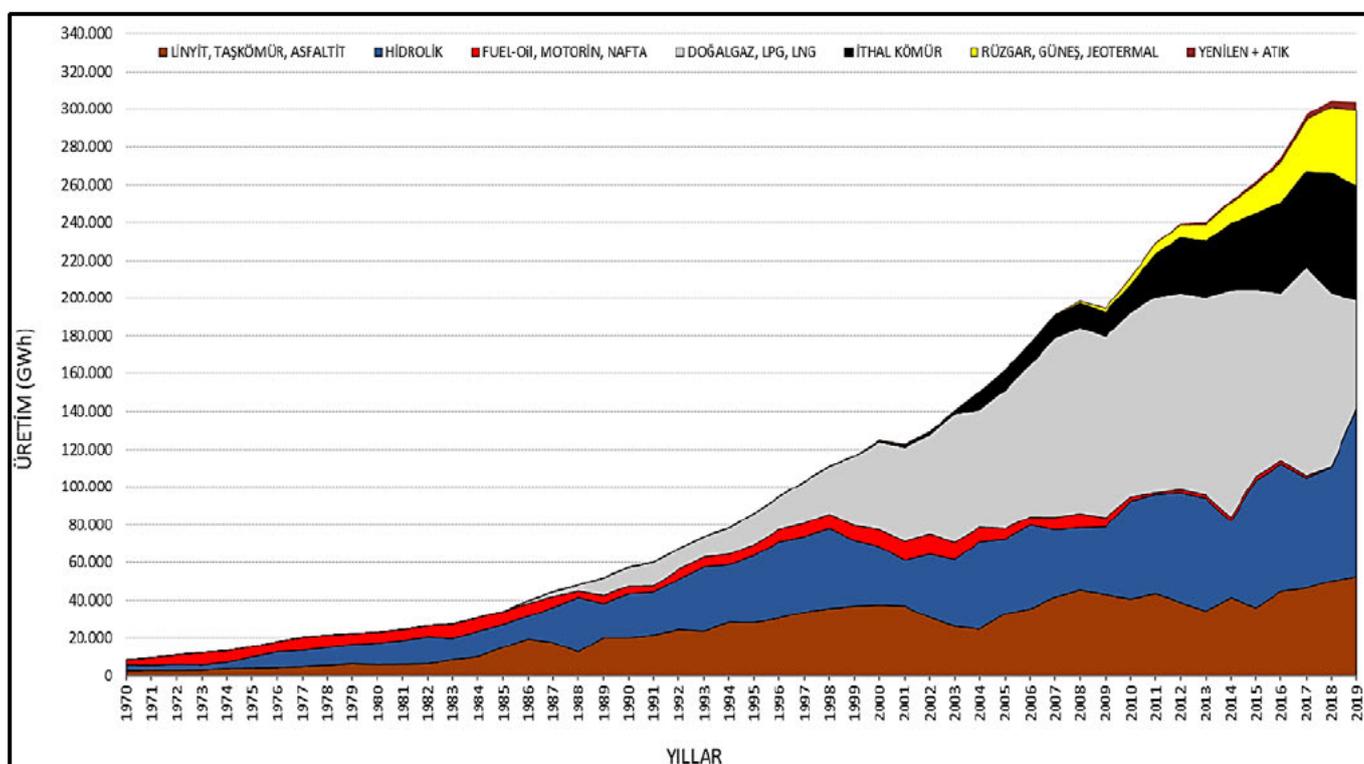


Abbildung 4: Energieproduktion, Energiezusammensetzung und deren Veränderung von 1970 bis 2020 [6]

Der folgenden Abbildung 5 entnimmt man die monatliche Energieproduktion und ihre anteilige Zusammensetzung von Juni 2013 bis zum jetzigen Zeitpunkt. Ein Sinken des Erdgasverbrauchs von durchschnittlich 50 auf 30 % ist besonders auffallend. Die Produktion durch Staudämme, Braunkohlekraftwerke und importierter Kohle sind nahezu konstant geblieben. Dagegen ist sie in den Bereichen Wind, Geothermie, Laufwasserkraftwerke und Biomasse gestiegen, ebenso ihr Anteil an importierter Energie.

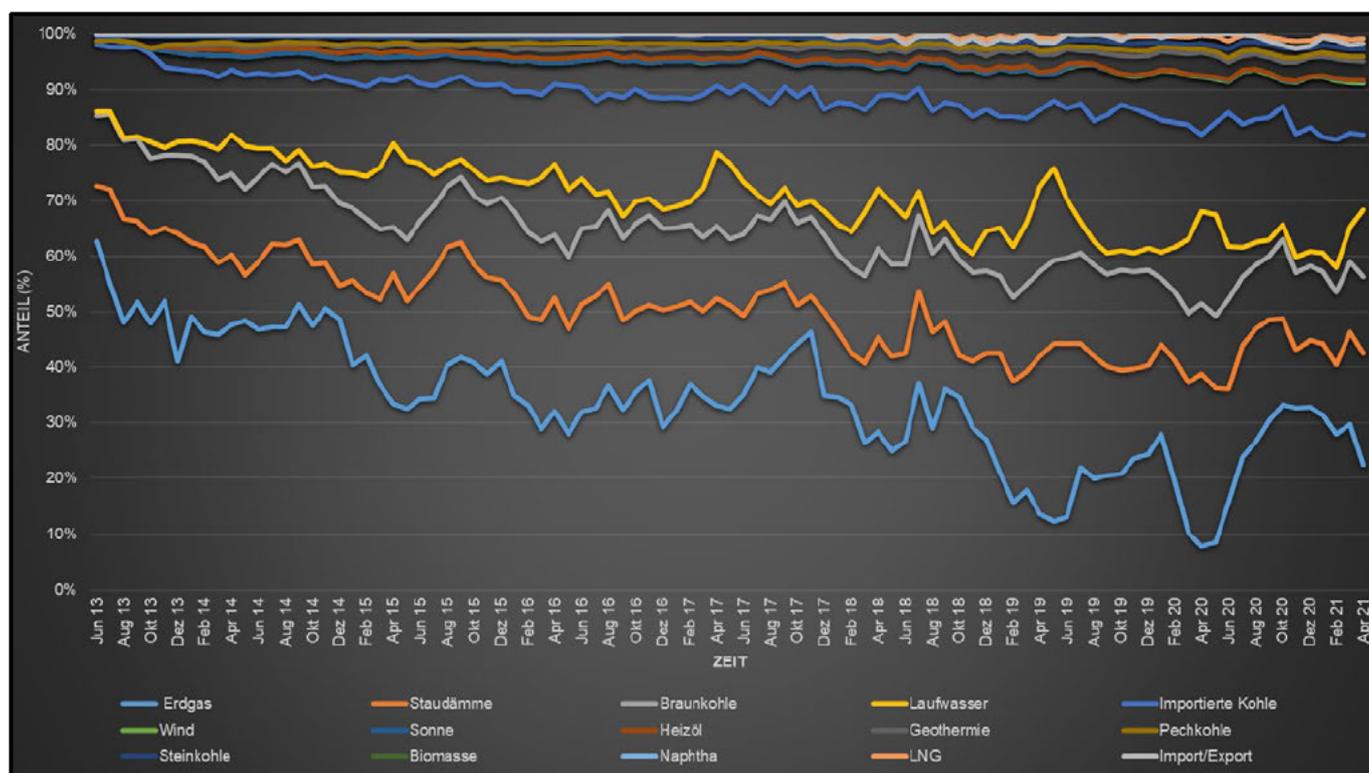


Abbildung 5: Energieproduktion Anteilig [1]

Die Abbildung 5 beschäftigt sich mit der monatlichen Energieproduktion. In den letzten acht Jahren ist sie im Durchschnitt um 68,95 % gestiegen. Man beobachtet, dass in den Wintermonaten Dezember, Januar und im Sommer Juli, August eine erhöhte Produktion vorliegt. Dieses wiederholt sich fast jährlich. Die Quellen Erdgas, Staudämme und Laufwasserkraftwerke verändern sich in Abhängigkeit der Last im Netz. Damit steigt dieser Anteil, sobald auch die Last steigt. Wiederum sinkt dieser Wert, wenn die Last sich verringert. Aus dieser Erkenntnis leitet sich ab, dass diese deterministischen Quellen zur Regelung und Netzstabilisierung verwendet werden.

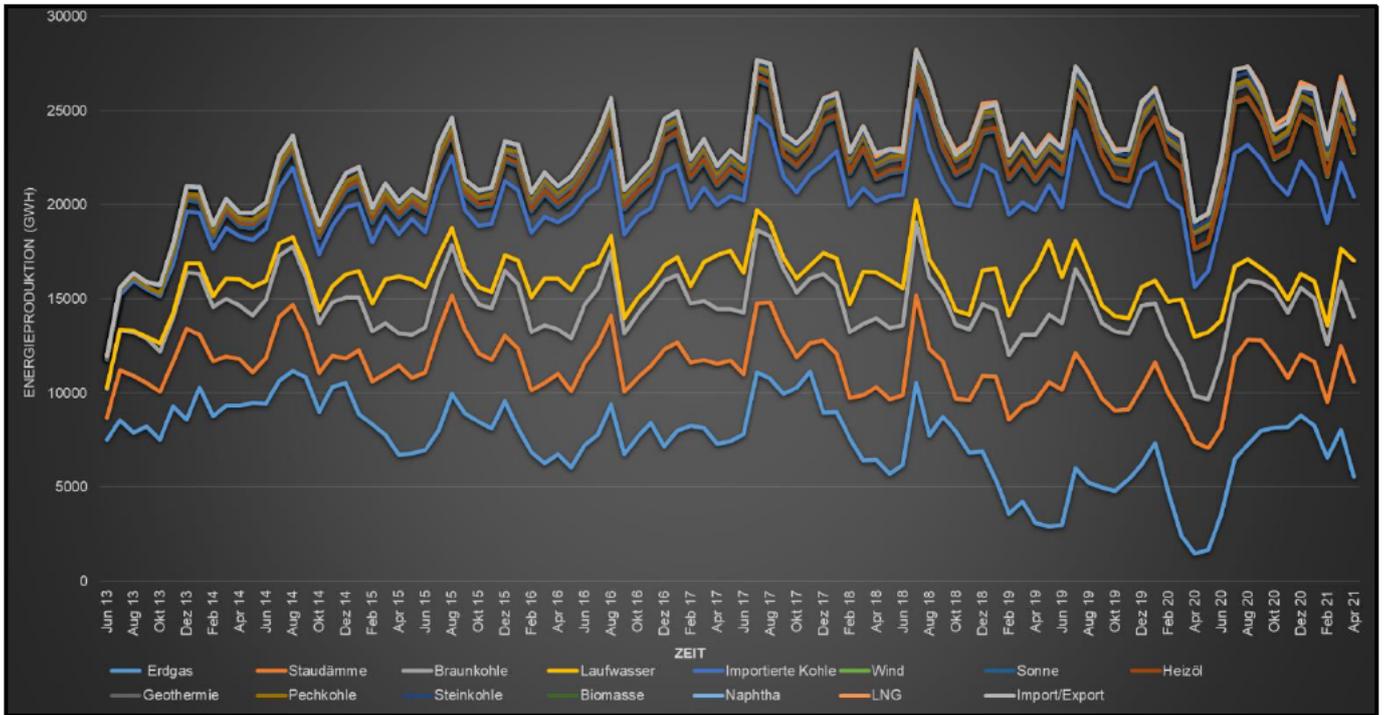


Abbildung 7: Energieproduktion und deren Zusammensetzung von 06/2013 bis 04/2021 [1]

In der folgenden Abbildung 6 sind für das gesamte Land die mittlere stündliche Energieproduktion in GWh von 2013 bis 2021 dargestellt. Extreme Werte werden nicht ausgewiesen. Dem Datenpaket kann entnommen werden, dass das Minimum bei 4,8 GWh und das Maximum bei 48 GWh liegt. Produktion und Tageszeit beeinflussen einander nicht ungewöhnlich. Der tiefste Punkt innerhalb von 24 Stunden ist um 5 Uhr morgens, und zwar bei knapp 25 GWh. Um 11 Uhr erreicht die Energieproduktion ihren Höchstpunkt, bei ca. 34 GWh liegend. Bemerkenswert ist, dass die Produktion einen starken Anstieg ab 7 Uhr morgens hat und dass sie in den Abendstunden auf einem relativ hohen Niveau bleibt. In Deutschland dagegen sinkt die Energieproduktion ab 12 Uhr und steigt in den Morgenstunden erst wieder an und hat damit ein annähernd

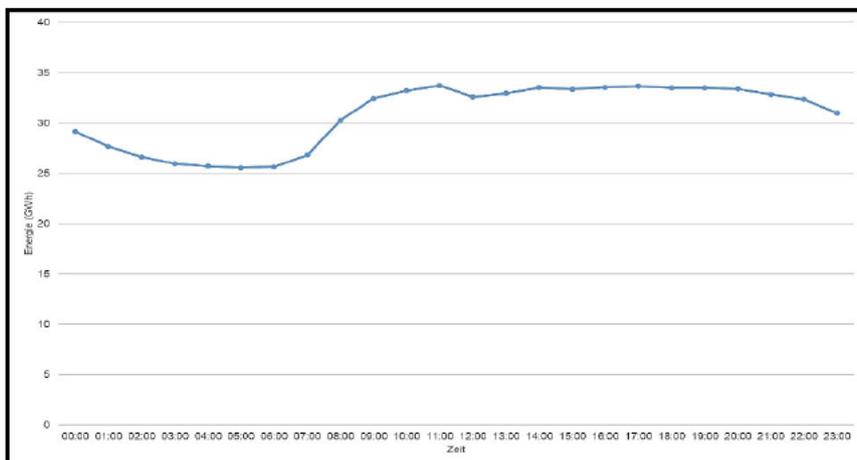


Abbildung 6: Mittlere stündliche Energieproduktion (GWh) [1]

symmetrischen Produktionsverlauf. Der Autor kann aus eigener Erfahrung bestätigen, dass in verschiedenen Stadtteilen von Izmir morgens zwischen 7 und 9 Uhr der Strom fast täglich ausfällt. [7]

### 2.3. Analyse des Energieverbrauchs

Der jährliche Energieverbrauch ist 2016/17 linear angestiegen. 2016 lag er bei 275 TWh, danach stieg er auf 290 TWh. In den Jahren davor war der Anstieg jedes Jahr bis auf einige Stagnationen immer sehr hoch und hat die Prognosen anderer Institutionen immer übertroffen. Ab 2017 geschah etwas, was den Verbrauch beeinflusste.

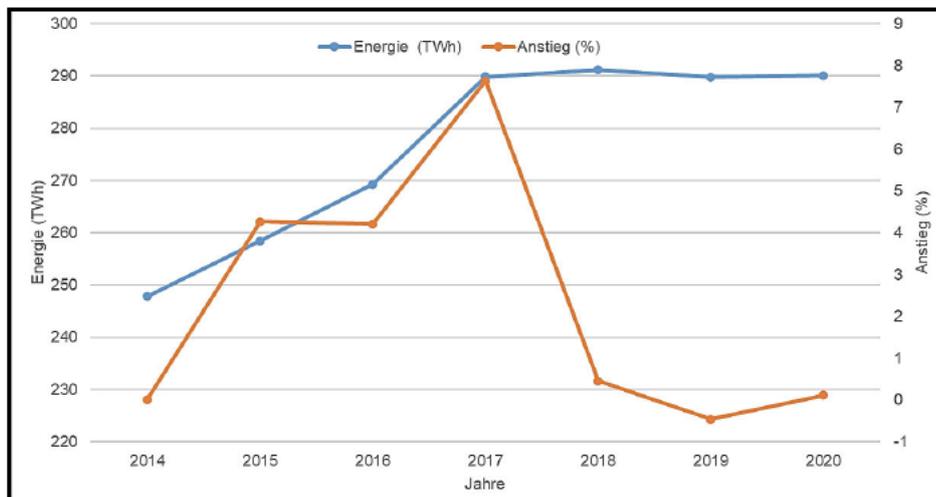


Abbildung 8: Jährliche Energieproduktion (TWh) und die Veränderung (%) [1]

Der Rückgang des Anstiegs, wie auch der für die Energieproduktion, liegt in der türkischen Währungs- und Schuldenkrise zwischen 2017 und Ende 2018 begründet. Sie beeinflusste entscheidend auch den Verbrauch an Energie und ein Stagnieren in den folgenden Jahren. Auch die Anfang 2020 in Erscheinung tretende Corona-Krise nahm Einfluss auf Produktion und Verbrauch an Energie. [5]

In der Abbildung 9 lässt sich erkennen, dass es einen sich jährlich wiederholenden Zyklus gibt. Wie auch der Abbildung 7 zu entnehmen ist, steigen die Verbräuche in den Sommer und Wintermonaten und sinken im Frühling und Herbst. Der Verbrauch schwankt zwischen -24 und +19 %. Die extremen Anstiege sind ein Indiz für die Instabilität des Netzes sicher schon zum 10. Mal.

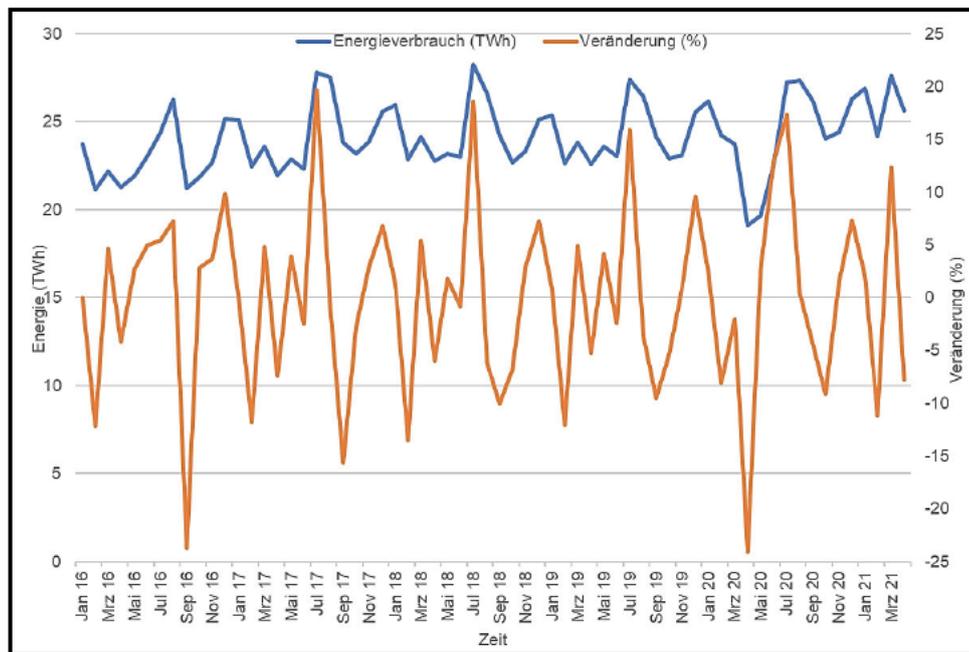


Abbildung 9: Monatlicher Energieverbrauch (TWh) und deren Veränderung (%) [1]

Die folgende Abbildung 10 gibt Auskünfte über den mittleren stündlichen Energieverbrauch (GWh) von 2016 bis 2021. Extremwerte werden wie im Abschnitt der stündlichen Energieproduktion auch hier nicht berücksichtigt. Dem Datenpaket konnte weiter entnommen werden, dass das Minimum bei 15 GWh und das Maximum bei 49 GWh liegt.

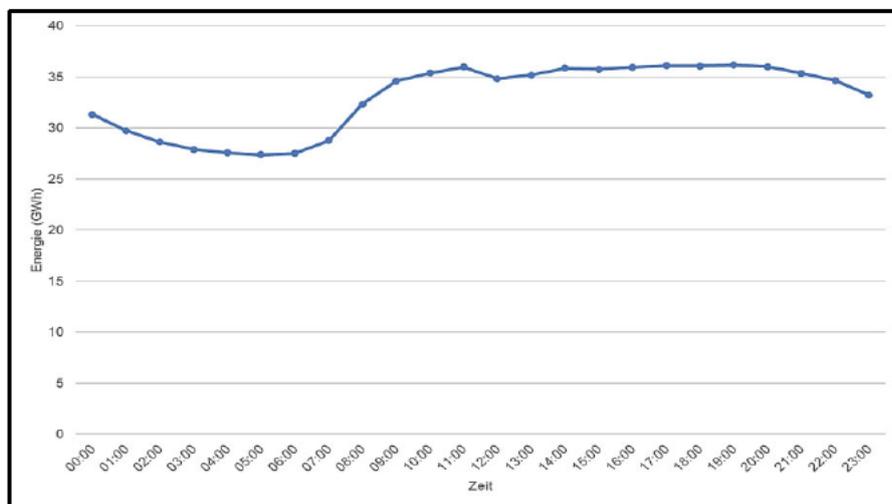


Abbildung 10: Mittlerer stündlicher Energieverbrauch 01.2016 - 05.2021 (GWh) [1]

Abbildung 10 vermittelt, dass sich auch hier Verbrauch und Tageszeit einander nicht ungewöhnlich beeinflussen. Der niedrigste Verbrauch liegt bei knapp 27 GWh, der höchste bei 36 GWh.

### 2.3.1 Analyse des Energieverbrauchs nach Sektoren

In den Daten des Energieministeriums wurden Fakten über Energieverbrauch der Kommunen angegeben. Zusätzlich war zu erfahren, in welchen Sektoren sie verbraucht wurden. Sie sind nicht so umfangreich, wie die Energieverbrauchs- und Produktionsdaten. Der erfasste Zeitraum reicht vom Januar 2019 bis zum März 2021. Es sind monatliche Werte, sie geben den Verbrauch für jede Provinz an. Sie beziehen sich auf:

- Beleuchtung der Straßen
- Haushalte
- Produzierendes Gewerbe
- Landwirtschaftliche Bewässerung
- Handelsgeschäfte (Einkaufszentren, Geschäfte, Hotels usw.)
- Andere

Die Daten wurden in MWh angegeben und in GWh bzw. TWh umgewandelt. Anschließend wurden die Daten aller Kommunen und Sektoren summiert und in der Abbildung 11 dargestellt.

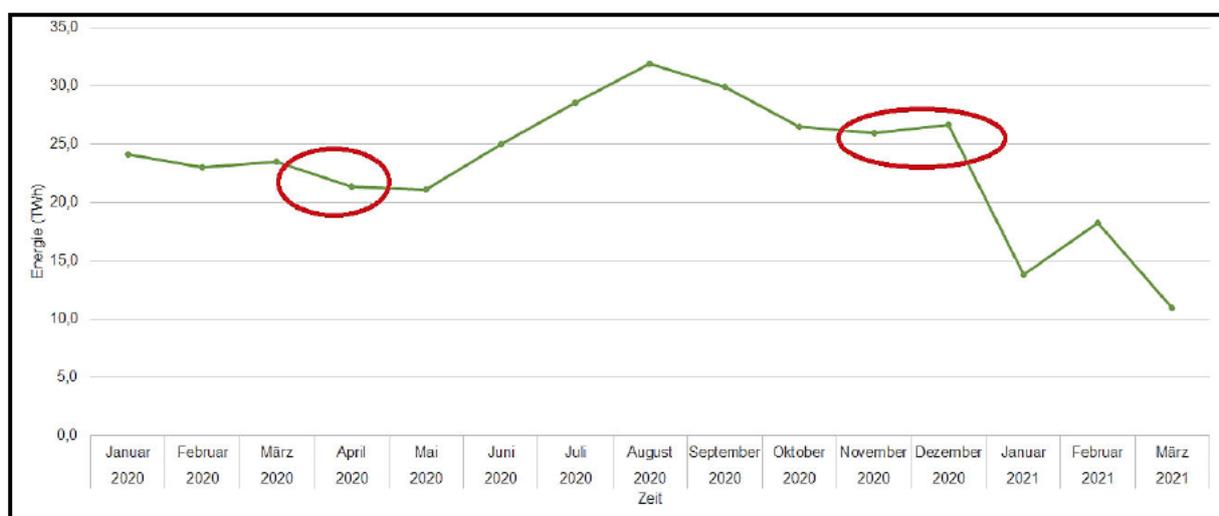


Abbildung 11: Energieverbrauch aller Sektoren [TWh] [1]

Auffällig ist, die Daten sind nicht für jede der 81 türkischen Provinzen angegeben. Es wurde festgestellt, dass die Summe der Energien aller angegebenen Provinzen zusammen nur ca. 50 % der tatsächlich verbrauchten bzw. produzierten Energie des Landes für das Jahr 2020 betrug. Damit haben die Daten in Ihrer Quantität keine besondere Aussagekraft.

Die Lastkurven der Kommunen sind dennoch wichtig, um zu sehen, wie die generellen Verbräuche sich zusammensetzen. Zudem sind in den Last-Kurven Verbrauchsminderungen gut abzulesen, die durch die Corona-Pandemie bedingten Shutdowns entstanden sind.

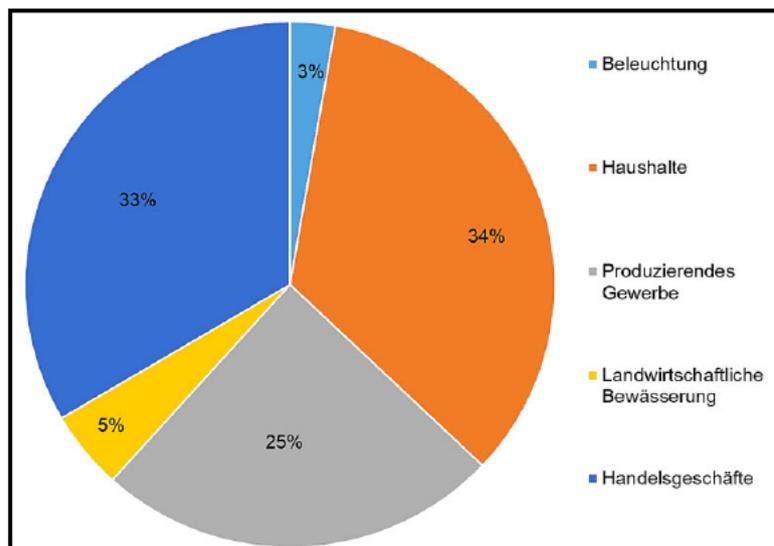


Abbildung 12: Anteil der Sektoren für 2020 [1]

Deutlich macht es Abbildung 12, dass die größten Verbräuche in den Sektoren Haushalt, produzierendes Gewerbe und Handelsgeschäfte liegen.

Der Abbildung 13 entnimmt man, das im ersten Quartal ein hoher Verbrauch vorliegt, um im April und Mai ein wenig abzufallen. Ab Juni gibt es einen rapiden Anstieg, der erst im Oktober wieder sinkt und dann bis zum Jahresende etwa konstant bleibt. Ersichtlich ist die sich jährlich wiederholende Verbrauchskurve.

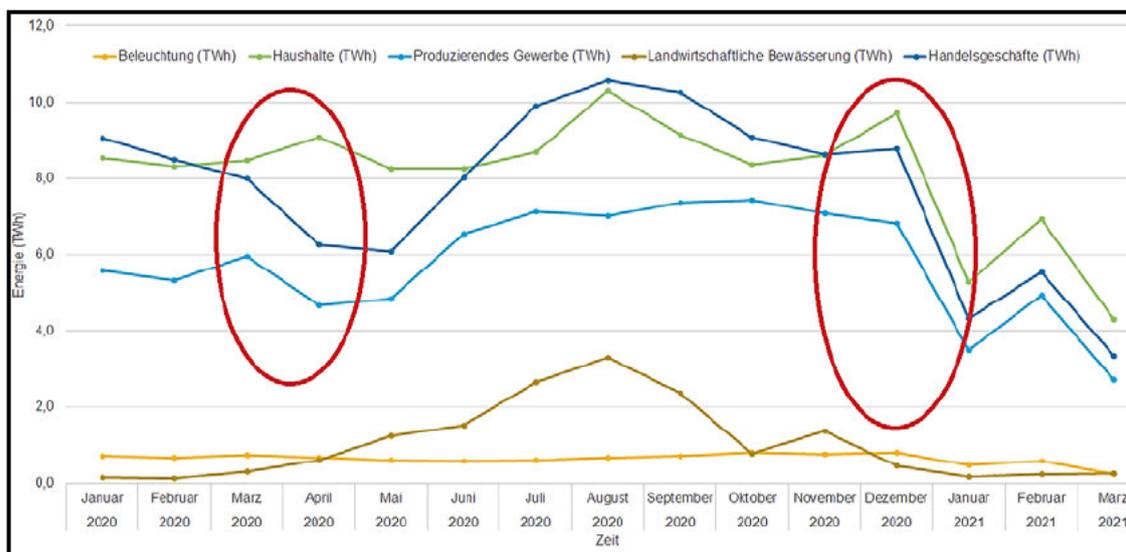


Abbildung 13: Verbrauch nach Sektoren [1]

Interessant ist zu wissen, ob es Einflussgrößen gibt, die die jeweiligen Verbrauchssektoren beeinflussen. Eine Änderung der Verbräuche kann verschiedene Ursachen haben.

Es werden im Folgenden wichtige Wirtschaftsbereiche des Landes und die Lebensumstände der Bevölkerung aufgrund der klimatischen Bedingungen analysiert. Dazu gehören u.a. folgende Punkte:

- Klimaanlagen & Dämmung
- Landwirtschaftliche Bewässerung
- Tourismus
- Nahrungsmittelindustrie
- Stahlindustrie

Selbstverständlich sind das nicht alle Einflussfaktoren, die den Energieverbrauch steuern. Dennoch zeigen die erwähnten Punkte eine grobe Darstellung über diese Einflussgrößen.

- Klimaanlagen & Dämmung

Sehr viele private türkische Haushalte besitzen Klimaanlagen, die je nach Jahreszeit kühlend oder wärmend zu wirken haben. Häufig sind die Anlagen aber veraltet und ineffizient. In Mehrfamilienhäusern ist es auch üblich, dass jede Wohnung mit einer eigenen Klimaanlage ausgerüstet ist.

Erheblich gesteigert werden die Verbräuche durch den Sommertourismus, da zusätzlich zu den Anlagen für die Bevölkerung, die in den Hotels hinzukommen. Die Leistung der Klimaanlagen liegt im Schnitt zwischen 8 und 12 kW. Eine Klimaanlage ist vor allem in den Sommer- und Wintermonaten mehrere Stunden am Tag in Betrieb. Dadurch ist der Verbrauch sehr stark abhängig von den klimatischen Bedingungen. Die Folge ist, dass der Gesamtverbrauch des Landes erheblich steigt. Viele Häuser besitzen keine Dämmung, die natürlich den Wärme-, bzw.- Kältefluss im Gebäude nicht verlangsamt. Die meisten Anlagen sind dazu noch sehr ineffizient. Dieses führt dazu, dass die Betriebsdauer gegenüber modernen Geräten oder gedämmten Häusern höher ist. Die Ineffizienz lässt sich vielfältig belegen. Beispielsweise steigt der Verbrauch durch:

- Fehlenden Service
- Anlagenalter
- Undichte Wände
- Wärmebrücken

Diese Gründe sorgen dafür, dass die Verbräuche im Bereich Handelsgeschäfte und Haushalte besonders wirksam werden in den Sommer- und Wintermonaten.

- Landwirtschaftliche Bewässerung

Die Türkei zeichnet sich aus als ein Land mit ausgiebiger Landwirtschaft. Dabei muss, wiederum klimatisch bedingt, in den Sommermonaten ab Juli, stark bewässert werden, s. Abbildung 13. Außerdem erkennt man, dass in einigen Provinzen, in denen besonders viel Landwirtschaft betrieben wird, der Energieverbrauch durch Bewässerung um ein Vielfaches den der anderen übersteigt. Die notwendige Bewässerung treibt den Energieverbrauch in die Höhe.

- Tourismus

Jedes Jahr suchen Millionen Menschen das Urlaubsland Türkei auf. Sie leben in Hotels, shoppen in klimatisierten Einkaufszentren, besuchen Wasserparks und genießen die gute Küche der vielen Restaurants. Alle diese Einrichtungen sorgen besonders in den Sommermonaten für einen erheblich gesteigerten Energieverbrauch.

- Nahrungsmittelindustrie

Auch die Nahrungsmittelindustrie verbraucht riesige Mengen an Energie. Das Land produziert sehr viele Nahrungsmittel und ist mit etlichen Erzeugnissen auch weltweit führend. Die Verarbeitung vieler Produkte geschieht besonders nach der Ernte von August bis Oktober. Dabei werden Lebensmittel getrocknet, fermentiert, gekocht, gepresst, entkernt, verdickt usw. Das bedeutet logischerweise, dass die verarbeitende Industrie große Mengen an Energie benötigt und diese ab August stark in die Höhe treibt.

- Stahlindustrie

Die Türkei ist bekannt als einer der größten Stahlproduzenten der Welt. Sie kauft weltweit Stahl- und Elektroschrott sowie alte Schiffe auf, verarbeitet diese, mischt sie mit dem z.T. aus eigenem Land stammenden Eisenerz und erzeugt damit sehr hochwertig qualitative Stahlprodukte. Der Sektor der Stahlindustrie ist ebenfalls ein sehr energieraubender Bereich.

### **2.3.2 Energieverbrauch von Sektoren bei ausgewählten Provinzen**

Das Kapitel stellt die Verbräuche nach Sektoren als Lastkurve für ausgewählte Provinzen dar. Dazu sind Verlauf und Zusammensetzung der Lastkurven zu analysieren. Die Standorte der größten und in ihrer Zusammensetzung auffälligsten energieverbrauchenden Provinzen sind in diesem Abschnitt zu ermitteln und näher zu analysieren. Diese Provinzen sind:

- Istanbul
- Izmir
- Antalya
- Şanlıurfa
- Tekirdağ

Der gesamte Energieverbrauch der Türkei wird durch die meisten Provinzen der nachfolgenden Abbildung 15 ablesbar gemacht. Der enorme Verbrauch von Istanbul sticht besonders ins Auge. Es folgen die Großstädte Izmir und Ankara. Deutlich unter deren Verbrauch liegen die meisten anderen Provinzen.

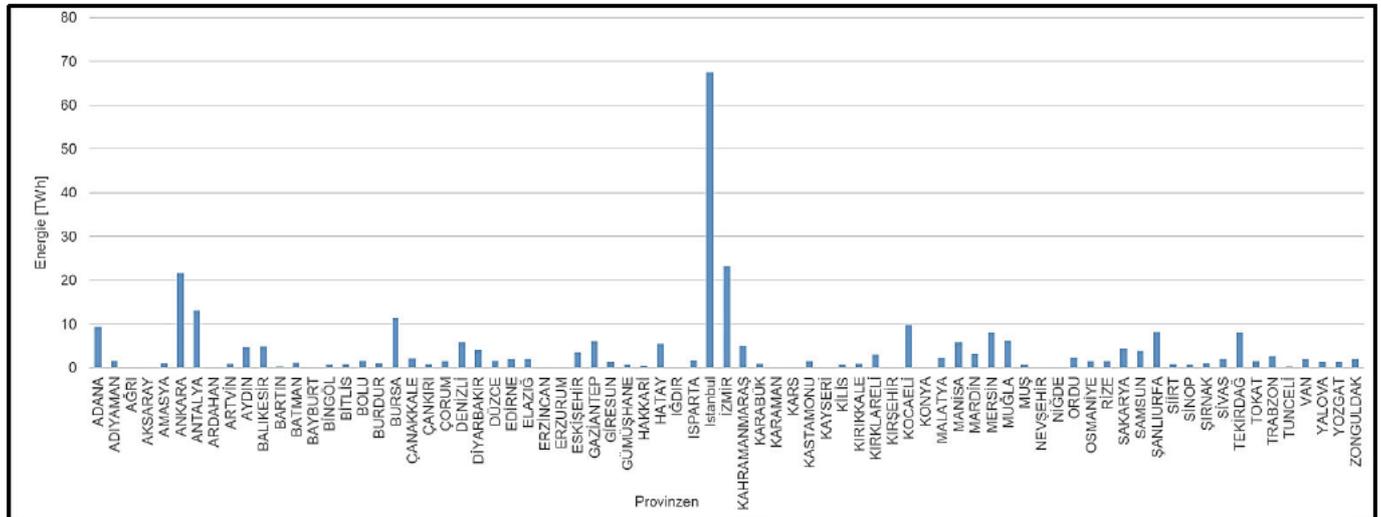


Abbildung 15: Energieverbrauch der Kommunen [TWh] [1]

Sie sind alle in der nächsten Abbildung 14 aufgeführt. Gleichzeitig erhält man Auskunft über die prozentualen Anteile des Energieverbrauchs. Interpretiert man die bildliche Dokumentation, so heben sich im Westen Istanbul, Izmir und Ankara bezüglich eines enormen Energieverbrauchs hervor, was natürlich auch zu erwarten ist. Das trifft auch auf die Ballungsräume um Istanbul und Izmir zu. Interessant sind aber auch die Urlaubsregionen um Antalya, Mersin oder Adana, die, obwohl sie relativ gering bevölkert

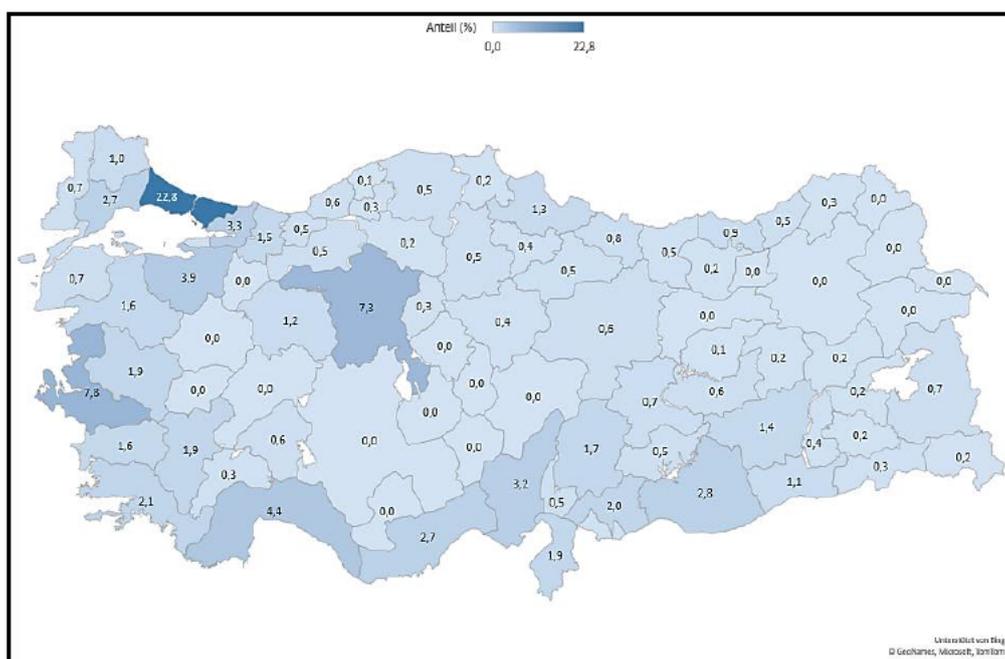


Abbildung 14: Energieverbrauch nach Provinzen Anteilig [%] [1]

sind, einen großen Energiebedarf zu verzeichnen haben. Es gibt sehr viele Regionen, in denen so gut wie keine Energie verbraucht wird, was sich nicht nur über den Osten des Landes sagen lässt. Eine einfache und plausible Begründung könnte sein, dass einige Provinzen keine digitale Auskunft über Ihren Verbrauch geben können.

- Provinz Istanbul

Interessantes und Wissenswertes vermittelt die nachfolgende Abbildung 16 über die Provinz Istanbul. Die größten Energieverbräuche findet man in den Bereichen Handelsgeschäfte, produzierendes Gewerbe und Haushalte. Die Hauptstadtprovinz verbrauchte im Jahr 2020 insgesamt 35 TWh Energie. Produzierendes Gewerbe und Haushalte haben einen nahezu gleichmäßigen und konstanten Verbrauchsverlauf. Dennoch ist in den Haushalten der Verbrauch etwa doppelt so hoch wie beim produzierenden Gewerbe. Starke Veränderung zeigen die Handelsgeschäfte. Steigen in den Wintermonaten, Abnahme im Frühling und wiederum Ansteigen zum Sommer kennzeichnen den Jahresverlauf. Der gesamte Energieverbrauch in Istanbul mit allen Sektoren hat sein Maximum im Januar mit einem Verbrauch von 3,5 TWh. Dieser sinkt danach linear bis zum Mai, erreicht dort einen Wert von 2,4 TWh, dem dann ein rapider Anstieg folgt und ab Juli beläuft er sich bei konstanten 3 TWh.

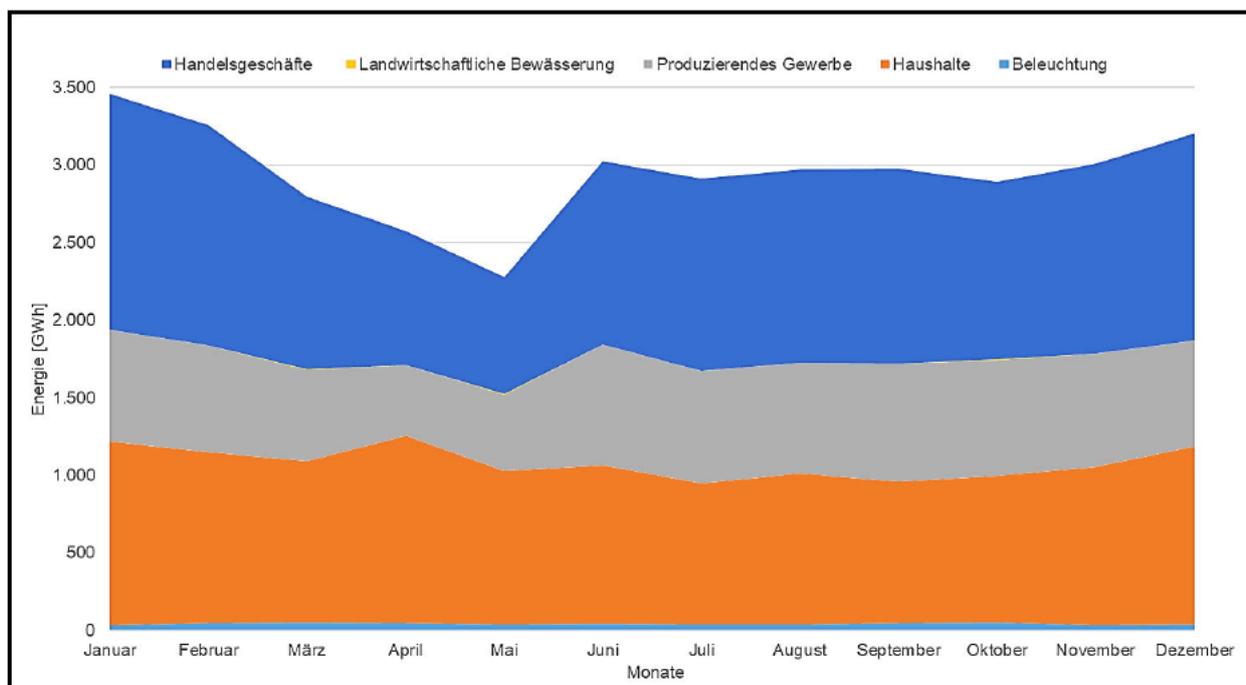


Abbildung 16: Energieverbrauch Istanbul 2020 [GWh] [1]

- Provinz Izmir

Die Provinz Izmir ist nach der Hauptstadtprovinz der zweitgrößte Verbraucher. 2020 lag dieser bei 12 TWh.

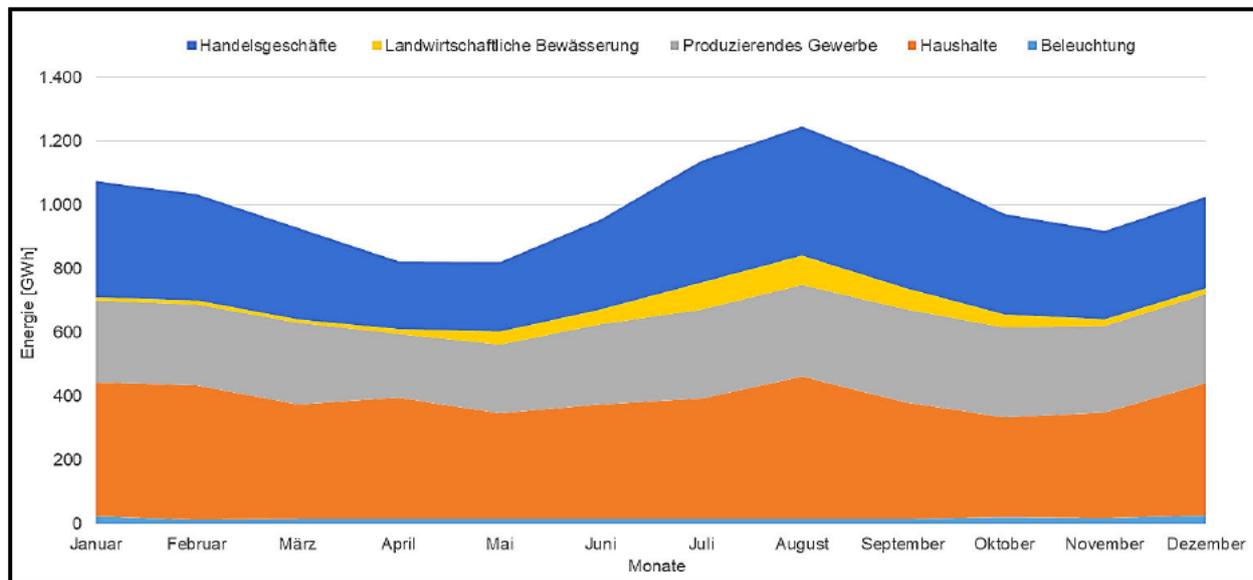


Abbildung 17: Energieverbrauch Izmir 2020 [GWh] [1]

Wie in den anderen Provinzen, die in den vorherigen Abbildungen 17 zu sehen sind, gehören auch in Izmir Handelsgeschäfte, Haushalte und produzierendes Gewerbe zu den größten Verbrauchern. Der Anteil an landwirtschaftlicher Bewässerung ist anteilmäßig klein. Izmir ist nicht nur ein ausgewiesener Tourismusmagnet, es gibt auch eine umfangreiche und für die Türkei bedeutende Landwirtschaft. Beide summieren sich verständlich zu einem recht großen Energieverbraucher, wenn man mitberücksichtigt, dass in der Provinz mehr als 4,3 Millionen Menschen ihren ständigen Wohnsitz haben. Im Januar beginnt die Lastkurve mit ihrem zweithöchsten Wert und sinkt mit einigen Schwankungen bis April. Es folgt für die Handelsgeschäfte Konstanz und bis zum August dann fast lineares Steigen. Von August bis November sinkt die Kurve wieder, um speziell zum Jahresende wieder zu steigen. Ähnlich sieht es bei den anderen Provinzen aus. Keiner der Verbräuche der wichtigsten Sektoren bleibt konstant, sie sind dynamisch. Der höchste Verbrauch liegt im Monat August mit 1,2 TWh, der tiefste im Mai mit 821 GWh. Die vier größten Energieverbräuche haben eine gewisse Abhängigkeit, da sie fast alle zur gleichen Zeit steigen und fallen. Lediglich ihre Verbrauchsgrößen unterscheiden sich.

- Provinz Antalya

Die Provinz Antalya hatte im Jahr 2020 einen Verbrauch von 6,8 TWh, was ungefähr nur halb so groß ist wie in der Provinz Izmir.

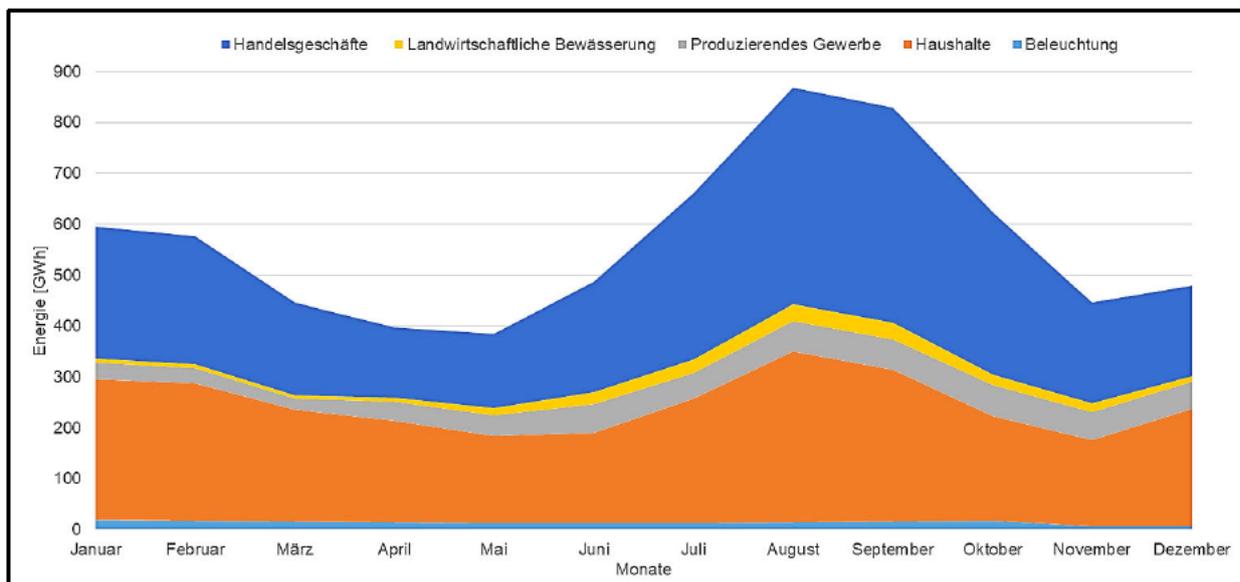


Abbildung 18: Energieverbrauch Antalya 2020 [GWh] [1]

Die größten Anteile an verbrauchter Energie treten in den Sektoren Handelsgeschäfte und Haushalte auf. Die beiden anderen Sektoren umfassen einen kleineren Anteil. In der Provinz Antalya leben mehr als 2,4 Millionen Menschen, die selbst schon für einen hohen Energieverbrauch sorgen. Erheblich erhöht sich dieser, auch hier logischerweise in den Sommermonaten, durch die Tatsache, dass die Provinz eine typische Urlaubsregion ist. Wenn man die Lastkurve der Provinz Antalya betrachtet, ist sie für Handelsgeschäfte für Januar und Februar fast konstant. Es folgt ein Sinken mit dem Erreichen des tiefsten Punktes des Jahres im Mai. Danach gibt es ein rapides Ansteigen mit dem Maximum im August. Langsames Fallen und nahezu lineares Verhalten schließen sich bis November an. In den beiden letzten Monaten des Jahres erkennt man leichtes Steigen. Bei den landwirtschaftlichen Bewässerungen und dem produzierenden Gewerbe, kristallisieren sich entsprechend der Grafik heraus, dass beide einen ähnlichen Verlauf haben: Konstanz für Januar und Februar, Abnahme bis in den Mai. Die Wachstums- und Reifephase landwirtschaftlicher Produkte bis zur Ernte in den Monaten Mai bis August erfordert erhebliche Pflege, insbesondere eine Zunahme der Bewässerungsmenge. Auch im produzierenden Gewerbe erhöht sich der Verbrauch im zuvor schon erwähnten Zeitraum. Von August bis November ist ein Abfallen zu erkennen. Wie in jedem anderen Sektor und jeder anderen Provinz steigen beide wieder zum Jahresende. Man könnte

direkt für die Kurve der Haushalte sagen, dass sie sich identisch verhält, zum zuvor Gesagten. Der höchste Energieverbrauch ist im August mit 869 GWh zu verzeichnen. Nach dem Sommer ist er erst wieder im Januar sehr hoch mit verbrauchten 596 GWh. Es gibt zwei Tiefpunkte, der eine im Frühling mit 385 GWh, der andere mit 446 GWh im Herbst. Logisch ist auch, dass in den Sommer- und Wintermonaten der Energieverbrauch steigt. Diese Fakten sind der Abbildung 18 zu entnehmen.

Wie auch schon in der Provinz Izmir hängen die Verbräuche voneinander ab. Die Veränderung geht, eigentlich logisch, mit den Jahreszeiten einher.

- Provinz Şanlıurfa

In der Provinz Şanlıurfa war der Verbrauch 4,5 TWh, was ca. einem Drittel des Verbrauchs der Provinz Izmir entspricht. Şanlıurfa besitzt das größte zusammenhängende landwirtschaftliche Anbaugelände der Türkei, das auch als „Harran Ovası“ (Harran-Ebene) bezeichnet wird. Das Gebiet ist so groß, dass es sogar aus dem Orbit erkannt werden kann. Die Anbaufläche umfasst 150000 ha, die vor allem künstlich zu bewässern sind.

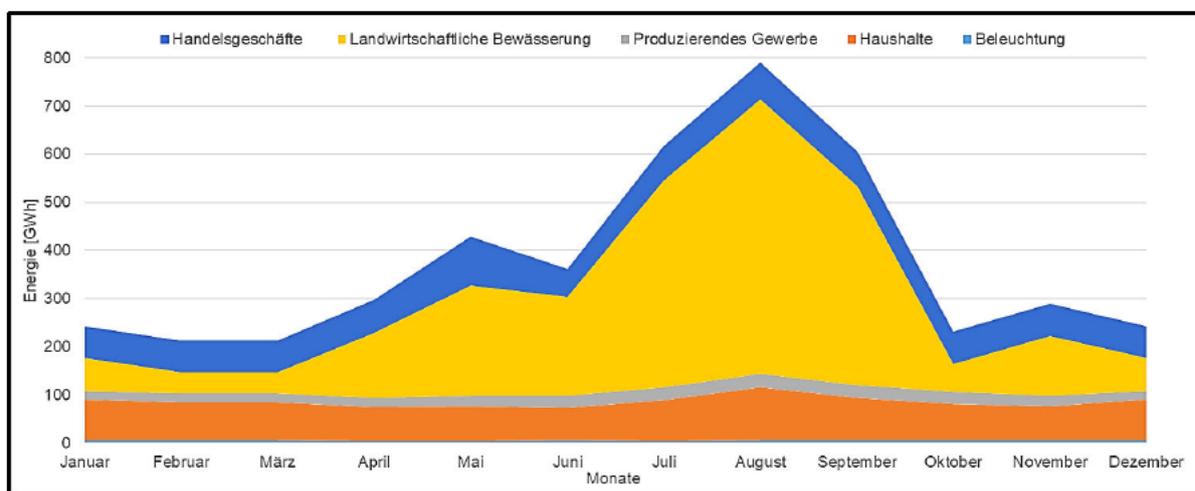


Abbildung 19: Energieverbrauch Şanlıurfa 2020 [GWh] [1]

In der Abbildung 19 der Lastkurve von Şanlıurfa wird gezeigt, dass im Vergleich zu den anderen Provinzen die landwirtschaftliche Bewässerung den höchsten Anteil einnimmt. Wesentlich geringer fallen die anderen Verbräuche aus. Diese Bewässerung ist nicht abhängig von anderen Verbräuchen. Obwohl in Şanlıurfa über zwei Millionen Menschen leben, verbrauchen die Haushalte relativ wenig. Im Januar bis März bleiben die Verbräuche nahezu konstant. Dann gibt es für zwei Monate ein starkes Ansteigen, gefolgt

von geringem Abfallen bis zum Juni und starkem Steigen bis in den August. Mit Abstand am meisten beeinflusst eine Veränderung der Verbräuche die notwendige Bewässerung der landwirtschaftlichen Flächen. In diesem Ausmaß ist es in keiner anderen Provinz so deutlich zu beobachten. Für die einzelnen Sektoren gibt es von August bis Oktober minimale Verbräuche. Im letzten Quartal des Jahres zeigt sich zunächst ein geringer Anstieg, um im letzten Monat normalerweise zu sinken. Ab Oktober bis November gibt es im Vergleich zu den vorherigen Monaten einen geringen Anstieg. In allen Provinzen steigt im letzten Monat des Jahres die Verbrauchskurve, was auch normal ist. Anders dagegen in Şanlıurfa, eine dort fallende Tendenz. Wirft man einen Blick auf die produzierenden Gewerbe und Haushalte, so haben beide denselben konstanten Verlauf. Anders zu den anderen Monaten ist hier in der Lastkurve zu beobachten, dass es in Şanlıurfa dreimal im Jahr Energiespitzen gibt. Diese liegen im Mai (428 GWh), August (790 GWh) und November (288 GWh) mit einem der Tiefpunkte. Der andere Tiefpunkt verbrauchter Energie liegt im Februar (213 GWh). Auffällig ist, dass über das ganze Jahr und nicht nur in den Sommermonaten, Energie für die Bewässerung benötigt wird. Begründen kann man das mit dem Fakt, dass in Şanlıurfa die Landwirtschaft vor allem mit Gewächshäusern betrieben wird und diese auch in den für die Landwirtschaft untypischen Monaten zu bewässern sind.

- Provinz Tekirdağ

Für etwa 1 Million Einwohner der Provinz Tekirdağ wurden 2020 insgesamt 4169 GWh Energie verbraucht, ein geringfügig kleinerer Verbrauch als in der Provinz Şanlıurfa. Tekirdağ gehört zum Ballungsgebiet von Istanbul. Damit erklärt sich von selbst, dass sich mit der Häufung an Industrie auch der Energieverbrauch erhöht. Extrem hoch ist der

Verbrauch für das produzierende Gewerbe, während sich Handelsgeschäfte und Haushalte als sehr bescheiden dazu verhalten.

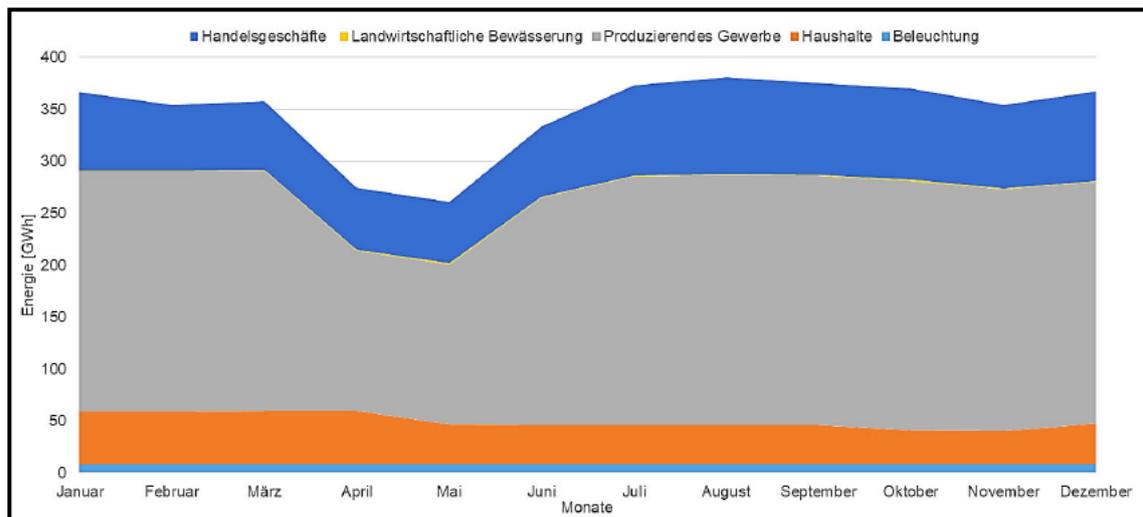


Abbildung 20: Energieverbrauch Tekirdağ 2020 [GWh] [1]

Die Lastkurve für Gewerbe und Handel zeigt einen besonders starken Abfall zwischen März und Mai und dem folgenden Steigen bis in den Juli. Der Einbruch kann sicher auch mit dem Corona Lockdown des Jahres 2020 begründet werden. Ansonsten zeigt sich ein konstanter Verlauf über das ganze Jahr verteilt. Der Verbrauch der Haushalte und Handelsgeschäfte sind ziemlich gleichbleibend. Lediglich in den Monaten April und Mai gibt es einen leichten Einbruch.

Der niedrigste Energieverbrauch liegt im Monat Mai mit 260 GWh, während sich der höchste im Monat August mit 380 GWh befindet. Sieht man von dem scheinbaren Einbruch im Mai ab, so ist feststellbar, dass sich in den anderen Monaten ein konstanter Verbrauch von 350 GWh ergibt.

## 2.4. Vergleich des Energieverbrauchs mit der Produktion

In einem Stromnetz müssen produzierte und verbrauchte Energie sich das Gleichgewicht halten, da sich im Netz keine Energie speichern lässt. Es überträgt lediglich diese vom Produzenten zum Verbraucher. Bei dem Wasser-, Gas- oder Erdölnetz dient das Netz mit den Rohren bzw. Pipelines selbst als ein gewisser Speicher. Wie man der folgenden Formel entnimmt, beeinflussen Energieproduktion ( $P_{zu}$ ) und dazugehöriger Energieverbrauch ( $P_{ab}$ ) maßgeblich die Netzfrequenz, die im optimalen Fall 50 Hz beträgt. Sobald die produzierte höher ist als der Verbrauch, steigt die Frequenz. Wenn die produzierte Energie dagegen geringer ist als die verbrauchte, sinkt wiederum die

Netzfrequenz. Sie muss aber sich zwischen 47,5 und 52,5 Hz bewegen. Wird dieses Intervall verletzt, bricht das gesamte Netz zusammen.

$$\frac{P_{zu} - P_{ab}}{\omega_{Netz}} = \Delta M = J_{ges} \cdot \frac{d\omega_{Netz}}{dt} \quad \text{mit } f_{Netz} = \frac{\omega_{Netz}}{2 \cdot \pi} \quad (1)$$

Um die Netzfrequenz stabil zu halten, gibt es verschiedene Mechanismen, die angewendet werden können. Die produzierte Energie kann hoch bzw. heruntergefahren werden. Unproblematisch erweisen sich in den meisten Fällen langsame Verbrauchsveränderungen. Problematisch dagegen sind plötzliche Verbrauchsanstiege mit sinkender Netzfrequenz. Dazu gibt es eine einfache Erklärung: Es ist nicht möglich, in kurzer Zeit die Kapazität der produzierten Energie zu erhöhen. Dieses wird versucht, so gut wie möglich zu erreichen, sobald aber der Anstieg zu hoch ist, werden große Verbraucher notwendigerweise abgeschaltet. In der nächsten Abbildung 21 sind die stündlichen Energieverbräuche und ihre Produktion vom Januar 2016 bis April 2021 dargestellt. Dazu wurden die stündlichen Werte des gesamten Zeitraumes erfasst und gemittelt. Morgens um 8 Uhr steigt der Verbrauch an und überschreitet die Energieproduktion. Dieser steigt bis 13 Uhr an und sinkt dann wieder. Das beweist, dass das Netz immer Unterfrequenz besitzt und in den Morgenstunden sogar sehr hoch ist. Als Folge ergibt sich, dass in vielen Provinzen des Landes ganze Stadtteile vom Strom abgeschaltet werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Die Stromausfälle sind an der Tagesordnung und dauern meist nur wenige Minuten. Es kommt aber auch vor, dass sie über mehrere Stunden andauern. Diese kann wiederum aus eigener Erfahrung bestätigt werden, wie schon in Kapitel 2.2 erwähnt wurde. [7]

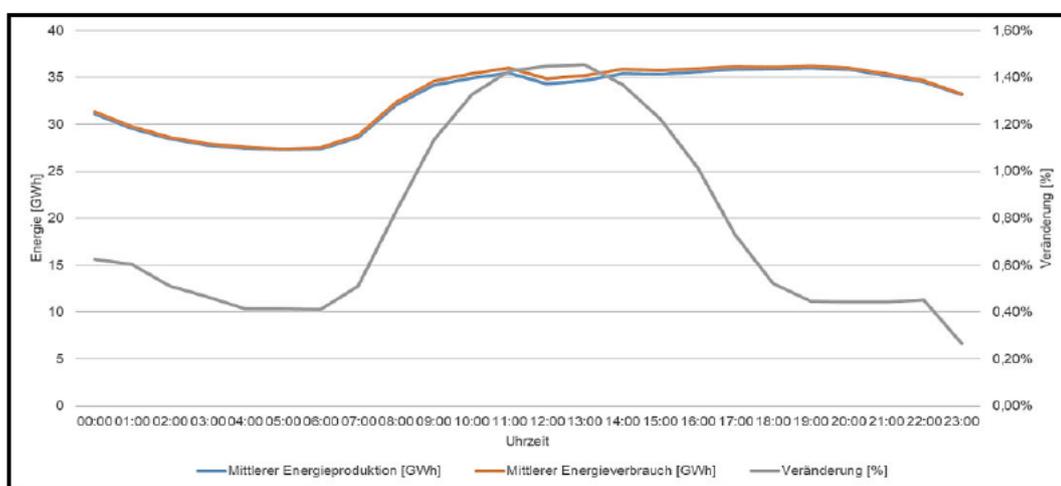


Abbildung 21: Vergleich zwischen der Energieproduktion und dem Energieverbrauch und deren Veränderung von 01/2016 bis 05/2021 [1]

## 2.5. Analyse der durchschnittlichen Netzleistung

Von 2014 bis 2021 lag in der Türkei die durchschnittliche jährliche prozentuale Veränderung mittleren installierten Netzleistung bei 10 %. Im Jahre 2014 waren es 42,46 GWh.

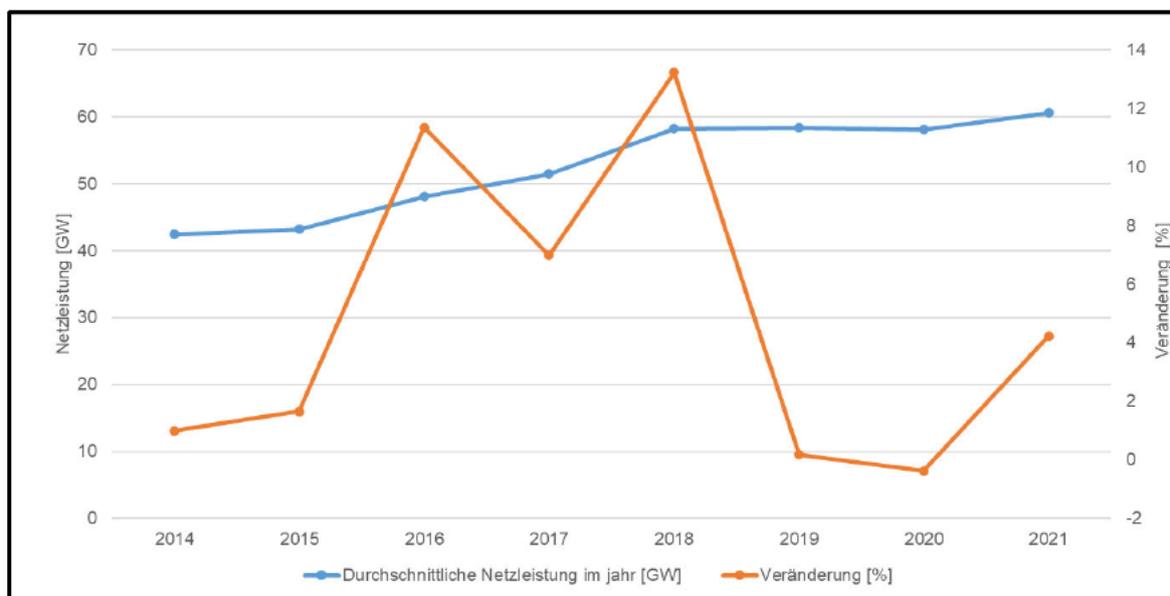


Abbildung 22: Durchschnittliche Netzleistung [GW] von 2014 bis 2021 [1]

In den folgenden zwei Jahren kam es zu einer Steigerung um 5,61 auf 48,07 GWh oder prozentual betrachtet von 11 %.

Im weiteren Zweijahresrhythmus fiel die Steigung mit 4,37 % geringer aus als die zuvor. Von 2017 - 2018 nahm die Leistung wieder zu. In den darauffolgenden zwei Jahren blieb die Leistung GW nahezu konstant und deswegen ist die prozentuale Veränderung extrem gesunken. Von 2020 bis in das laufende Jahr 2021 gab es wieder eine kleine Steigerung auf 60,56 GW.

Von den sieben Jahren, 2014 bis ins aktuelle Jahr, hatte der Zeitraum 2014-2018 den höchsten prozentualen Anstieg an installierten Kapazitäten. In den folgenden drei Jahren kann man keine großen Anstiege aus dem Diagramm ablesen.

Jahre	Mittelwert installierte Leistung [GW]	Veränderung [%]
2014	42	
2015	43	1,7
2016	48	11,4
2017	51	7
2018	58	13,2
2019	58	0,2
2020	58	-0,4
2021	60	4,2

Tabelle 2: Mittelwert der installierten Leistung und ihre Veränderung [GWh] [1]

Ein erster Blick auf die obere Kennlinie lässt viele Schwankungen erkennen. Ein genaueres Betrachten sagt aber, im Winter und Sommer gibt es die höchsten Kapazitäten. Im Frühling und Herbst hingegen, ist die Menge wesentlich niedriger.

## 2.6. Analyse des Netzes

TEİAŞ ist ein staatseigenes Monopolunternehmen, das heute das Hochspannungsübertragungssystem der Türkei betreibt.

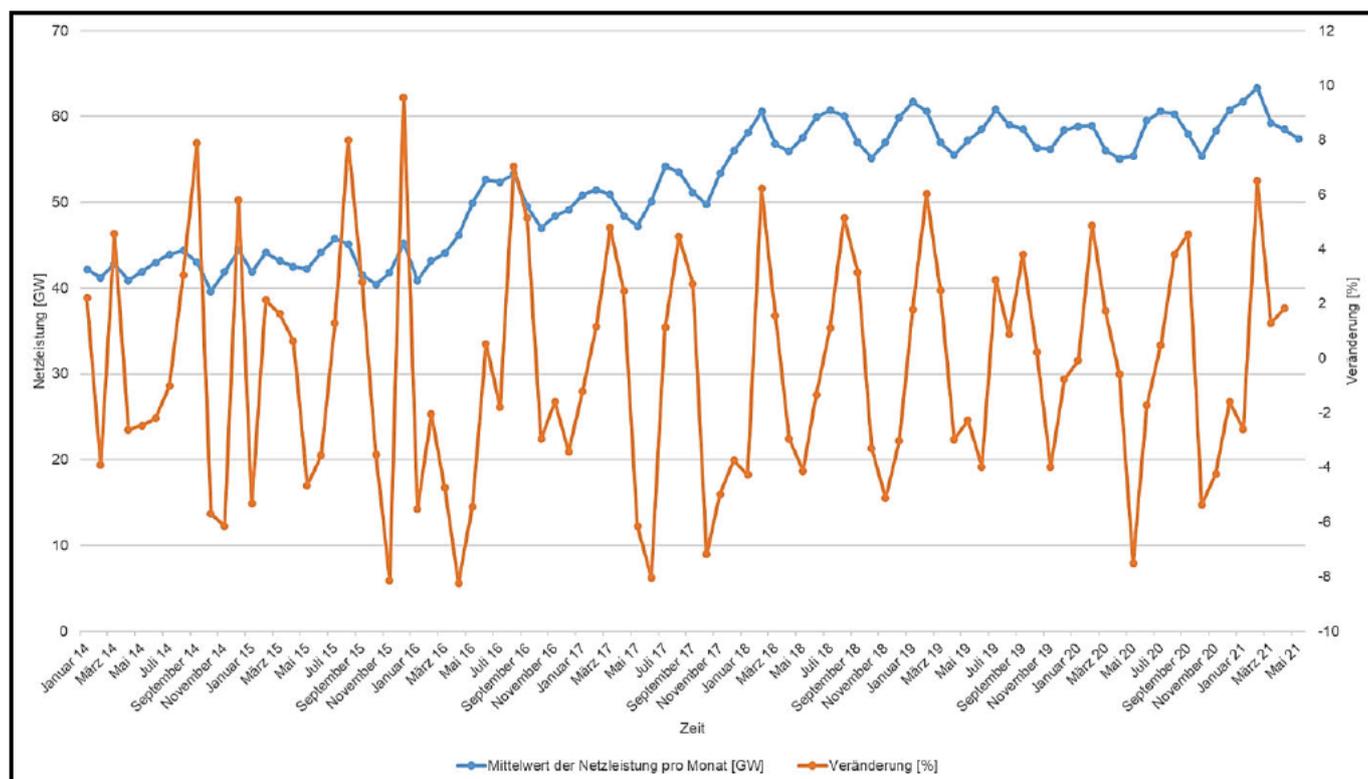


Abbildung 23: Mittelwerte der Regellenergie pro Monat [GWh] [1]

Es ist verantwortlich für Planung, Installation, Überwachung, Betrieb und Wartung von Energieübertragungsleitungen, Umspannwerken und Trafostationen [8]. Die 2021 von ihr installierte Leistung liegt im Durchschnitt bei 60 GW, die maximale Leistung aller Kraftwerke bei ca. 84 GW. Die momentane Spitzenleistung, die das Netz übertragen kann, umfasst 48 GW. Der jährliche Stromverbrauch lag 2020 bei ca. 304 TWh. [1] Das türkische Stromnetz wird seit dem 18.09.2010 synchron zum Europäischen Netz der Stromübertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) betrieben.

In den folgenden Abbildung 25 ist das türkische Hoch- und Höchstspannungsnetz dargestellt. Fast alle Regionen des Landes sind mit dem Netz verbunden. Weiter ist auch sichtbar, dass es eine gute Vernetzung mit allen Nachbarländern gibt. [8]

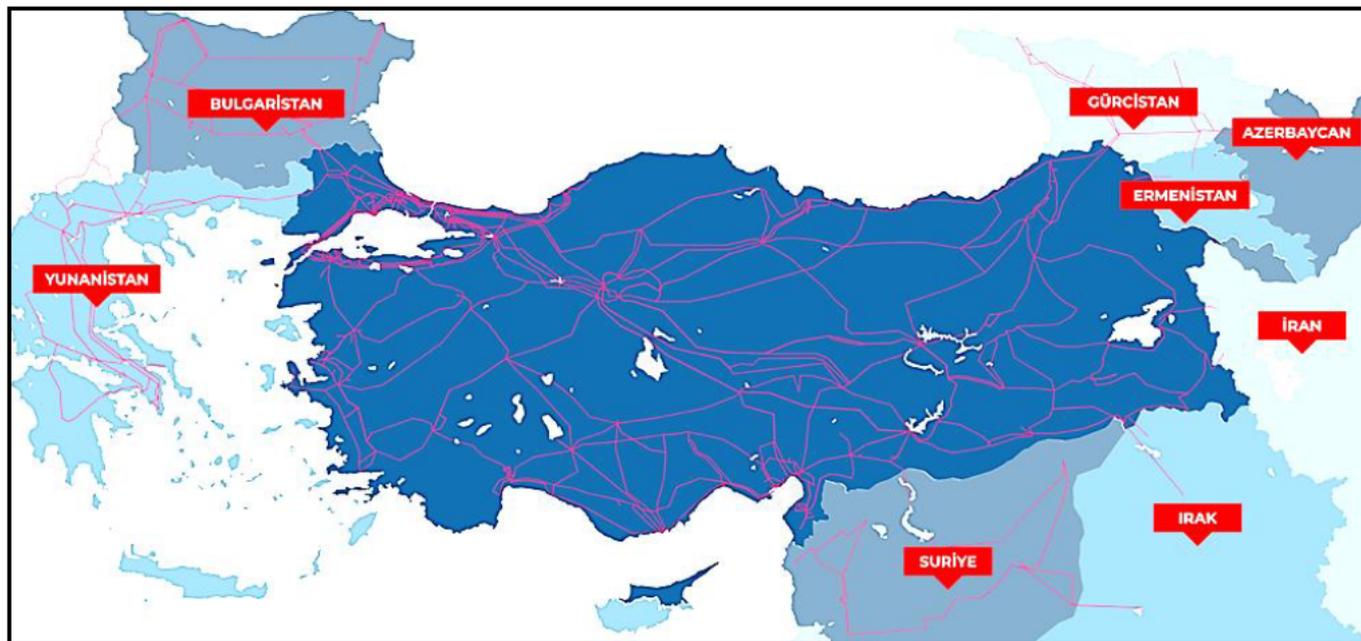


Abbildung 24: Hoch- und Höchstspannungsnetz der Türkei [8]

Das Höchst- und Hochspannungsnetz besteht aus etwa 71100 km Übertragungsleitungen. Auf der Höchstspannungsebene sind Stromtrassen mit einer Länge von 24000 km Leitung mit einer Übertragungsspannung von 400 kV installiert. Der größte Teil davon ist oberirdisch verlegt. Im Vergleich dazu liegt die Höchstspannungsebene in Deutschland bei 380 kV. Die höhere Spannung des Netzes ist damit zu begründen, dass in der Türkei die Übertragung der Energie viel längere Strecken zurücklegen muss. Je höher die Spannung an der Übertragungsleitung ist, desto geringer sind die Verluste. [9]

Übertragungsleitungen	400 kV	220 kV	154 kV	66 kV	Insgesamt
Freileitungen [km]	23415	0	46172	110	69697
Freileitungen in Umspannwerke [km]	520	85	228	0	833
Freileitungen Insgesamt [km]	23935	85	46400	110	70530
Erdkabel [km]	78	0	474	0	552
Seekabel [km]	16	0	0	0	16
Leitungen Insgesamt [km]	24029	85	46874	110	71098

Tabelle 3: Übertragungsleitungen [km] [9]

Zusätzlich sind in dem Land Trassen mit einer Länge von ca. 46000 km Hochspannungsleitungen installiert, die mit 154 kV Energie übertragen. Das bedeutet, dass das Stromnetz sich auf 400 kV und 154 kV Übertragungsspannung konzentriert. Das Netz ist mit seinen Nachbarländern durch 12 Verbindungsleitungen verbunden. Überschüssige Energie wird hierbei exportiert und wiederum importiert. In den letzten Jahren ist die Nachfrage nach Energieimporten gestiegen. Die nächste Abbildung 25 gibt Auskunft über den Energieex- und Import des Jahres 2020. Die meisten Energieübertragungen finden zwischen dem bulgarischen, griechischen und georgischen

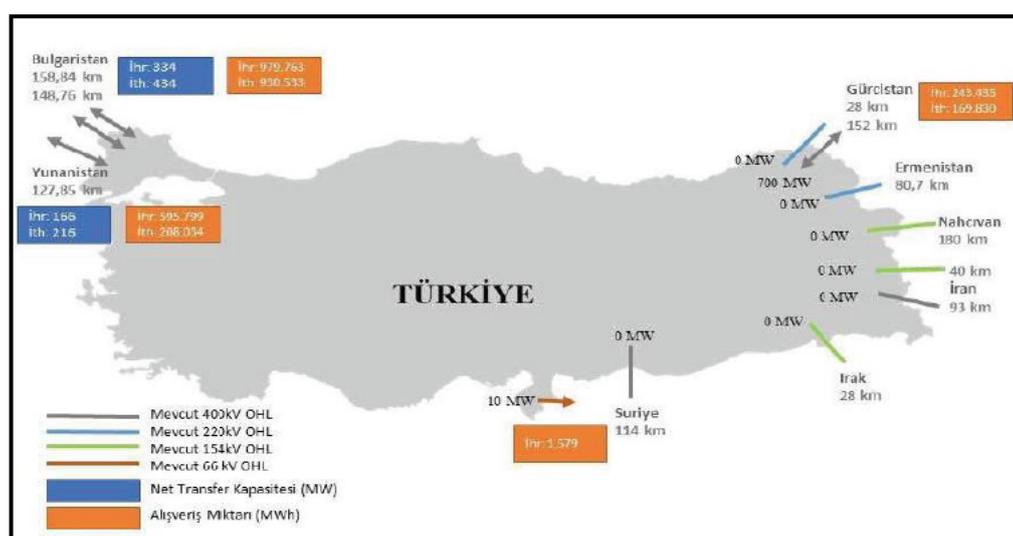


Abbildung 25: Energieex- und Import der Türkei und die Verbindungstrassen zu den Nachbarländern [9]

Netz statt. Im Land sind insgesamt 753 Trafostationen mit 1975 Transformatoren installiert, die eine Trafoleistung von 193 GVA erbringen. Weiter gibt es 729 Umspannwerke, die den Strom im Netz verteilen. Sie transformieren die Spannung von der Höchstspannung bis hin zur Hochspannung. [9]

Spannung [kV]	Anzahl der Trafostationen		Anzahl der Transformatoren	Transformatorleistung [MVA]
	Insgesamt	Internationale Verbindung		
400	117	6	383	78565
220	1	1	2	400
154	633	4	1558	113566
66	2	0	32	438
Insgesamt	753	11	1975	192969

Tabelle 4: Transformatoranzahl und deren Leistung [MVA] [9]

Dadurch, dass die meisten und größten Wasserkraftwerke im SO und NO des Landes und die größten Verbraucher aber im NW sich befinden, sind mehrere Stromautobahnen installiert. In der Abbildung 26 ist dieser Zusammenhang dargestellt. Die abgebildeten Übertragungsleitungen stellen das Höchstspannungsnetz dar. Die Übertragung dieses Netzes hat seine Knotenpunkte in Ankara und Istanbul, beide stellen auch die größten Abnehmer an Energie dar. [9]

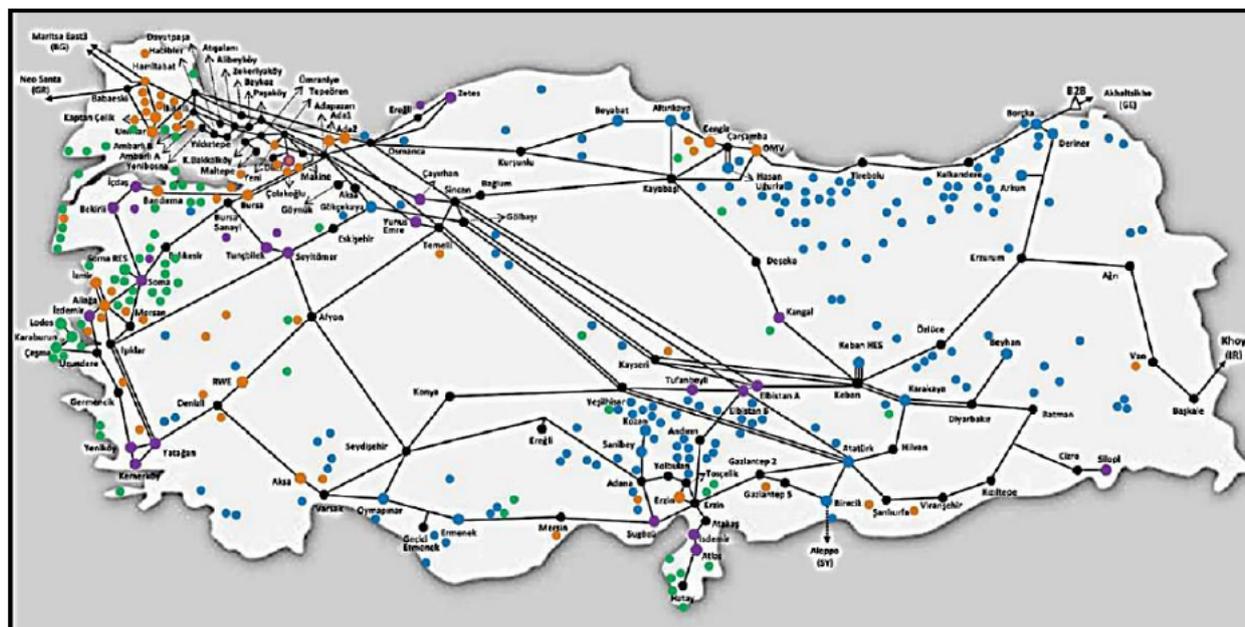


Abbildung 26: Energieerzeuger und das Höchstspannungsnetz (Grün: WP, Blau: WK, Orange: EG, Lila: FB) [9]

Die höchste Dichte des Höchstspannungsnetzes liegt um die Provinzen Istanbul, Ankara, Izmir und Kahramanmaraş, bedingt dadurch, dass diese Provinzen als größte Verbraucher gelten. Zusätzlich ist die Provinz Ankara prädestiniert dafür, als großes Verteilzentrum an Energie zu fungieren. In und um Kahramanmaraş wiederum befinden sich die größten Staudämme. Von dort aus gelangt ein großer Teil der Energie über mehrere Stromautobahnen zu den großen energieverbrauchenden Provinzen. Die Türkei hat aufgrund ihrer Größe und der Entfernung zwischen Energieproduktion und Verbrauch, wie schon erwähnt, sehr hohe Übertragungsverluste. Diese liegen derzeit bei 17,8 % und in manchen Teilen des Landes steigt dieser Wert sogar bis auf 62 %. In anderen OECD- und EU-Ländern liegen die Durchschnittswerte an Verlusten erfreulich nur zwischen 6 und 6,5 %. Die Energieeffizienz ist ein großes Problem. [10]

### **3. Umweltbedingungen**

In diesem Kapitel werden Umweltbedingungen zur Erzeugung erneuerbarer Energien analysiert. Zunächst wird darauf eingegangen, unter welchen Randbedingungen die Anlagen Energie produzieren müssen. Danach werden die Potenziale der einzelnen Erneuerbaren Energien anhand sinnvoller Annahmen abgeschätzt.

#### **3.1. Randbedingungen**

Beim Bau von Kraftwerken zur Stromerzeugung müssen Randbedingungen im entsprechenden Gebiet betrachtet und mitberücksichtigt werden. Hindernisse, wie z. B. die Zugstraßen der Zugvögel, Flugrouten, Erdbeben usw. fließen in die Bewertung mit ein. Erweisen sich diese Aspekte als nicht optimal und treten noch zusätzliche Hindernisse auf, so kommt der in Erwägung gezogene Windpark (WP) an diesem Ort natürlich nicht zur Auswahl.

### 3.1.1 Flugrouten der Zugvögel

Die nebenstehende Grafik stammt von einem Programm, das Straßen für Zugvögel bei der Planung von WP berücksichtigt [11]. Beim Bau müssen derartige Tools in die Planung einbezogen werden.

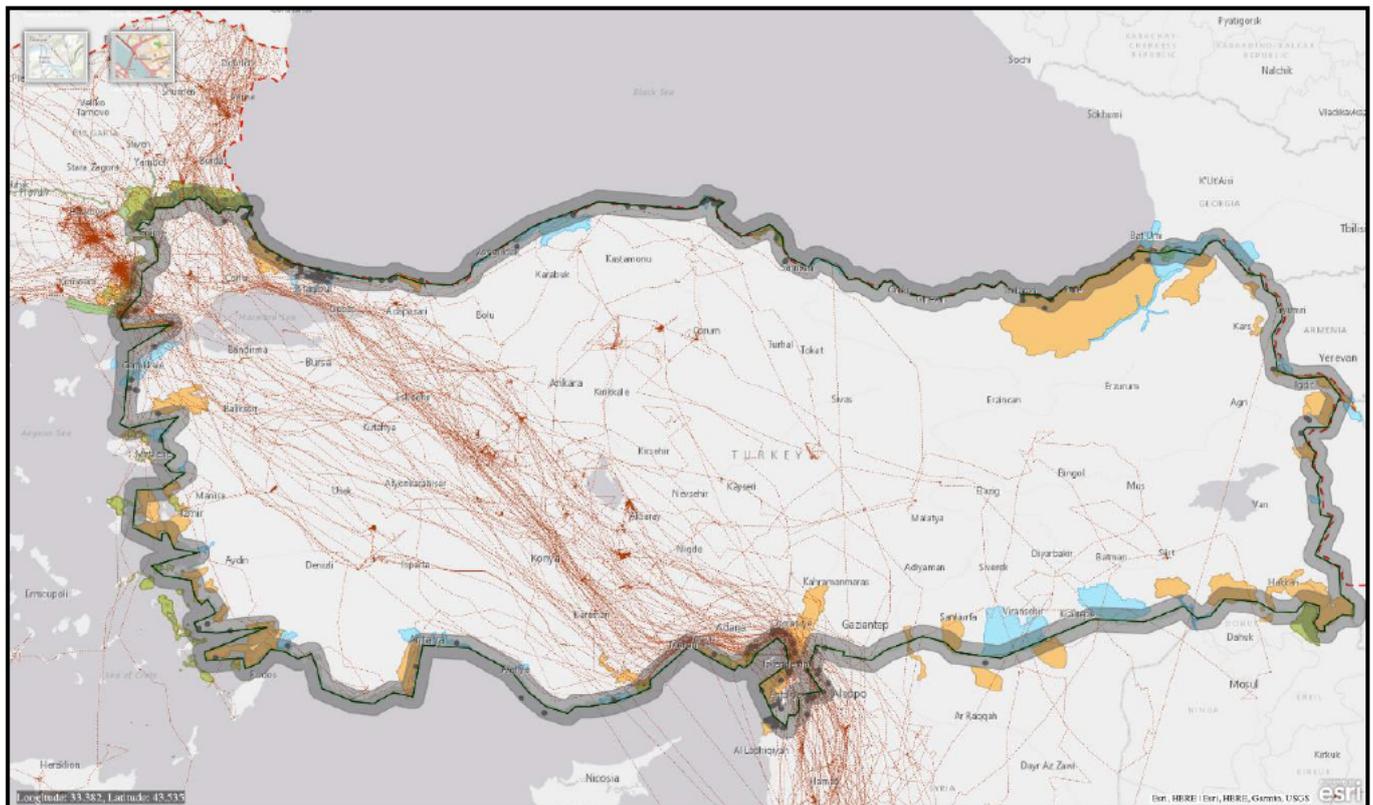


Abbildung 27: Flugrouten der Zugvögel über die Türkei (Orange: Wichtige Vogelgebiete, die aufsteigende Vögel unterstützen, Blau: Wichtige Vogelgebiete für andere Vögel, Schwarze Punkte: Vogelbeobachtungsorte, Grün: Schutzgebiete, Rot: Flugrouten [11])

Man zeichnet einen Wunsch-Standort für einen Windpark ein und erhält eine Übersicht, die einem verrät, wie stark dieser Ort durch Vögel besiedelt oder überflogen wird und wie gut er sich für ein solches Bauvorhaben eignet. Die Routen der Zugvögel über die Türkei verlaufen nahezu nur über dem Festland. Meistens fliegen sie über den NW diagonal in den SO. Dabei lässt sich erkennen, dass die Straßen sehr dicht und in gemeinsamer Richtung verlaufen. Viele Vogelbeobachtungsorte befinden sich um Istanbul und im Süden des Landes. Ein Grund dafür könnte sein, dass die Vögel das Wasser umfliegen, um Rastplätze auf dem Festland zu nutzen. Sie fliegen deshalb einen engen Korridor, wie z. B. den um Istanbul. Dadurch häufen sich die Vogelmassen, sie fliegen zu 90 % über dem Festland, wo natürlich viele Menschen leben. Des Weiteren ist zu erkennen, dass es an den türkischen Küsten viele Schutzgebiete und wichtige Vogelrastplätze gibt. Diese sind über das ganze Land verteilt. Im zentral gelegenen Aksaray befindet sich ein

großer Salzsee, der zum Teil von rastenden Zugvögeln aufgesucht und besiedelt wird. Dem Zusammenarbeiten von „Global Wind Atlas“ (GWA) [12] und „Marine Traffic“ [13] ist es zu verdanken, dass man z.B. im Nordwesten, im Marmarameer, keine Windparks bauen darf.

### 3.1.2 Straßennetz

Bekanntlich wird die Türkei von drei Meeren begrenzt. Das ermöglicht es mit Schwertransporten viele Gebiete auf dem Wasserweg zu erreichen. Schlussfolgernd daraus ergibt sich, dass Anlagen in der Nähe der Meere installiert werden könnten. Ist das nicht möglich, bilden Autobahnen, Bundesstraßen oder Schienen eine gute Voraussetzung für zu realisierende Projekte.



Abbildung 28: Autobahnnetz [16]

Die oben zu sehende Grafik zeigt das aktuelle türkische Autobahnnetz von ca. 3600 km. Aufgrund günstiger klimatischer Bedingungen, vor allem im Winter, befinden sich die Verkehrsanlagen in einem recht guten Zustand. Deutschland, flächenmäßig halb so groß wie die Türkei, besitzt ein Netz von mehr als 13000 km, was das türkische Autobahnnetz weitaus überschaubarer macht. Für Orte, zu denen keine Autobahn führt, gibt es die Möglichkeit, sie per Bundesstraße zu erreichen. Sie sind sogar meist doppelspurig. In dieser Arbeit dient das Autobahnstreckennetz dem Transport der Baugruppen. Für jedes dieser Vorhaben wird die Zugänglichkeit durch Transporte auf der Straße geprüft. Die Transporthöhe durch Brücken auf Autobahnen beträgt vier Meter. [14]

### 3.1.3 Erdbeben

Die Grafik veranschaulicht erdbebengefährdete Gebiete der Türkei. Unten rechts gibt die Skala ihren Gefährdungsgrad an, wobei orange als ein stark und weiß als kaum gefährdetes Gebiet gilt. [15]



Abbildung 29: Erdbebengebiete (v: Kaum gefährdet bis I: Stark gefährdet) [16]

An der Rotfärbung ist zu erkennen, dass der Osten, Westen und Norden stärker betroffen sind. Die 1500 km lange und 100 km breite Strecke ist sehr stark gefährdet. Von 1900-2013, also in 113 Jahren traten in diesem Bereich 16 Beben mit einer Stärke von 7-7,9 auf. Hinzu kamen 21 mit 6-6,9 und noch 35 weitere mit 5-5,9 Stärke. 169 starke Erdbeben in 113 Jahren verursachten kostenmäßige Schäden von 24,69 Mrd.\$ . In Japan zählte man im gleichen Zeitraum 216 Beben schwerer Art, für die sogar 359,66 Mrd.\$ zum Beheben der entstandenen Schäden aufgebracht werden mussten. In der Metropole Istanbul sind nicht nur insgesamt 6,4 Millionen Menschen von diesen Naturkatastrophen bedroht, sondern auch alle Gebäude, Kraftwerke, Fabriken, Stromtrassen usw. Demnach müssen Windkraft-, Biogas- und Solaranlagen von den gewaltigen Einflüssen der Natur geschützt werden. Die Anlagen sind künftig so auszulegen, um Erdbeben von einer Stärke bis zu 8,0 der Richterskala zu überstehen.

### 3.1.4 Klima

Die Türkei teilt man in sieben Klimaregionen, in denen ähnliche klimatische Bedingungen herrschen, die nachfolgend analysiert werden. Kennzeichnend sind sehr warme und trockene Sommer, sowie milde Winter. Wegen der Lage zum Schwarzen Meer ist es im Norden am niederschlagreichsten. Im Süden herrschen im Sommer subtropische Temperaturen mit der höchsten Sonneneinstrahlung. Im Osten ist es im Sommer oft trocken, im Westen herrscht mediterranes Klima.



Abbildung 30: Regionen und Provinzen (Gelb: Marmararegion, Rot: Zentralanatolien, Grau: Ägäisregion, Blau: Mittelmeerregion, Grün: Schwarzmeerregion, Orange: Südostanatolien, Grün: Ostanatolien [16])

Aufgrund der geografischen Lage ist die Landschaft von einzelnen Bergen und Bergzügen geprägt. Winde aus verschiedenen Richtungen beeinflussen die Landschaft. Winde und ihre Besonderheiten werden im Kapitel 3.2.1 näher analysiert. Kapitel 3.3 betrachtet eingehender die sehr hohe solare Strahlung. Unbedingt erwähnenswert ist, dass entlang der türkischen Küste und etlicher Seen Salzaerosole zu finden sind und wirksam werden. Dabei ist das Mittelmeer eines der salzhaltigsten Meere der Welt. Die Salzaerosole sind stark korrosionsfördernd. Deshalb ist bei allen Anlagen unbedingt auf die Korrosionsbeständigkeit geachtet werden. Aufgrund der starken Sonnenstrahlung muss, hinsichtlich der Lebensdauer, die zu verwendende Kunststoffart berücksichtigt werden. [16] [17]

### 3.1.5 Seeverkehr

Die von einer Webseite erstellte Grafik vermittelt einen Überblick über die Dichte des Schiffsverkehrs in den jeweiligen Bereichen [13]. Die türkischen Lande sind, wie schon beschrieben, vom Schwarzen-, dem Ägäis- und dem Mittelmeer umgeben. 180 Häfen importieren und exportieren Güter auf einer Küstenlänge von 7200 km. Große und schwere Fracht kann dadurch auf kurzen Wegen sehr leicht auf dem Wasserweg dicht an den Bestimmungsort transportiert werden.

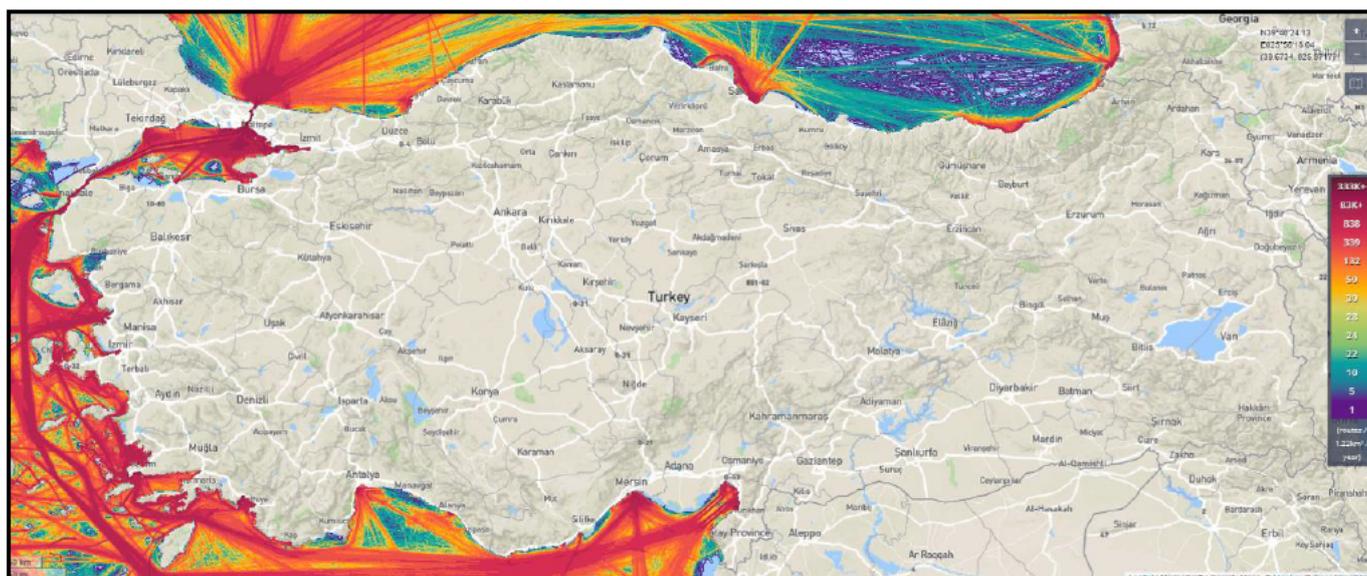


Abbildung 31: Schiffsrouten [13]

Der Marmarameer und damit verbunden die Meerengen der Dardanellen und des Bosphorus ist die wichtigste Handelsstraße für den Ex- und Import für viele Länder der ehemaligen Sowjetunion und der Türkei. Im Jahr durchqueren bis zu 50000 Schiffe diese Meerenge. [18]

### 3.2 Bestimmung des Potenzials der Windenergie

Die Türkei besitzt ein großes, aber viel zu wenig genutztes Windpotenzial. Die installierte Leistung lag 2020 bei 9,28 GW. Wobei Schätzungen sogar ein Potenzial von 50 GW prognostizieren. Im Folgenden wird das Potenzial näher analysiert. [19]

Verschiedene Mesoscale-Effekte treffen aus verschiedenen Richtungen und Regionen das Land. Diese Winde werden durch thermale Effekte in großen Regionen erzeugt. Sie wehen zum Teil über mehrere Länder hinweg und treffen mit ihrer Wucht das Festland.

Die verschiedenen Richtungen sind der Grafik ... zu entnehmen. Manche dieser Winde wehen als leichte angenehme Brisen, andere wiederum sind so stark, dass sie die Sicherheit von menschlichem und tierischem Leben und Eigentum gefährden. Auf die Natur wirken sich die Winde derartig aus, dass sie sogar die Wasserwege der Zugfische beeinträchtigen, was teilweise auch dazu führt, dass sie unterbrochen werden und vor allem auch massenweises Sterben hervorrufen. [20]

Zusätzlich treten lokale Mesoscale-Winde wie Land-See-Wind an der gesamten Küstenregion auf. Im Sommer wehen tagsüber Winde häufig vom Meer, da sich das Land erwärmt, die Wassertemperatur aber annähernd konstant bleibt. Nachts dreht sich dieser Prozess um, wobei das Wasser dann warm zum Land ist. Deshalb weht am Meer morgens häufig ablandiger Wind. Allgemein lässt sich sagen, dass im ganzen Land unterschiedlich starke und aus verschiedenen Richtungen kommende Winde herrschen. Der Abbildung 32 ist weiter entnehmbar, dass Stark,- und Schwachwindstandorte untypischerweise nahe beieinander liegen. Diese Tatsache ist der Lage und der Orographie geschuldet.

Die windreichsten Onshore-Standorte liegen im Westen des Landes. Hinzu kommen die verteilten Standorte entlang der Gebirgszüge, Berglandschaften, Hoch- und Tiefebene. Weitere windreiche Offshore-Standorte befinden sich am Schwarzen-, Marmara-, Ägäis- und Mittelmeer.

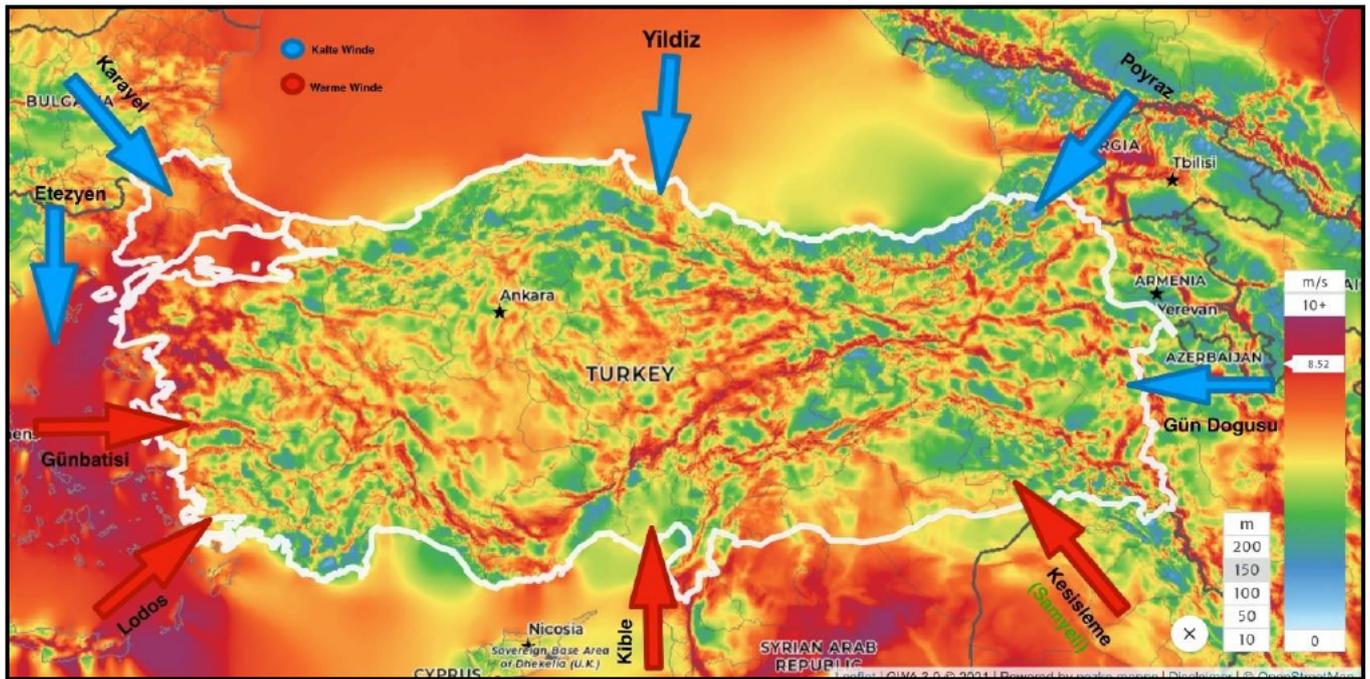


Abbildung 32: Mittlere Windgeschwindigkeit, Winde und Richtungen [m/s] [12] [20]

Türkische Windphänomene listet die Tabelle 5 der Grafik 32 auf. Betroffene Gebiete werden durch Windtemperaturen und Besonderheiten der Winde beschrieben.

Winde	Temp.	Richtung	Gebiete	Besonderheiten
Yildiz	8-14°C	N	Marmarameer, Schwarzes Meer	Es transportiert im Sommer kühle Luft und im Winter kalte Luft.
Karele	13-16°C	NNW	Trakien, Marmarameer, Schwarzes Meer	Föhnwind, der im Sommer regen und im Winter Schneewetter bringt
Etezyen (Etesien, Meltemi)	<16°C	NW-NO	Griechenland, Ägäis, östliches Mittelmeer	April bis Oktober
Günbatısı	25-29°C	W	Marmarameer, Schwarzes Meer	Verursacht Regenwetter im Westen der Türkei
Lodos (Kabayel, Kumkarası)	9-12°C	SW	Marmarameer, Ägäis	Windgeschwindigkeiten von 60 bis 130 km/h, verursacht Küstenerosion, beeinträchtigt den Seeverkehr
Kible	27-36°C	S	Östliches Mittelmeer,	Ein sehr heißer und feuchter Wind
Keşişleme (Samyeli)		SO	Ost und Südanatolien	Gehört zu den heißen Windarten, trocknet den Wind aus und verstärkt Dürren
Gündoğusu		O	Ost und Südanatolien	Kalter und trockener Wind weht aus Osten und sorgt dafür, dass der Niederschlag aufhört.
Poyraz	-14 – 9°C	NO	Schwarzes Meer, Marmarameer	Ein sehr starker, kalter, instabiler und rauschender Wind

Tabelle 5: Windphänomene und deren Besonderheiten [20]

Wie schon erwähnt, liegen die windreichsten Gebiete des Landes im Westen und Nordwesten. Es sind die Marmara - und Ägäis-Region. Die Grafik ... vermittelt, dass dort die mittleren Windgeschwindigkeiten sehr hoch sind. Hier treffen verschiedene Windphänomene zu verschiedenen Jahreszeiten auf die Region und sorgen so für die starken Winde.

Betroffene Regionen sind erfasst mit:

- Yildiz
- Karayel
- Etezyen
- Günbatsi
- Lodos
- Kible
- Poyraz

In einer Nabenhöhe von 150 m liegt die mittlere Windgeschwindigkeit in diesem Gebiet bei 9,34 m/s. Wie die Abbildungsskale 33 aussagt, machen die orangen bis dunkelrot gekennzeichneten Bereiche deutlich, dass die mittlere Windgeschwindigkeit zwischen 5 und 10 m/s liegt. In den violetten liegt sie sogar über 10 m/s. Erwähnenswert ist, dass der überwiegende Teil aller Gebiete bis zu 500 m über dem Meeresspiegel liegt.

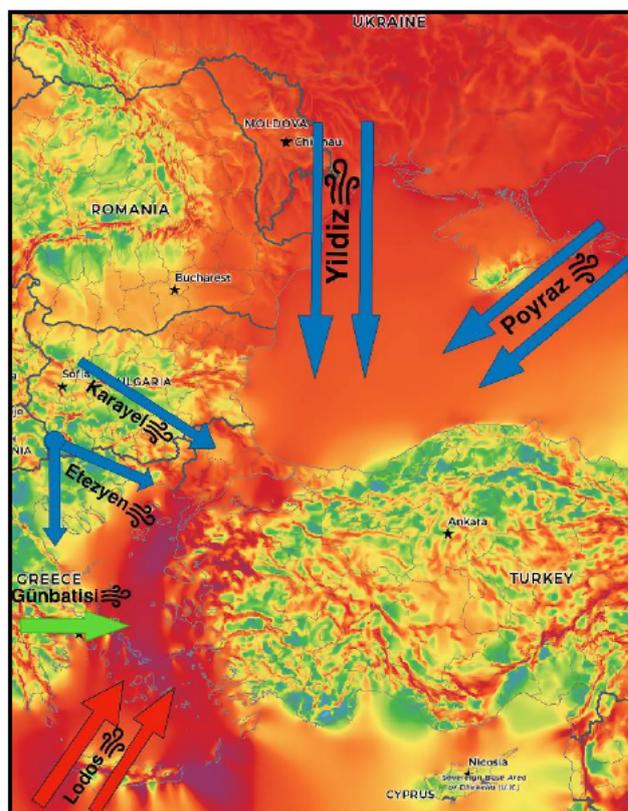


Abbildung 33: Mittlere Windgeschwindigkeiten und Windeinflüsse im Westen der Türkei [m/s] [12] [20]

Im Gegensatz zu den bergigen Landschaften im Osten der Türkei, im Westen Griechenlands und Bulgariens, ist der Nordwesten eine Tiefebene. Das sorgt dafür, dass die warmen und kalten Luftmassen sich über dieser Region austauschen. Die Luftmassen bauen sich in der Osteuropäischen Ebene und den Nordafrikanischen Gebieten auf. Sie nehmen über dem Schwarzen- und dem Mittelmeer Fahrt auf und wehen dann durch diese Region. Die geographisch trichterförmig angeordnete Landschaft sorgt dafür, dass der Wind zusätzlich beschleunigt wird. Das Ägäis-, Schwarze-, Marmara- und Mittelmeer sowie die Tiefebene in diesen Regionen sind Austragungsorte horizontaler Luftbewegungen in der Troposphäre. Die Nutzung der Windkraft in diesen Provinzen würde dazu führen, dass durch geringe

Übertragungsverluste die Energie direkt in der Region verbraucht werden kann. Andere Länder, wie Deutschland, haben das Problem, dass windstarke Standorte und große Energieverbraucher weit auseinander entfernt liegen. Die vorhandene türkische Infrastruktur kann ausreichend genutzt werden. Freiflächen in solch einem dicht besiedelten Gebiet zu finden, wird sich in der Folge als schwierig erweisen.

### 3.3 Analyse des Potenzials der Sonnenenergie

Die Türkei besitzt in Europa das größte Potenzial an Sonnenenergie. Das liegt daran, dass die Fläche des Landes auf der europäischen Kontinentalplatte zu einer der größten zählt. Außerdem gehört es zu den am südlichsten gelegenen europäischen Ländern. Das Resultat ist ein geringer Airmass-Wert und daraus folgend, ein hohes energetisches Potenzial der Sonnenstrahlung.

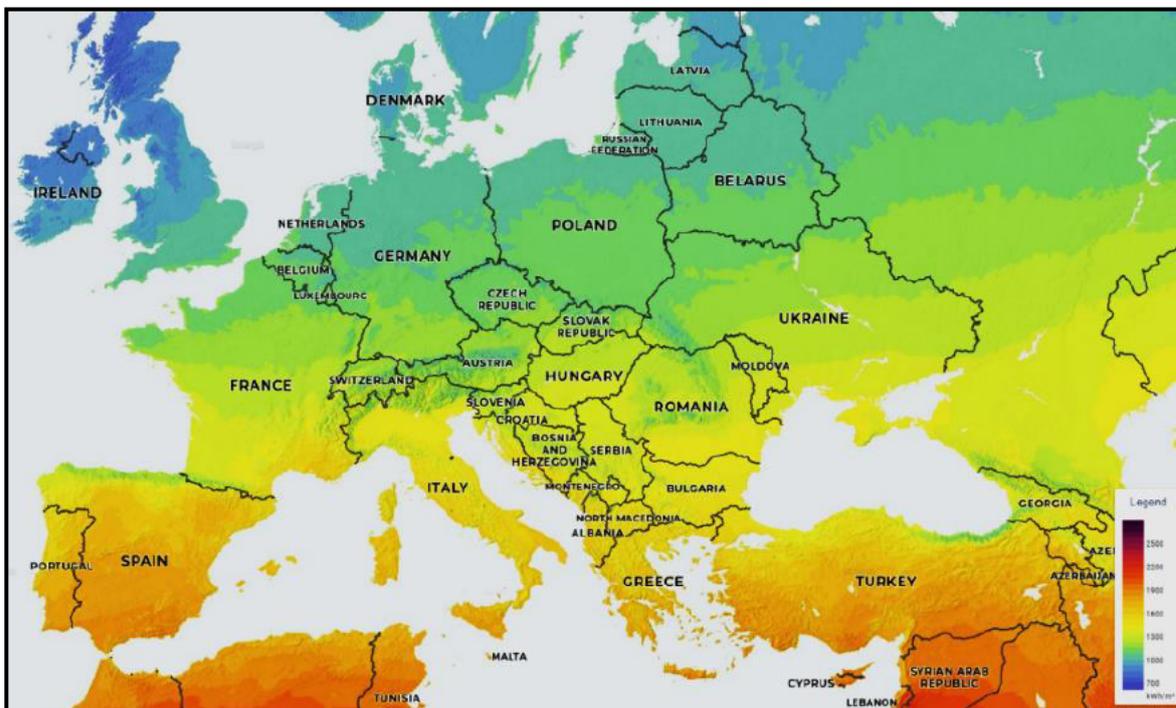


Abbildung 34: Globale horizontale Strahlung Europa [ $\text{kWh/m}^2/\text{a}$ ] [22]

Im Schnitt kommt das Land auf 7,5 Stunden Sonneneinstrahlung pro Tag, aufs Jahr umgerechnet 2741 Stunden. Die durchschnittliche Intensität liegt bei 1527 kWh/m<sup>2</sup>. Die gesamte Solarenergieemenge wird auf 15119 TWh geschätzt. Sie übersteigt den im Jahr 2050 zu verbrauchenden Wert um das Zehnfache. Dieses enorme Windpotenzial wirkt sich derartig aus, dass nicht jeder Quadratmeter mit Modulen für die Energiegewinnung zugebaut werden muss. Die Herausforderung besteht darin, Module so in die Landschaft und ihre Infrastruktur zu integrieren, dass keine zusätzlichen Flächen benötigt werden. Die Doppelabbildung 35&36 gibt Auskunft über die landesweit durchschnittlichen Sonnenstunden und ihre globale Strahlung pro Tag und Quadratmeter. Es verwundert nicht, dass diese in den Monaten April bis September am höchsten ausfallen.

Für die detaillierte Strahlungsintensität des Landes wurden zwei Quellen gefunden.

Die erste ist vom türkischen Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen zur Verfügung gestellt worden. [21]

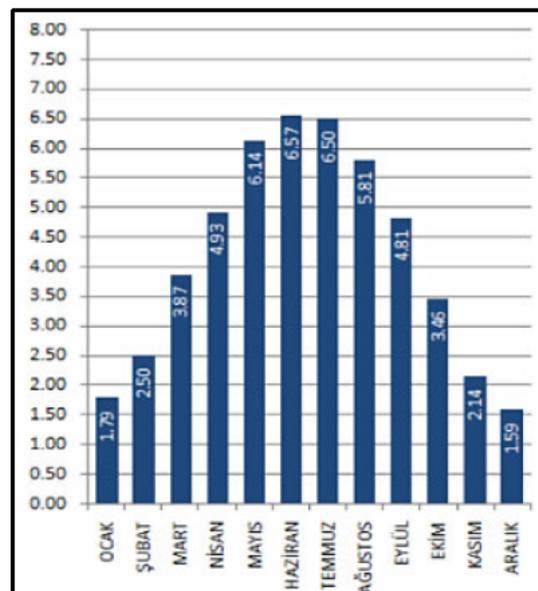


Abbildung 36: Mittlere Globale Strahlung [kWh/m²/Tag] Januar- Dezember [23]

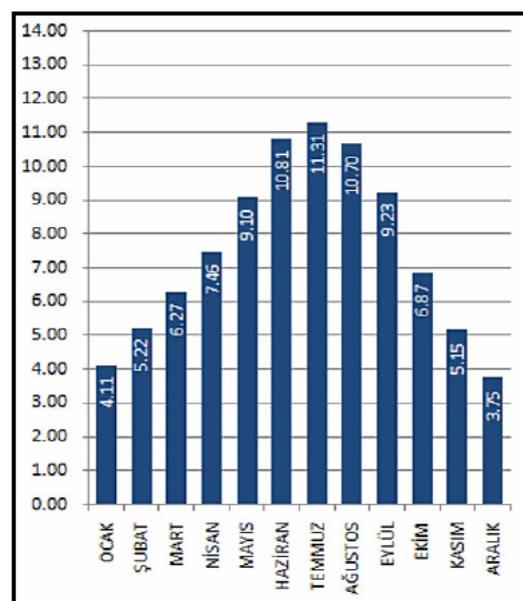


Abbildung 35: Mittlere Sonnenstundenzahl [h/Tag] Januar- Dezember [23]

Die zweite Quelle liefert Abbildung 37 Diese, von der Weltbank zur Verfügung gestellt, kann der Seite des Global Solar Atlas (GSA) entnommen werden [22].

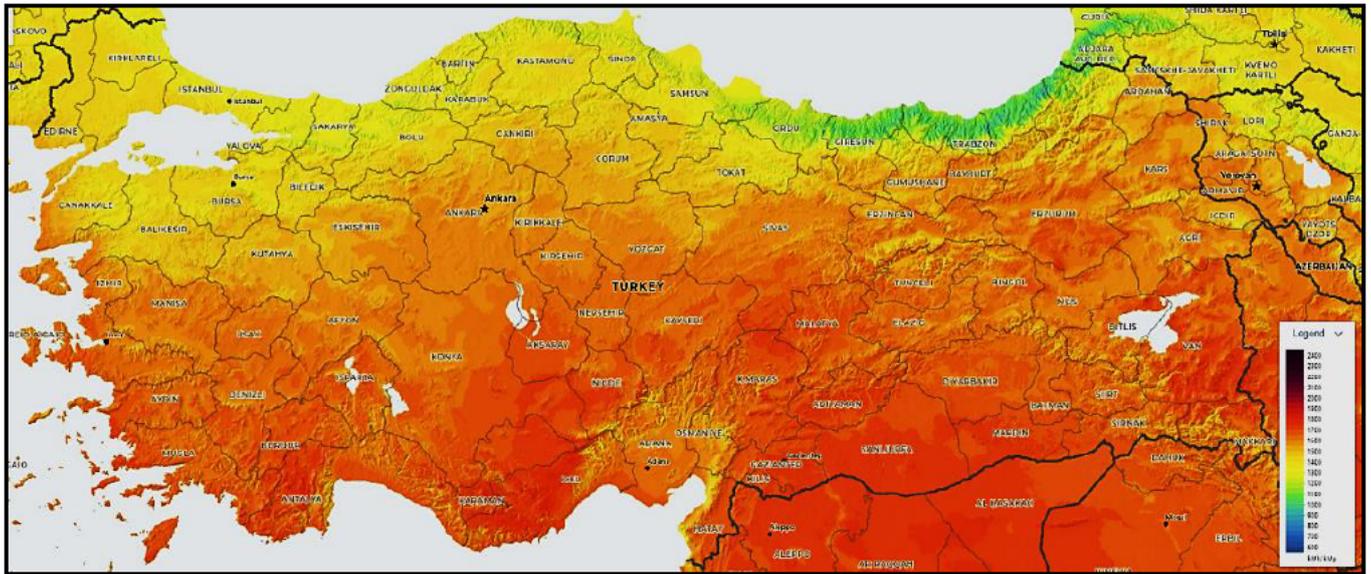


Abbildung 37: Spezifischer Photovoltaik Output [kWh/kWp/a] [22]

Die sonnenärmsten Regionen liegen in einem kleinen Streifen im NO an der Schwarzmeerküste. Die hier erreichten Werte liegen zwischen 1200 und 1400 kWh/m<sup>2</sup>. Im größten Teil des Landes werden sogar 1300 bis 1700 kWh/m<sup>2</sup> erreicht. Mit diesen Leistungszahlen ist eine gute Basis geschaffen für die solare Nutzung. Die lukrativsten Gebiete liegen aber im Süden des Landes. Sie reichen von Van, über Şanlıurfa, Karaman, Antalya bis hin nach Izmir. Dort liegen die Werte über 1700 kWh/m<sup>2</sup> und erreichen zum Teil 1950 kWh/m<sup>2</sup>. Die beiden Quellen weichen in geringen Maßen voneinander ab. Für die Berechnung und Analyse wird die zweite Quelle verwendet, da dazu aktuelle Messwerte Verwendung fanden, die über einen längeren Zeitraum erhoben wurden. Die meisten geeigneten Standorte sind in Höhenlagen zu finden, wie es die Abbildung 39 verdeutlicht. Große Höhenlagen sorgen für eine geringe Luftdichte und damit für eine intensivere solare Strahlung. Dadurch erhöht sich auch der Wirkungsgrad der Module. Die im Winter auftretenden Schneelasten sind problematisch, lassen sich aber technisch beheben.

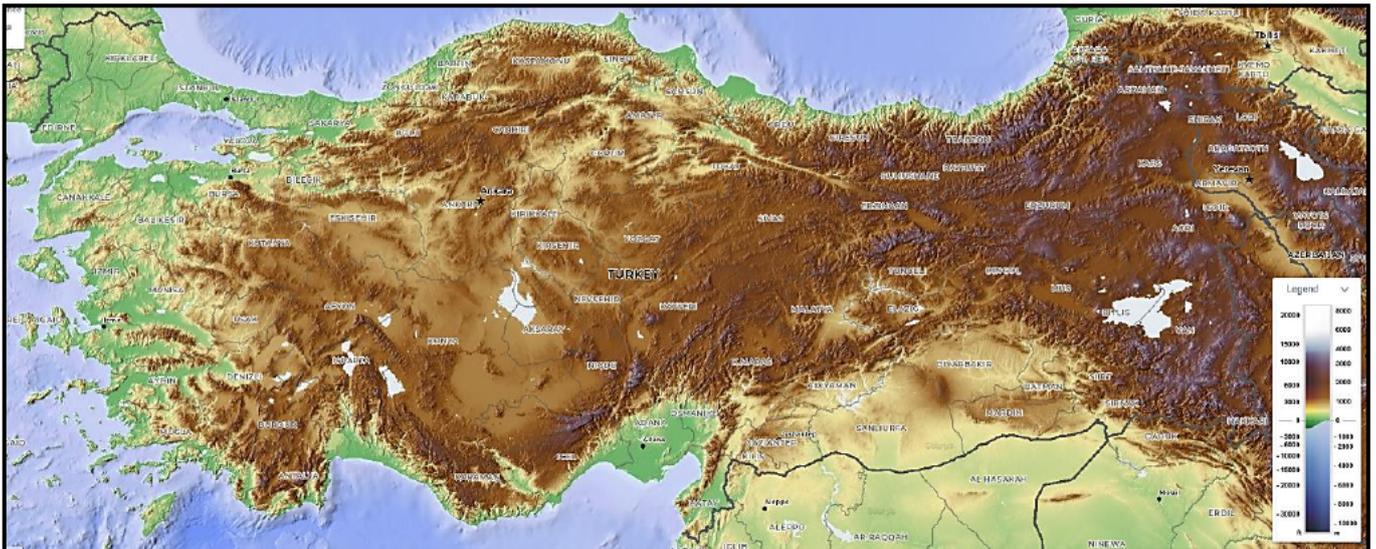


Abbildung 39: Topografische Karte der Türkei [m] [22]

Die unterschiedlichen Höhenlagen bedingen unterschiedliche mittlere Lufttemperaturen. Für solare Energie werden mittlere bis geringe Werte benötigt. Die mittleren Lufttemperaturen sind in der folgenden Abbildung 38 zu sehen. In den Talregionen findet man Werte zwischen 16 und 22°C. In den Hochebenen und Bergregionen der Zentraltürkei liegt der Wert zwischen 6-13°C. Die kältesten Regionen liegen im NO bis SO und erreichen -4 bis 12°C. Diese Temperaturen sind hervorragende Voraussetzungen für die PV.

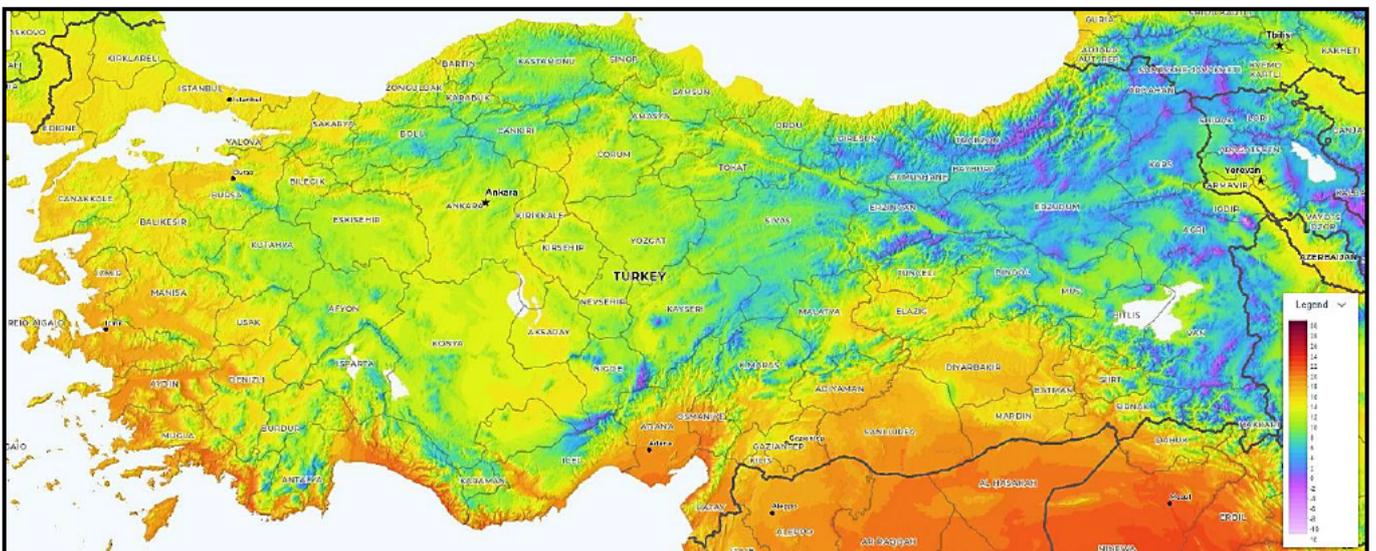


Abbildung 38: Mittlere Lufttemperatur [°C] [22]

Betrachtet man die Abbildung 34, so ist festzustellen, dass die Türkei, Griechenland, Italien, Spanien und Portugal auf gleichen Breitengraden liegen. Von Ost nach West hat das Land eine Ausdehnung von ca. 1550 km, was für die Sonnenenergie einen erheblichen Vorteil mit sich bringt. Aufgrund der Erdkrümmung und der Längenausdehnung des Landes verlängert sich der Zeitraum zwischen Sonnenaufgang

und Untergang ungefähr um 45 Minuten. Dieses variiert abhängig von den Jahreszeiten. Dieses vollzieht sich beim Sonnenuntergang in umgekehrter Folge. Verteilt man Anlagen gleichmäßig von Ost bis West, so kann man auf die gesamte Ausdehnung des Landes etwa 1-1,5 Sonnenstunden pro Tag dazu rechnen.

Die Landesfläche beträgt ca. 783 500 km<sup>2</sup>. Die Bevölkerungszahl liegt bei etwa 85 Millionen, was einer Menschendichte von 108 Personen pro Quadratmeter (P/km<sup>2</sup>) entspricht (Deutschland im Vergleich dazu 215 P/km<sup>2</sup>). Ungefähr 38 Millionen Menschen leben im Städtedreieck Istanbul-Izmir-Ankara und ihren Ballungsgebieten. Den höchsten Wert nimmt die Provinz Istanbul mit 2919 P/km<sup>2</sup> ein, gefolgt von Izmir mit 363 P/km<sup>2</sup>. Durch die stark bevölkerten Provinzen gibt es im Land auch große Landstriche mit einer Bevölkerungsdichte von unter 50 P/km<sup>2</sup>.

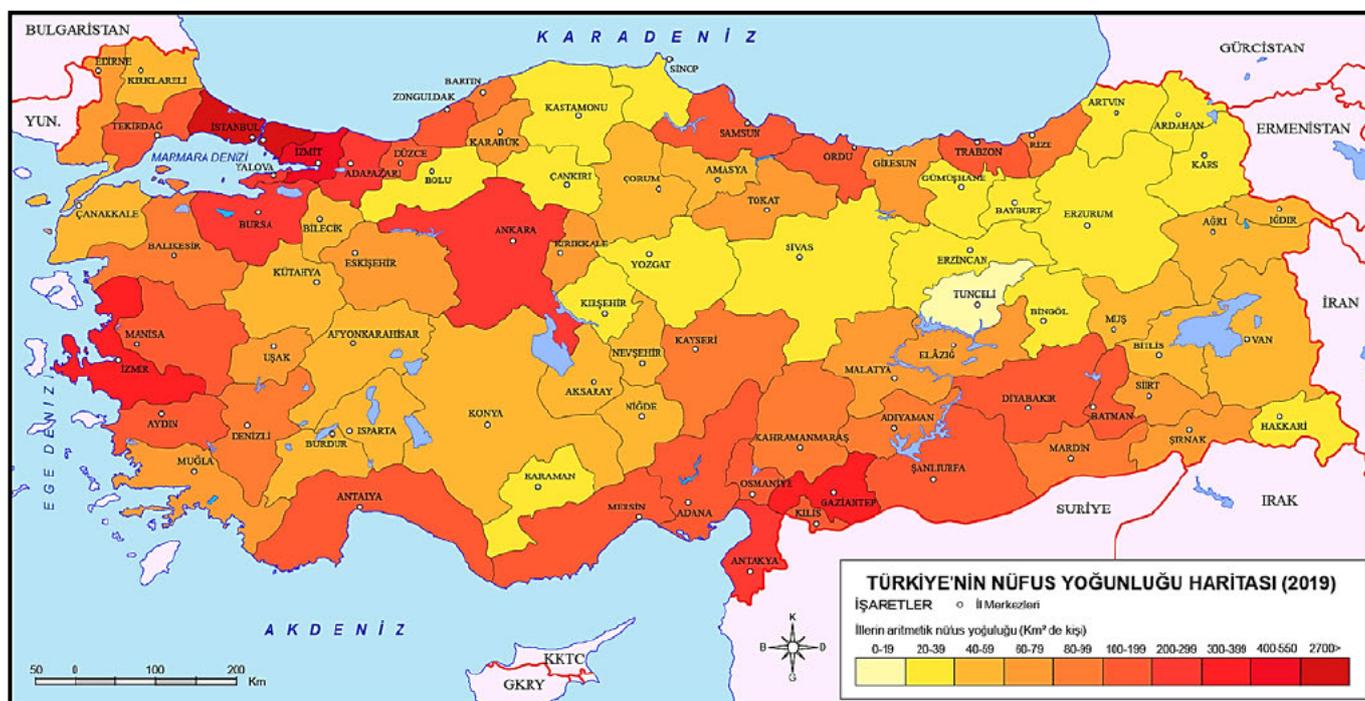


Abbildung 40: Bevölkerungsdichte [p/km<sup>2</sup>] [16]

Diese Gegebenheit bietet viel Platz für große Projekte im Bereich Photovoltaik und Solarthermie. Die Bevölkerungsverteilung kann in der folgenden Abbildung 40 eingesehen werden.

Die Seite GSA gibt die durchschnittliche spezifische PV-Output pro installierte kWp und Jahr (Tag) für jeden Standort des Landes an. Dieser Wert ist, wie schon in den anderen Abbildung 37 zu sehen, im Süden am höchsten mit bis zu 1900 kWh/kWp/a. Dennoch muss gesagt werden, dass der größte Teil in einem sehr hohen 1400 kWh/kWp/a Bereich

auftritt. Im Vergleich dazu liegt dieser Wert an den besten Standorten Deutschlands (Rheintal/Bodensee) bei maximal 1230 kWh/kWp/a.

Wie auch im vorherigen Kapitel werden in dieser Arbeit große Projekte betrachtet. Das Land bietet viel Platz für derartige Vorhaben im Bereich der Photovoltaik. Auch wenn genügend Platz vorhanden, sollte beachtet werden, die Flächen vielseitig zu nutzen. Dazu werden Möglichkeiten aufgezählt [23]:

- Agri-, Photovoltaik
- Schwimmende Photovoltaik (Float-PV)
- Bauwerkintegrierte Photovoltaik
- Photovoltaik in Verkehrswegen
- Urbane Photovoltaik
- Fahrzeugintegrierte Photovoltaik

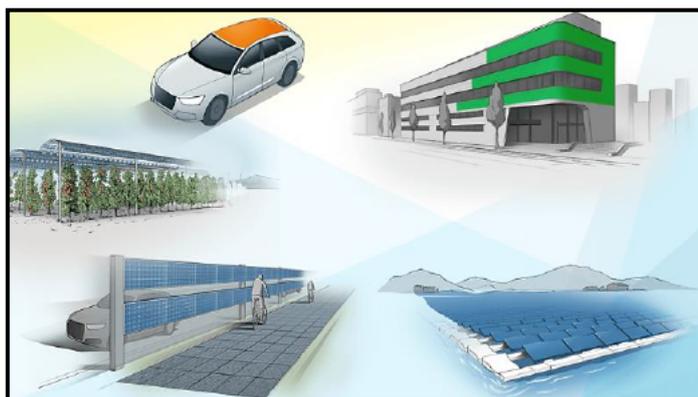


Abbildung 41: Integration der Photovoltaik [23]

Bei den Anwendungsfällen wird versucht, die PV-Technologie in verschiedene Bereiche zu integrieren. Die Zukunft wird zeigen, welche dieser Formen sich durchsetzt. Für die Potenzialbestimmung werden hierbei Anlagen so geplant, dass sie eine große Energiemenge auf einmal zur Verfügung stellen.

### 3.4 Analyse des Potenzials von Biogas

Die Biogastechnologie ist in Deutschland eine etablierte Technologie mit vielen Vor- und Nachteilen, die folgend tabellarisch gegenübergestellt werden.

Vorteile	Nachteile
CO <sub>2</sub> -neutral (Senke)	Verbrauch an Anbaufläche (Energiepflanzen)
Deterministischer Energieerzeuger	Geruchsbelästigung
Kreislaufwirtschaft	Klimabelastung durch Leckagen (CH <sub>4</sub> , NH <sub>3</sub> , H <sub>2</sub> S)
Flexible Betriebsführung (Teillast-/Vollastbetrieb)	Weite Transportwege verursachen CO <sub>2</sub> -Emissionen
Vielseitige Endprodukte	Hohe Umweltbelastung bei Schäden
Geeignet für die Sekundärregelleistung	

*Tabelle 6: Vor- und Nachteile der Biogastechnologie [24]*

Bei der Entscheidung für die Biogastechnologie müssen diese Vor- und Nachteile berücksichtigt werden. Die Betriebsführung einer Biogasanlage ist entscheidend für die Umweltfreundlichkeit. [25]

Energetische Nutzung von Biogas spielt in der Türkei zurzeit kaum eine Rolle. Mit 1,3 % der Energieproduktion im Jahr 2020 gehört sie zu den kleinsten Energiequellen. Die Reserven sind aber enorm. Im gesamten Land sind nur ungefähr 120 Biogasanlagen installiert, davon die Hälfte in Klärwerken. Im Vergleich dazu arbeiten in Deutschland etwa 9500 Anlagen mit einer kommutierten Leistung von 5,03 GW. [26]

Das größte Potenzial für die Biogas-Nutzung liegt bei Weiterverarbeitung der energetischen Ausnutzung von landwirtschaftlichen-, tierischen-, menschlichen-, kommunalen-, industriellen- und Energiepflanzen. Die landwirtschaftlichen Flächen werden zuallererst genutzt, um lebensnotwendige Produkte anzubauen. Aus diesem Grunde entfällt im Weiteren eine Betrachtung von Biogas.

Auch eine Verwertung von Holzabfällen in Form von Verbrennung, Vergasung (Pyrolyse) oder der Biodieselproduktion findet keine Berücksichtigung. Die Gasausbeute ist stark abhängig von verschiedenen Faktoren:

- Temperatur
- Trockenmasse
- Kohlenhydrate
- Eiweiß
- Fett
- Cellulose
- Hemicellulosen
- Lignin

Bei herkömmlichen Biogasanlagen, bei denen Energiepflanzen, wie Mais, Zuckerrüben und Co. als Ressource verwendet werden, ist die Zusammensetzung nahezu konstant. [27] Gerade diese Konstanz benötigen die Bakterien in den Reaktoren, um sich exponentiell zu vermehren und um Methan zu produzieren. Bei Lebensmittelabfällen hingegen variiert sie aus den im Vorfeld aufgezählten Bestandteilen sehr stark. Dieser Nachteil kann aber durch Trennung der Lebensmittel und durch ständige Kontrolle eliminiert werden, da Lebensmittelabfälle einen der höchsten  $\text{CH}_4$  -Anteile an biologischen Abfallprodukten haben. [27]

- Lebensmittelabfälle

In der Türkei fallen jedes Jahr 32 Millionen Tonnen Abfall an. Davon sind ca. 34 % oder 11,5 Millionen Tonnen organische Art. Diese Menge kann nur bedingt verwertet werden, da die Abfallentsorgung nicht im ganzen Land zufriedenstellend geregelt und organisiert ist. Lediglich in den Großstädten kann dieses zum größten Teil gewährleistet werden. Außerdem wird angenommen, dass aufgrund der fehlenden geregelten Abfallentsorgung und der zu geringen Mülltrennung lediglich 55 % der organischen Abfälle zur weiteren Verwendung gelangt. Da in dieser Arbeit von der Prämisse von großen Projekten ausgegangen wird, dienen die Großstädte als Ressourcenquelle. Dabei wird angenommen, dass der Gasertrag bei gemischten Lebensmittelabfällen bei ca.  $300 \text{ m}^3/\text{t}$  Feuchtmasse (FM), wobei der durchschnittliche Methangehalt ( $\text{CH}_4$ ) bei ca. 59 % liegt. Biogas besitzt einen Energiegehalt von  $5\text{-}7,5 \text{ kWh}/\text{m}^3$ . Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 47 %, ergibt sich ein Potenzial von 5,6 TWh.

$$E_{Ges} = m * GE * E_{Biogas} * \eta_{el} = 0,55 * 11500000t * 300 \frac{m^3}{t} * 6,25 \frac{kWh}{m^3} * 0,47 = 5,6 TWh (2)$$

Für Potenzialbestimmungen werden Angaben des „Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen der Türkischen Republik“ herangezogen. Der errechnete Energieertrag vom Biogas aus den Lebensmittelabfällen beträgt 5,6 TWh, der des Ministeriums 5,7 TWh (0,5 Mtoe). Da beide Werte nahezu identisch sind, kann man sie zu weiteren Betrachtungen heranziehen. Die Einheiten sind zu beachten, da sie in „Mteo“ (Millionen Tonnen Öläquivalent) angegeben sind. Eine Umrechnung erfolgt mit: 1 Mteo=11,63 TWh.

Abfallart	2020	2050	Energiegehalt [TWh]
Tiere [ Mio. Stück]	423	487	29,4
Tierischen Abfällen [Mio. t/Jahr]	194	223	
Energieäquivalent (theor.) [Mtoe/Jahr]	4,4	5,0	
Energieäquivalent (ökon.) [Mtoe/Jahr]	1,1	2,5	
Gemüseproduktionsmenge [Mio. t/Jahr]	171	197	88,4
Pflanzliche Abfallmenge [Mio. t/Jahr]	62,2	72	
Energieäquivalent (theor.) [Mtoe/Jahr]	25,4	29	
Energieäquivalent (ökon.) [Mtoe/Jahr]	1,5	8	
Menge an Siedlungsabfällen [Mio. t/Jahr]	32,2	37,1	13,5
Energieäquivalent (theor.) [Mtoe/Jahr]	3,4	3,9	
Energieäquivalent (ökon.) [Mtoe/Jahr]	0,5	1,2	
Energiewert von Waldabfällen (ökon.) [Mtoe/Jahr]	0,9		
Gesamtes Energieäquivalent (ökon.) [Mtoe/Jahr]	3,9	11,3	131

Tabelle 7: Abfallarten und deren Energetisches Potenzial [TWh] [29]

Die Informationen des Ministeriums beziehen sich auf das Jahr 2020. Sie geben das Potenzial der einzelnen Ressourcenquellen für die Energie vom Biogas an. Hierbei wird, wie schon am Anfang des Kapitels erwähnt, die Nutzung der Holzabfälle nicht berücksichtigt. Die anderen Abfälle sind hauptsächlich von der Bevölkerungszahl abhängig. Mit steigender Bevölkerungszahl erhöhen sich auch tierische-, pflanzliche-, Lebensmittel- und Klärwerksabfälle. Um eine Prognose der für den Energiegehalt der Abfälle für 2050 zu bekommen, wird der momentane Energiegehalt mit dem Bevölkerungswachstum bis 2050 multipliziert. Die Türkei wird bis 2050 eine prognostizierte Bevölkerungszahl von 97 Mio. haben [30]. Das bedeutet, dass sie um ca. 15 % steigen wird. Dieser Wert wird nun mit dem des Ministeriums multipliziert, um die Werte für 2050 zu erhalten. Selbstverständlich spielen da noch weitere Faktoren eine Rolle, aber um eine grobe Orientierung zu erhalten, reicht diese Abschätzung.

Wenn man sich die Zahlen anschaut, wird deutlich, dass der ökonomische Anteil sehr gering ausfällt. Dieses liegt an vielen Faktoren wie z.B. der Trennrate von Abfällen, Technologie oder Bewusstsein der Bevölkerung, welche die Umwelt wertschätzt. Es wird davon ausgegangen, dass sich durch technischen Fortschritt und verbesserte Bildung der ökonomische Anteil erhöhen wird.

Deswegen werden die ökonomischen Anteile für den, s. obige Tab 7, wie folgt festgelegt:

- tierische Abfälle = 50 %
- pflanzliche Abfälle = 26 %
- Siedlungsabfälle = 30 %

Das Potenzial biologischer Abfälle im Jahr 2050 wird bei 131 TWh liegen. Mit einer realistischen Laufzeit eines BHKW von 5000 Stunden im Jahr kann durch Division des Energieertrags die installierte Leistung errechnet werden, die dann bei 26 GW liegt. Der Wert kann durch Installation einer Reserveleistung erhöht werden. Dieses wird z.B. seit der EEG-Novelle von 2014 auch in Deutschland gemacht. Dabei bekommen die Biogasanlagenbetreiber eine Flexibilitätsprämie, wenn sie ihre genehmigte installierte Leistung verdoppeln. Durch diesen Anreiz konnte bereits 1 GW zusätzliche Leistung installiert werden. Für die Türkei wird angenommen, dass die doppelte Leistung, also zusätzlich 52 GW als Reserveleistung bereitgestellt werden muss. [31]

### **3.5 Analyse des Potenzials der Wasserkraft**

Die sehr vielen Seen und Flüsse des Landes werden natürlich zur Gewinnung von Energie genutzt. Insgesamt gibt es landesweit 125 Flüsse. Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, wurde im Jahr 2020 Energie in Höhe von 57 TWh aus Staudämmen und 20,5 TWh aus Laufwasserkraftwerken gewonnen.

Die gesamte installierte Leistung beträgt 31 GW. Dividiert man die erzeugte Energie durch die vorhandene Leistung, so kommt man auf 1829 Volllaststunden. Von den 685 installierten Kraftwerken gibt es 114 Laufwasserkraftwerke. Im Folgenden werden die 96 größten Wasserkraftwerke des Landes von 2016 dargestellt. Wie man sieht, befinden sich die größten installierten Kapazitäten im N, O und SO.

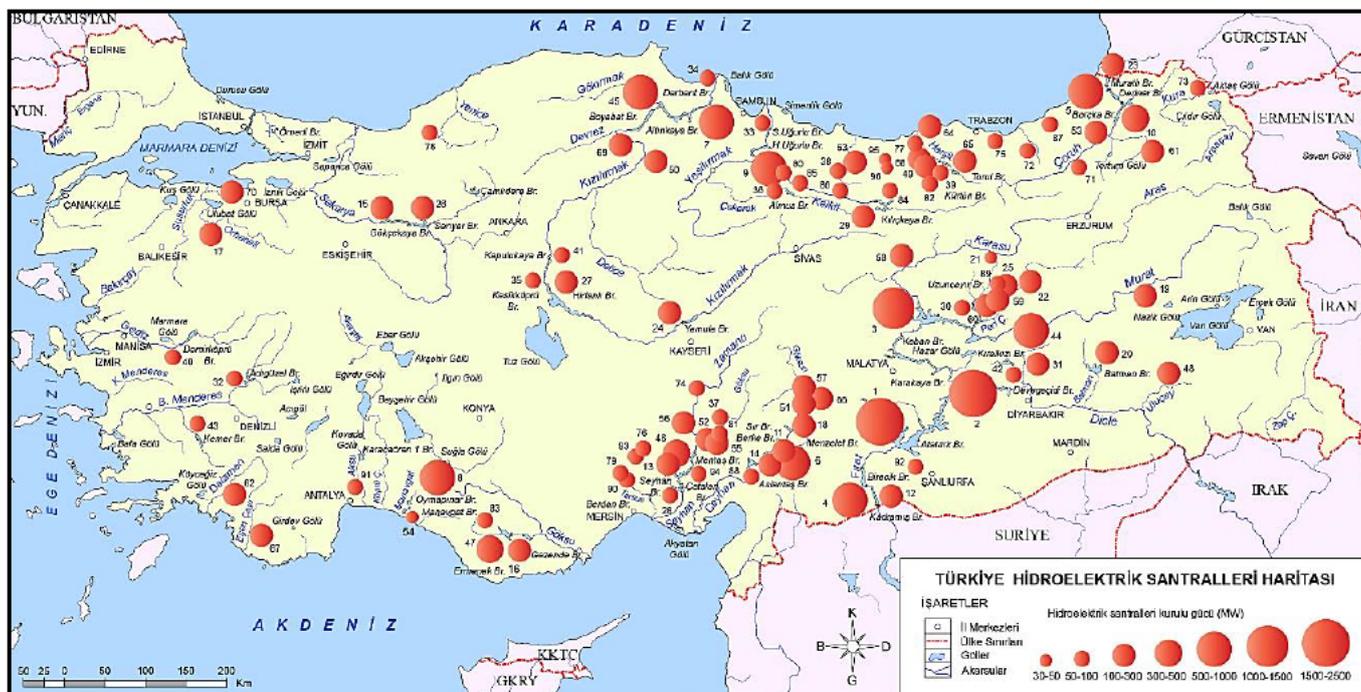


Abbildung 42: Verteilung der installierten Wasserkraft [MW] [16]

Das Rohpotenzial der Wasserkraft liegt bei ca. 440 TWh/a, das zuletzt 1987 mittels zweier detaillierter Magisterthesen durch Anwendung der Fallhöhe-Abfluss-Methode ermittelt wurde. [32] [33] Das technisch erreichbare Wasserkraftpotenzial liegt im Allgemeinen bei etwa der Hälfte des Rohpotenzials, also bei 220 TWh/a, unter Berücksichtigung von Verlusten nutzbarer Fallhöhen und Abflüsse sowie hinsichtlich mechanischer und elektrischer Umwandlungen. Dividiert man diesen Wert durch 1829 Volllaststunden, die im Vorfeld für den augenblicklichen Zustand berechnet wurden, so kommt man auf eine installierte Leistung von 120 GW. Zusätzlich muss, wie bei Biogas, eine Reserveleistung installiert werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten, die bei der Wasserkraft bei 60 GW liegen muss.

Die Wasserkraft hat Vor- und Nachteile, wie im Folgenden gegenübergestellt wird.

Vorteile	Nachteile
Keine CO <sub>2</sub> – Emissionen im Betrieb	Ökologische Veränderungen eintreten
Hochwasserschutz	Umsiedlung von Anwohnern
Schiffbarkeit und wirtschaftliche Nutzung der Wasserflächen	Erdbeben könnten durch den Bau ausgelöst werden
Gute Regelbarkeit der erzeugten Energie	Verlust von Erholungsräumen
Erneuerbare Energieform mit hohem Wirkungsgrad	Unterbindung von Überschwemmungen von Freiflächen
	Eingriff in den Grundwasserhaushalt

*Tabelle 8: Vor- und Nachteile Wasserkraft*

Auch wenn die Nachteile schwerwiegend sind, muss die Nutzung der Wasserkraft in der Türkei uneingeschränkt befürwortet werden. Schäden am Klima, wie sie durch Errichtung von Kern-, Gas- oder Kohlekraftwerken entstehen, kommen bei Wasserkraftwerken nicht zu Stande. Im Hinblick auf die Klimaziele des Pariser Klimaabkommens und auch im Hinblick auf das öffentliche Interesse, ist der Bau von Wasserkraftwerken ebenfalls zu befürworten. Allerdings sollte großer Wert auf eine ökologische Optimierung von Wasserkraftwerken gelegt werden, um die Fischfauna in den betreffenden Gebieten nicht zu gefährden. Erreichbar ist das durch:

- Fischtreppe
- Bypass-Systeme
- VLH-Turbine (Very-Low-Head Turbine)
- Wasserkraftschnecke
- Schachtkraftwerke

Wasserkraftwerke mit einer Talsperre sollten, wenn möglich bereits an der Quelle des Flusses errichtet werden. Im Verlauf des Flusses ist es angebracht Laufwasserkraftwerke zu verwenden. [34]

### 3.6 Potenzial der Geothermie

Spricht man in Europa von den größten Vorkommen geothermischer Energie, dann muss man mit an erster Stelle die Türkei nennen. Das technische Potenzial für Geothermie wird mit 31500 MW<sub>th</sub> zur Wärmeerzeugung und mit 2000 MW<sub>el</sub> zur Stromerzeugung angegeben [35]. Multipliziert mit einer realistischen Arbeitsstundenzahl eines BHKWs von 8300 Stunden, ergibt sich eine Energiemenge von 16,6 TWh. In der herangezogenen Studie wurde lediglich bodennahe Geothermie betrachtet. [35]

Die folgende zweiteilige Abbildung 43 betrachtet Temperaturen in Tiefen zwischen 500 und 1000 Metern. Dabei können an manchen Standorten Temperaturen von über 250°C erreicht werden. Die höchsten Temperaturen treten im Westen auf. Diese Temperaturen in so einer geringen Tiefe sind sehr selten.

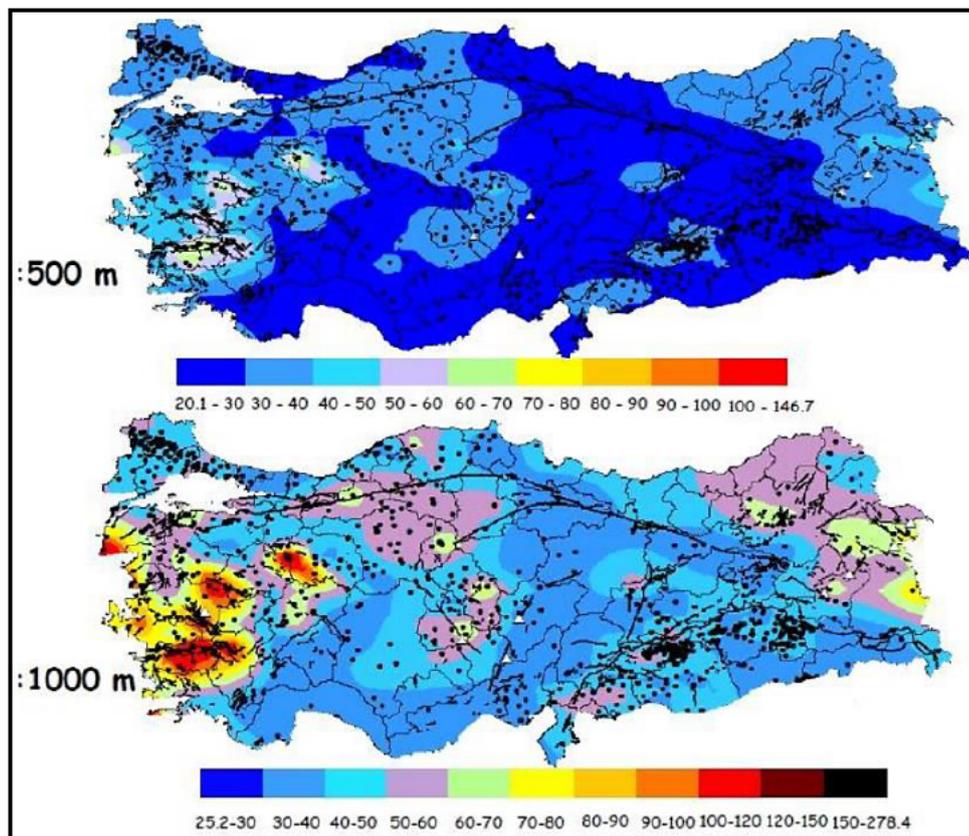


Abbildung 43: Vorhandene Temperaturniveaus [°C] in 500m bzw. 1000m Tiefe [35]

Auch wenn das Potenzial Geothermie in der Türkei sehr groß ist, sprechen viele Faktoren gegen die Nutzung. Der Eingriff in die Umwelt ist sehr groß und Auswirkungen auf sie sind nicht genügend erforscht. Die Projekte, die bisher in der Türkei umgesetzt wurden, haben eine Vielzahl an Problemen mit sich gebracht. Die Eingriffe verursachten [36]:

- Hoher Geräuschpegel
- Verschmutzung der Böden durch Schwermetalle und Salze
- Absterben der Flora und Fauna
- Unfälle an Bohrungen
- Luftverschmutzung durch den Ausstoß von CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, He, Ni, Cd, Cu, Zn und As
- Saurer Regen durch SO<sub>2</sub>
- Verschmutzung des Grundwassers (Trinkwasser) durch verschiedene Salze und Bor (B)

Ursachen dieser Verschmutzungen sind das offene Geothermie -Verfahren durch Anwendung des Hard-Dry-Rock-Verfahrens (HDR) und der Verdampfung des aus dem Erdinnern kommenden Wassers. Mit dem Verfahren ist es möglich, in kurzer Zeit viel Energie und damit Erträge zu generieren. Nachhaltig ist diese Technologie jedoch nicht.

Als Lösung käme in Frage die Umsetzung der Geothermie durch tiefe Erdwärmesonden [38]. Diese Technologie hat Vor- und Nachteile, die tabellarisch gegenübergestellt werden.

Vorteile	Nachteile
Klimaneutralität	geringe Leistung
Umweltfreundlich (Grundwasser)	Abhängigkeit der Wärmeübertragung vom Material des Untergrundes
Autark	Angriffsfläche des Bohrkopfes
Geschlossener Kreislauf	Hohe Anzahl von Bohrungen
Kompakt	Hohe Investitionskosten

*Tabelle 9: Vor- und Nachteile der Erdwärmesonden*

Außerdem kann sie an fast jedem Standort installiert werden, da es nicht abhängig von Aquifer (Grundwasserleiter) und sehr kompakt ist. Damit Geothermie umweltfreundlich wird, ist die Umsetzung zu regulieren. Priorität muss in der Umweltverträglichkeit und nicht in der Wirtschaftlichkeit liegen. Das geschieht z.Z. nicht und deshalb wird diese Art der Erneuerbaren Energie nicht weiter betrachtet.

### **3.7 Potenzial der Speicher**

Das Speichern elektrischer Energie ist für den Einstieg in das bevorstehende „Zeitalter“ der Energiewende, aufgrund der Volatilität der Sonnen-, und Windenergie unabdingbar. Dazu sind große Speicherkapazitäten notwendig. Es gibt verschiedene Speichertechnologien, die verwendet werden könnten. Augenblicklich wird in diesem Sektor viel geforscht. Welche Technologie sich durchsetzen wird ist nicht absehbar, deshalb wird in diesem Kapitel das Potenzial der erprobten und seit Jahrzehnten verwendeten Technologien analysiert.

Seit mehr als 150 Jahren wird die Pumpspeichertechnologie angewandt und ist ständig weiterentwickelt worden. Das führte dazu, dass sie eine recht ausgereifte Technologie geworden ist. Hervorzuheben ist der sehr effektive Gesamtwirkungsgrad von 75 bis 80 %. Hinzu kommt ihre ideale Eignung für den Ausgleich von Schwankungen in der Energieversorgung. Die Speicheranlagen können schnell in Betrieb gehen und mit der Regulierung des Wasserstroms kann die produzierte Energie vorteilhaft geregelt werden. Nachteile treten allerdings mit dem erhöhten Eingriff in die Natur auf. Das Errichten von Ober- und Unterbecken benötigt viel Platz kostbarer Natur. Deshalb ist bei der Suche nach geeigneten Standorten höchste Prämisse, die der Umweltverträglichkeit. Das Potenzial der Pumpspeicherung ist enorm, da es, schon mehrfach erwähnt, viele Meere, Seen und Flüsse gibt. Die Gebirge sorgen außerdem dafür, dass die Landschaft geprägt wird durch ein Profil mit hohem Gefälle. Bemerkenswert ist, dass es kein einziges PSW im Land gibt. Tatsache ist, es gibt auch dazu keine Forschungsergebnisse. Was zur Folge hat, dass es auch kein errechnetes Potenzial für Pumpspeicherung geben kann. Die Analyse dieser Technologie ist „Neuland“ und fordert eindringlich eine Veränderung.

Um die Umweltverträglichkeit so hoch wie möglich zu halten, wurden Meere, Seen und Talsperren analysiert. Es kommen auf Anhieb mehrere dutzend Standorte in Frage. Wegen der großen Anzahl wurden lediglich die neun größten eingehender untersucht, die in Kapitel 4..... näher dargestellt werden.

## 4 Prognose, Planung und Realisierung

Im Folgenden werden Prognosen über den Energieverbrauch und der installierten Kapazität gemacht. Anschließend werden Projekte geplant und dann zum Schluss Gantt-Diagramme zu erstellt.

### 4.1 Prognose der Energieverbräuche und der Kapazitäten

Das DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) hat im Rahmen des Desertec-Projektes eine Prognose für den Energieverbrauch der Türkei bis 2050 erstellt.

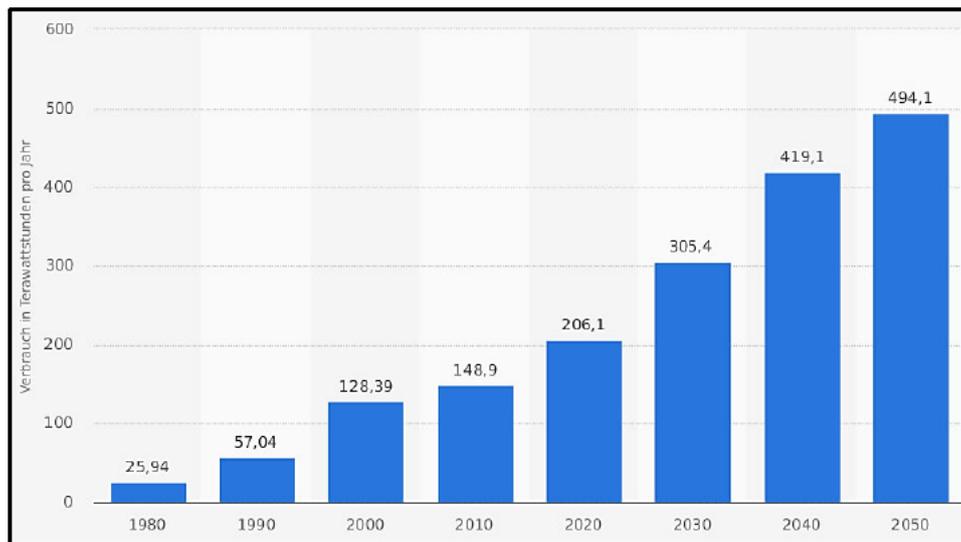


Abbildung 44: Prognose im Rahmen des Desertec-Projekts zum Stromverbrauch der Türkei bis zum Jahr 2050 [TWh/a] [41]

Die 2006 veröffentlichte Prognose basiert auf erfassten Daten zwischen 1980 und 2002. Die Abbildung 44 macht deutlich, dass die Prognose den tatsächlichen Verbrauch für 2010 und 2020 um Weiten unterschreitet. Auf der Grundlage der Informationen der TEİAŞ wird eine eigene Prognose erstellt.

### 4.1.1 Analyse von Einflussfaktoren auf den Energiesektor

Dem Datenpaket des türkischen Energieministeriums ist zu entnehmen, dass die Energieproduktion in den letzten vier Jahren stagnierte. Begründet wird das u.a. mit der Währungs- und Schuldenkrise seit 2017. Sie sorgte dafür, dass Investitionen im Bereich Energie gesenkt, die Produktion heruntergefahren bzw. verlegt wurde. In den Jahren 2014 bis 2017 erhöhte sich die Produktion im Durchschnitt um 5,37 %, in den darauffolgenden Jahren nur um 0,03 %.

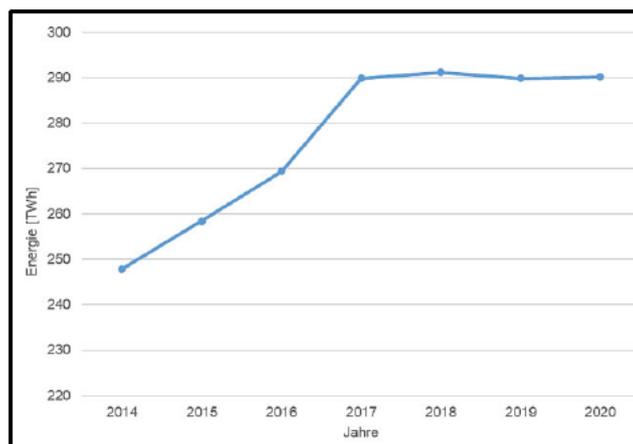


Abbildung 45: Jährliche Energieproduktion [TWh] [1]

Mit diesen Werten ist es unmöglich, aussagekräftig bezüglich einer Prognose zu werden, da keine Tendenz zu erkennen ist. Dafür wären Daten nötig, die über einen längeren Zeitraum erfasst werden. Dem vom TEİAŞ erstellten Diagramm sind Informationen entnommen, die Angaben über die Energieproduktion und ihre Zusammensetzung von 1970 bis 2019 machen.

Es wird festgestellt, dass die Energieproduktion in bestimmten Abständen rückläufig ist bzw. nur geringfügig zunimmt. Abgesehen von den Unterbrechungen steigt die Produktion annähernd linear. Dabei fällt auf, dass im Durchschnitt alle 7,5 Jahre die Energie sinkt bzw. stagniert. Das ist in den kommenden Abschnitten zu analysieren.

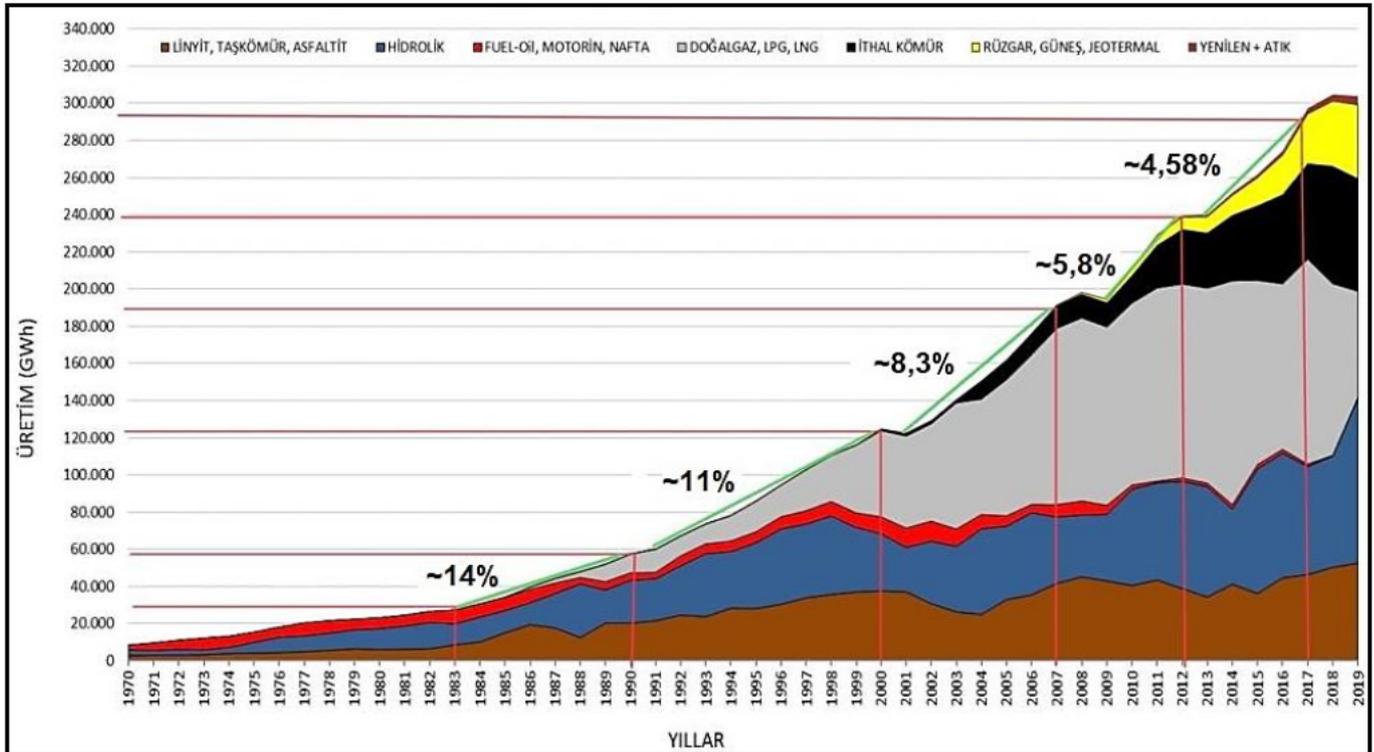


Abbildung 46: Energieproduktion nach Ressourcenquellen und deren Veränderung von 1970-2019 [GWh] [9]

Im Durchschnitt bleiben diese Ereignisse vier Jahre lang bestehen und wirken sich natürlich auf den Energiemarkt aus. Durchschnittlich ist die Energie im Zeitraum von 1970 bis 2019 um 8,7% gestiegen. Weiter ist zu erkennen, dass die durchschnittlichen Anstiege pro Jahr der Energieproduktion nach den Stagnationen sehr hoch sind. Im ersten Abschnitt liegt der Anstieg bei ca. 14 %. In den beiden folgenden fällt er niedriger aus. Es wird vermutet, dass Geschehnisse monumentaler Art aufgetreten sind, die einen Einfluss im Energieverbrauch hinterließen, die in die Geschichte der Türkei eingegangen sind. Im Folgenden wird ein Zeitstrahl erstellt und die Ereignisse, die einen Einfluss auf die Energieproduktion haben könnten, werden gedeutet.

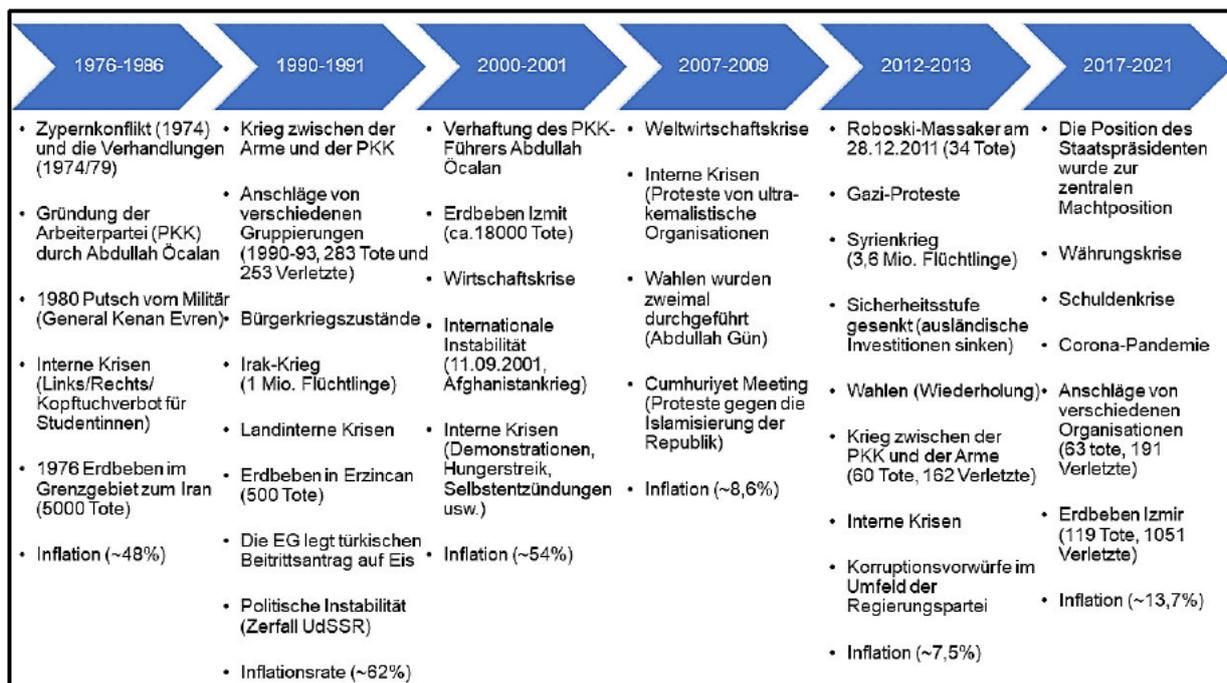


Abbildung 47: Zeitstrahl über die Geschehnisse in den Stagnationsphasen [42] [43] [44] [45]

In den genannten, auffälligen Jahren haben viele geschichtliche Ereignisse gleichzeitig stattgefunden, die Einfluss auf die Energieproduktion nahmen. Sie können in dieser Arbeit nicht näher analysiert werden. Dennoch müssen einige Fakten angesprochen werden, da es monumentale Ereignisse sind. Sie treten immer wieder auf und treffen die Türkei in vielen Sektoren sehr schwer. Einige der Geschehnisse sind selbstverschuldet, andere dagegen nicht. In fast all den Zeiträumen fanden Erdbeben statt. Sie sind in dem Land etwas ganz Normales, da jeden Monat tausende, auf alle Provinzen verteilt, auftreten. Sie erreichen meist Stärken bis zu 4,0 der Richterskala. Beben dieser geringen Stärke sind kaum zu spüren. Grund für die Erdbeben sind die vielen Verwerfungszonen um die Anatolische Platte (Türkei, Zypern und Teil von Griechenland). Sie ist eine kleine Kontinentalplatte, die zwischen der nordwärts driftenden Arabischen und der Eurasischen Platte nach Westen verschoben wird. Dadurch entstehen sowohl an der Nord-, als auch an der Ostanatolischen Verwerfungen und Spannungen, die sich zeitlich irgendwann in schweren Erdbeben entladen. Einige sind aber so stark, dass sie ganze Städte dem Erdboden gleich machen können, wie z.B. das von 1999 in Izmir. Die Beben verursachen enorme Schäden an Straßen, Stromtrassen, Brücken, Pipelines, Gebäuden usw., die der Staat wieder in Stand setzen bzw. neu bauen muss. Deshalb üben, die kaum positiv zu beeinflussenden Erdbeben, einen erheblichen Einfluss auf die Energieproduktion des Landes aus.

Bekannt und ersichtlich ist auch, dass die Inflation in der Türkei schon immer relativ hoch war, was dafür sorgte, dass u.a. die Schulden des Landes in die Höhe katapultierten. Der Kampf gegen den Terror zieht sich besonders durch die letzten 50 Jahre. Er kostete nicht nur viele Menschenleben, sondern auch Ressourcen. Zusätzlich gab es in den Jahrzehnten immer wieder politische Anschläge, die Schäden verursachten. Bekannterweise war die Türkei seit den 70'er Jahren an vielen militärischen Aktionen beteiligt, wie z.B. im Irak, Zypern, Afghanistan, Syrien usw. Ein militärischer Putsch und ein Putschversuch kennzeichnen die betrachteten Jahre. Diese kriegerischen Handlungen kosten der Regierung, dem Staat viel Geld. Um den Zusammenhang zwischen den militärischen Ausgaben und der Energieproduktion zu zeigen, werden im folgenden Diagramm Zeiträume markiert, in denen die Produktion nicht mehr zunahm. In der Abbildung 48 sind die Verteidigungsausgaben der Türkei seit 1960 an dem jährlichen BIP dargestellt. Es fällt auf, dass außerhalb der angegebenen Zeiträume die Verteidigungsausgaben des Staates rasant steigen. Anschließend sinken sie, um dann wieder zum nächsten Zeitraum zu steigen. Es zeigt sich zwischen den Verteidigungsausgaben und dem Verlauf der Energieproduktion ein deutlicher Zusammenhang.

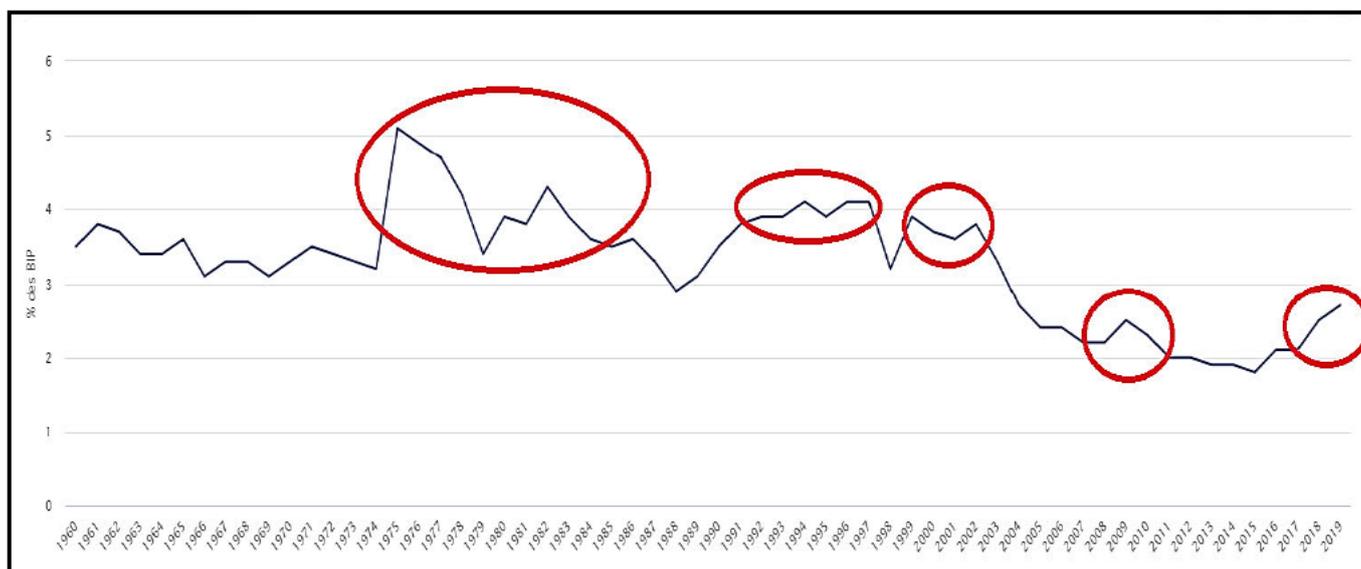


Abbildung 48: Militärausgaben im Verhältnis zum BIP des Landes [%] [46]

Die Energieproduktion ist auch abhängig von der Bevölkerungsdichte des Landes. Das türkische Stromnetz ist nahezu umfassend ausgebaut. In der folgenden Abbildung 49 spiegelt sich das lineare Wachsen der türkischen Gesamtbevölkerung von 1980 bis 2020 wider. Zusätzlich wird eine Prognose für die Jahre bis 2026 gemacht. Im Gegensatz zu den europäischen Ländern, wie Deutschland, Italien, Portugal oder Österreich stagniert

die Bevölkerungszahl in der Türkei nicht. Mit der Prognose kann berechtigt gesagt werden, dass die Energieproduktion nicht stagnieren oder fallen wird, sondern ebenfalls im Steigen begriffen ist.

Durch die aufgeführten Geschehnisse entstanden enorme Investitionen, die dem Haushalt des Staates fehlten, um Investitionen in anderen Bereichen einzusetzen. Sehr oft wurden deshalb auch Projekte im Bereich Energie schon in der Planung auf Eis gelegt oder kamen erst gar nicht aus der Planungsphase heraus.

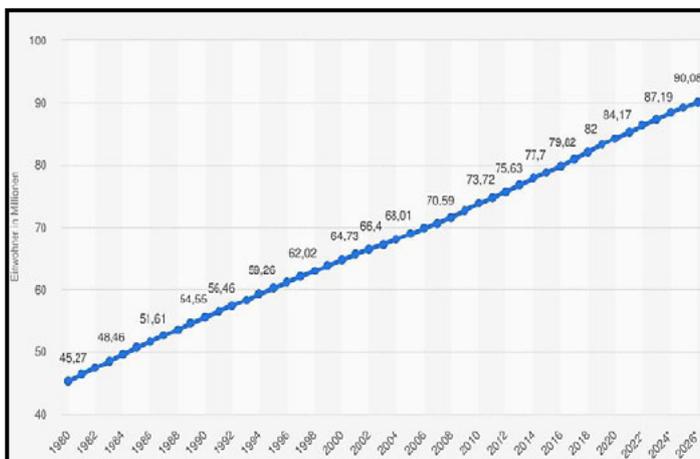


Abbildung 49: Gesamtbevölkerung von 1980 bis 2020 und Prognose bis 2026 [47]

#### 4.1.2 Analyse künftiger politischer Geschehnisse

Wie schon erwähnt, ist es wichtig, so viele Fakten wie möglich zu kennen, um möglichst genau prognostizieren zu können. Die Indizien sprechen dafür, dass die Energieproduktion in den kommenden Jahren weiter steigen wird.

Der politische Konflikt mit der PKK wird sich nicht beheben lassen, da keine der beiden Fronten gewillt ist, aufeinander zuzugehen. Im Gegenteil, die Auseinandersetzungen werden ständig heftiger, was zur Folge hat, dass immer mehr Menschen unter diesem landesinternen, völlig unnötigen „Krieg“ leiden.

Die türkische Armee ist nicht nur im eigenen Land aktiv, sondern beteiligt sich häufiger an Kriegen in anderen Ländern, vor allem in den Nachbarländern. Unwidersprochen kann gesagt werden, dass die Militärausgaben in Zukunft ebenfalls steigen werden.

Die Türkei ist wie kein anderes Land in Europa von Erdbeben betroffen. Abgesehen von den tausenden kleinen bis mittleren Beben, die schon fast zum täglichen Leben eines Türken gehören, kündigt sich für die kommenden Jahre ein sehr starkes Erdbeben an. Es soll sein Epizentrum im Marmarameer bzw. um Istanbul haben. Nach Schätzungen von Experten wird dieses Beben ungefähr genauso stark wie das von Izmir des Jahres

1999 sein und voraussichtlich mit einer Stärke zwischen 7,2 und 7,6 der Richterskala auftreten. Die Experten kommen zu dieser Erkenntnis, da seit Jahrzehnten im Durchschnitt alle 20 Jahre ein dokumentiertes, starkes Erdbeben stattgefunden hat.

In Zusammenarbeit deutscher und türkischer Wissenschaftler sind mehrere hundert Sensoren entlang der „Marmara Verwerfung“ installiert worden, die die Krümmung und Spannung der Erdkruste messen. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse aus den Daten der Sensoren sind eindeutig. An der Verwerfungszone hat sich sehr viel Energie gestaut. Diese wird sich in den kommenden Jahren entladen.

Die Ausgangssituation hat sich seit 1999 nur minimal verändert. Ein System, das kurzzeitige Vorhersage macht, wie bereits in Japan und Mexiko, gibt es hier zu Lande nicht. Der überwiegende Teil aller Gebäude ist einem Erdbeben vorhergesagter Stärke nicht gewachsen. Es werden mit hoher Wahrscheinlichkeit bei der Katastrophe viele Menschen sterben und Gebäude und infrastrukturelle Objekte zerstört. Das bedeutet, dass sehr hohe Ausgaben nach den schrecklichen Ereignissen auf den türkischen Staat und seine Regierung zukommen werden.

Ergänzend kann bemerkt werden, dass durch die Währungs- und Schuldenkrise, die Währung immer mehr an Wert verliert und die Schulden des Landes dadurch erheblich anwachsen. Der Leitzins der Bundesdruckerei hielt Jahre lang die Zinsen niedrig, um das Wirtschaftswachstum nicht aufzuhalten (Zweischneidiges Schwert). Es kann zurecht behauptet werden, dass die Inflationsrate in den kommenden Jahren zunehmen wird.

Auszugehen ist davon, dass bis 2050 die Stromifizierung von Fahrzeugen, Industrie und privaten Haushalten steigen wird. Welchen Einfluss in der Türkei das für 2023 geplante zu produzierende Elektroauto auf diesen Prozess nehmen wird, bleibt abzuwarten.

Von einem allgemeinen, ständigen Ansteigen der Jahresmitteltemperaturen sind natürlich türkische Provinzen nicht ausgeschlossen. Die Folge wird sein, dass es auch hier vermehrt Hitzeperioden mit anschließenden Dürren geben wird. Die klimatischen Ereignisse wirken sich auf die Lebensweise der Bevölkerung aus und beeinflussen in starkem Maße besonders die Landwirtschaft. Es werden mehr und mehr Menschen sich in klimatisierten Räumen aufhalten müssen, um der Hitze in den Sommermonaten zu entgehen.

Sehr viel mehr als bisher muss bewässert werden. Studien verdeutlichen, dass viele Regionen bis 2050 in den Sommermonaten die Grenze von 50 °C überschreiten werden. Bei den Temperaturen in Verbindung mit einer hohen Luftfeuchtigkeit wird die Kühlgrenztemperatur des menschlichen Körpers schnell überschritten. Diese klimatischen Gegebenheiten, die durch den Menschen verursacht sind, würden das Leben stark beeinträchtigen. [39]

Die globale Veränderung des Klimas nimmt einen starken Einfluss auf viele Dinge des täglichen Lebens, so insbesondere auch auf den Energieverbrauch, der mit großer Wahrscheinlichkeit sich erheblich erhöhen wird.

Ein Großteil der Bevölkerung, vor allem die ältere Generation, und sogar Personen in politischen, verantwortungsvollen Ämtern, sehen die Natur als eine Ressource, die „ausgebeutet“ werden muss. Diesen Menschen fehlt Weitsicht, wie wichtig biologische Diversität ist. Die jüngere Generation dagegen erkennt, dass der Natur auch etwas zurückgegeben werden muss. Doch es wird noch Jahre dauern, bis die Natur in der gesamten Gesellschaft an Bedeutung gewinnt, wie es z. B. in den meisten europäischen Staaten schon der Fall ist.

### **4.1.3 Erstellung der Verbrauchsprognose bis 2050**

Zum Abschluss dieses Kapitels wird eine Prognose für den Energieverbrauch bis ins Zieljahr 2050 gemacht. Die Annahme wird mit dem Pariser Klimaabkommen begründet.

Wie im Kapitel 4.1.1 festgestellt und durch die Abbildung 46 mit dem Energieverbrauch und den gekennzeichneten Stagnationen belegt, fanden alle 7,5 Jahre eine Veränderung des Wachstumestates statt. Zusätzlich sind in der Abbildung 46 für die jeweiligen Phasen, die durchschnittlichen Anstiege dargestellt. Wenn davon ausgegangen wird, dass von 2021 bis 2050 auch alle 7,5 Jahre der Energieverbrauch stagnieren und vier Jahre anhalten wird, dann befindet sich die Türkei insgesamt 15,5 Jahre in einem Zustand der Stagnation.

Werden diese 15,5 Jahre von den 29 Jahren bis 2050 subtrahiert, so bleiben 13,5 Jahre, in denen der Energieverbrauch steigen wird. Wenn der Verbrauch in den vier Steigungsphasen, im Durchschnitt 8,7% betragen wird, dann liegt er im Jahr 2050 realistisch geschätzt bei beachtlichen 1690 TWh. Der tatsächliche Energieverbrauch kann im Jahr 2050 aufgrund von unvorhersehbaren Faktoren natürlich mehr oder weniger betragen. Dennoch gibt die Prognose eine ungefähre Richtung, mit welchem Wert im Zieljahr 2050 zu rechnen sein kann.

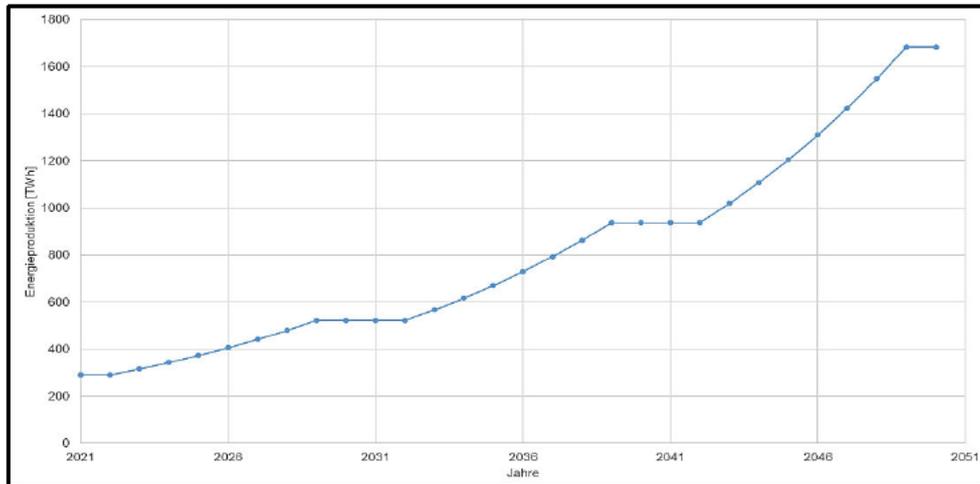


Abbildung 50: Prognose der Energieproduktion bis 2050 [TWh]

#### 4.1.4 Erstellung der Kapazitätsprognose bis 2050

Dem Datenpaket des türkischen Energieministeriums ist die aktuelle bereitstehende installierte Kapazität zu entnehmen. Dieser Wert ist kleiner als die tatsächlich installierte. Das könnte daran liegen, dass einige Energieressourcen volatil sind und nicht zu jeder Tageszeit ihre volle installierte Leistung bereitstellen können. Außerdem stehen viele Energieanlagen in Bereitschaft, zur Revision, im Umbau oder in Reparatur. D. h. die Anlagen sind zwar installiert, können aber nicht ins Netz einspeisen. Die bereits dargestellte Abbildung 45 zeigt die Regelleistung seit 2014. Sie ist im Durchschnitt um 2,59 % pro Jahr von 42,46 auf 60,56 GWh gestiegen. Um abzuschätzen, wieviel elektrische Kapazität wirklich installiert werden muss, ist es notwendig, nicht die bereitstehende Kapazität, sondern die tatsächlich installierte Kapazität zu wissen. Auch

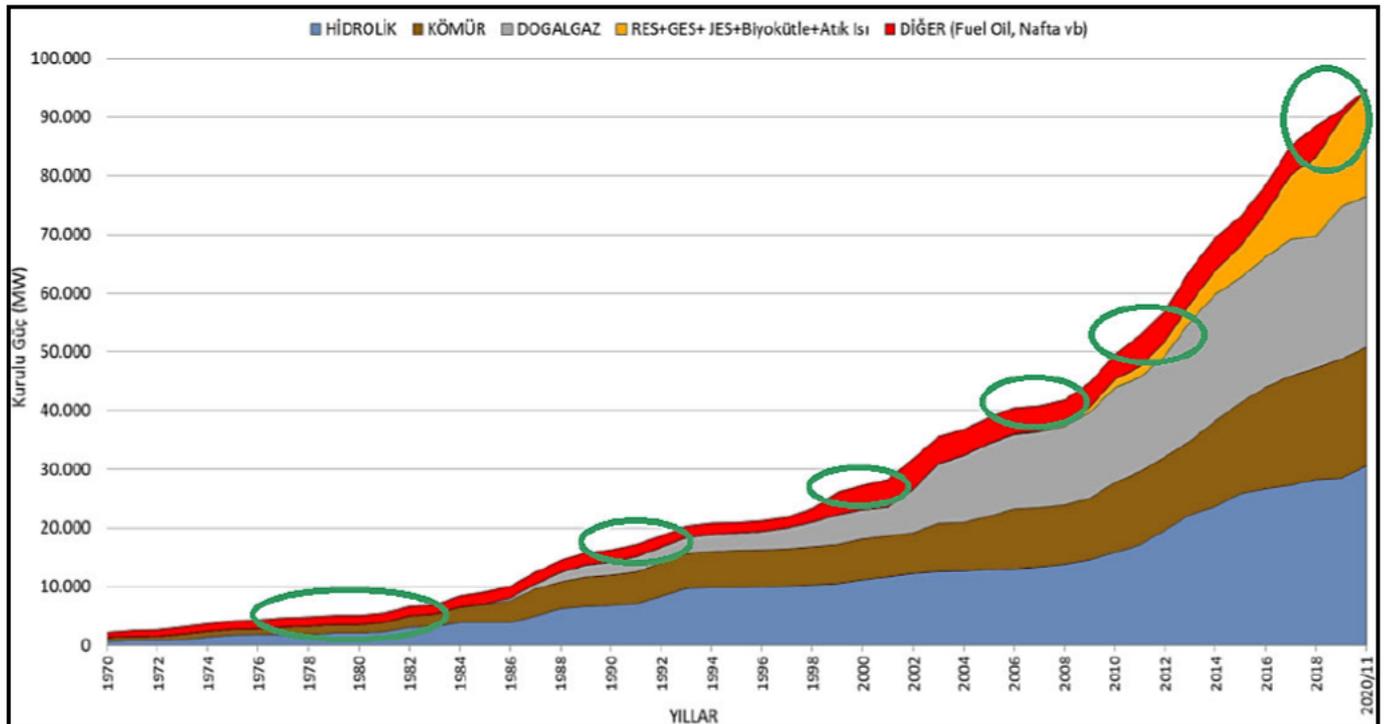


Abbildung 51: Installierte Leistung der Energieressourcen und deren Veränderung 1970 bis 2020 [MW] [9]

bei der installierten Kapazität werden von der TEİAŞ Informationen zur Verfügung gestellt, die der Abbildung 51 im Zeitraum von 1970 bis 2020 zu entnehmen sind.

Die Geschehnisse, die zur Stagnation des Energieverbrauchs geführt haben, wirken sich auch beim Ausbau installierter Kapazität aus. In den Zeiträumen 2011 bis 2013 und 2017 bis 2021 lässt die Darstellung geringe Stagnation erkennen. Das Stagnieren bei den Energieverbräuchen in den Zeiträumen war deutlicher ausgeprägt. Der Grund für den immer geringer werdenden Einfluss liegt an der Privatisierung des Energiemarktes, die seinen Anfang 2002 nahm. Mittlerweile wird mehr als 85 % der Energie von privaten Unternehmen erzeugt. [40]

Eine Privatisierung des Energiemarktes hat den Vorteil, dass der Haushalt für die Investition im Bereich Energie nicht von Budget des Staates, sondern von privaten Investoren abhängt. Nachteile ergeben sich auch, die aber nicht weiter genannt werden.

Da seit 2002 jedes Jahr mehr und mehr des Energiesektors der Türkei liberalisiert und privatisiert wird, kann man annehmen, dass diese Tendenz weiterhin steigen wird. Deshalb wird für die Prognose der Zeitraum ab 2002 als Datengrundlage gewählt. Daraus wurde ermittelt, dass die installierte Kapazität im Durchschnitt um 6,29 % gestiegen ist. Mit der Annahme, dass in Zukunft mit derselben Steigung ausgebaut wird, ist die folgende Abbildung 52 erstellt worden.

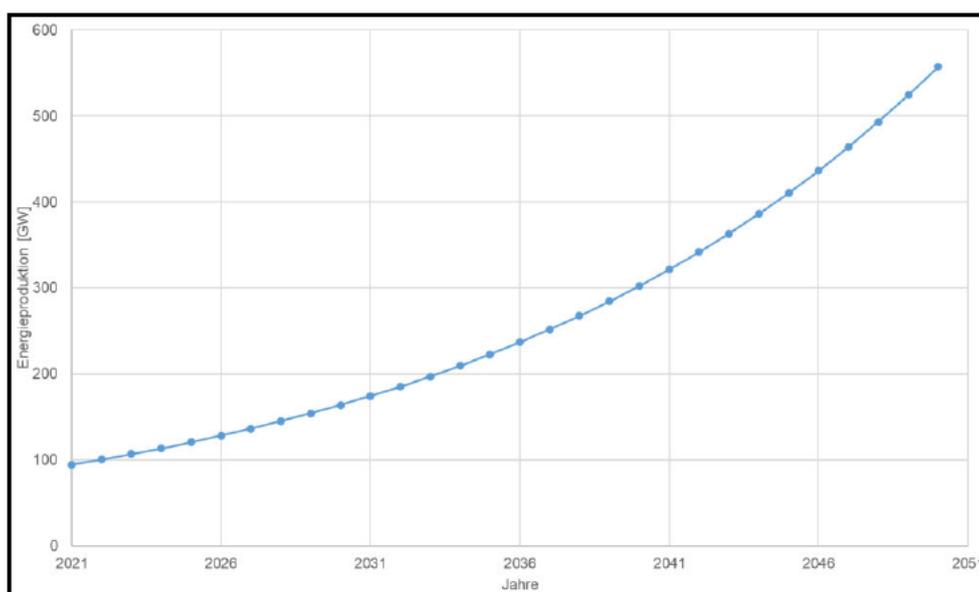


Abbildung 52: Prognose der installierten Kapazität [GW]

In der Abbildung 52 sind nicht wie in der Energieverbrauchsprognose Stagnationszeiträume aufgrund von Krisen eingeplant. Denn ohne die Analyse der Investitionsbereitschaft von privaten Investoren in dem Energiesektor ist es sehr schwierig, brauchbare Prognosen zu erstellen. So begründet, ergibt sich eine prognostizierte installierte Kapazität von 557 GW.

## 4.2 Planung

Für welche Technologien der Energieproduktion entschieden wurde, beinhaltet dieser Abschnitt. Die Grundlage dafür ist Kapitel 3. Anschließend werden Projekte geplant, die den Energieverbrauch von 2050 mit 1690 TWh decken sollen. Im letzten Abschnitt dieses Kapitels geht es um die Planung der Energiewende in der Türkei.

Es kann nicht jede Energiequelle in der Planung, vor allem aus Zeitmangel, berücksichtigt werden. Detaillierte Recherchen, Planung und Simulation beanspruchen viel Zeit. Außerdem verursachen Bau bzw. Betrieb einiger Technologien große Eingriffe in die Natur, die nicht verhältnismäßig sind. Diese Systeme sind vor allem Anlagen der Geothermie (HDR), der Müllverbrennung (MVA) und der Pyrolyse. Außerdem wird im Weiteren die Solarthermie nicht berücksichtigt, da die Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen EE sehr hoch sind. [41]

Die ausgiebige Recherche im Kapitel 3 war die Grundlage für die Entscheidung, Biogas, Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Pumpspeicherung als Technologien anzuwenden, um bis 2050 die Energiewende in der Türkei zu planen. Dazu werden im Folgenden einzelne Projekte detailliert geplant und der potenziell mögliche Energieertrag ermittelt.

Technologien, die nicht geplant aber durch ihre Weiterentwicklung zwingend notwendig für die Gesellschaft sind Power-to-Gas Technologie und die Batteriespeicherung. Einige Sektoren müssen diese Technologien verwenden, um ihren „CO<sub>2</sub>-Fußabdruck“ zu minimieren. Dazu zählen z.B. die Verkehrsinfrastruktur, die Chemieindustrie, die Eisen- und Energieproduktion.

Bei der Bestimmung, wie groß die jeweiligen Anteile an den EE sein sollen, muss die Prämisse bei der Netzstabilität liegen. Dazu werden in erster Linie der Ausbau der deterministischen Erzeuger, wie Wasserkraft und Biogas an ihre technisch machbare Grenze gebracht. Das muss gemacht werden, um der Volatilität von Windkraft und Sonnenenergie entgegenwirken und einen großen Teil der Grundlast im Stromnetz zu decken. Zusätzlich müssen Kurz- Mittel und Langzeitspeicher installiert werden, um Schwankungen im Netz zu stabilisieren. Der Energieverbrauch des Landes spielt bei der Bestimmung der Verhältnisse eine untergeordnete Rolle. Natürlich muss dieser durch die Erzeuger gedeckt werden, aber wenn die gesamten Anlagen nicht die geforderte Netzleistung erreichen, ist das Resultat ein Netzkollaps.

Die maximale Netzleistung wird 2050 bei 557 GW liegen. Wasserkraft hat ein wirtschaftliches Potenzial von 200 GW, Biogas von 26 GW.

Übrig bleiben 331 GW, die ohne Schwierigkeiten von der Sonnen- und Windenergie gedeckt werden können. Bei diesen Erzeugern besteht nicht das Problem, die geforderte Energiemenge zu erzeugen, sondern bei Vollast die nötige Leistung zur Verfügung zu stellen und das am besten zur richtigen Zeit. Deshalb sind Speicher zu installieren die dieses gewährleisten. Ob diese Potenziale auch realistisch umsetzbar sind, wird im Folgenden untersucht.

#### **4.2.1 Planung der Windkraft**

Kapitel 3.2 verdeutlichte das Windpotenzial mit einem enormen Untersuchungsergebnis. Zunächst werden mithilfe des Global-Wind-Atlas (GWA) mehrere geeignete Standorte bestimmt. Anschließend wird aus einer vielseitig einsetzbaren WEA-Plattform eine WEA gewählt, die an verschiedenen geografischen Standorten einsetzbar ist. Mit ihr werden die Energieerträge der Standorte bestimmt. Das Ergebnis sind dann mehrere Windparks, die einen großen Teil der Energie im Zielsetzungsjahr 2050 erzeugen werden.

Aufgrund der geo- und orographischen Gegebenheiten des Landes gibt es für Windkraft logischerweise eine Vielzahl geeigneter Standorte. Viele dieser liegen in Bergregionen. Dazu sind in der Abbildung 53 mehrere Bergzüge zu erkennen mit erhöhten mittleren Windgeschwindigkeiten. Im Norden liegende Landschaften werden vom Pontischen- und im Süden vom Taurus Gebirgszug geprägt. Sie kommen für das weitere Auswahlverfahren nicht in Frage. Die Entscheidung gegen diese Standorte ist mit zwei Gründen erklärbar. Die Installation einer WEA ist in Berglandschaften wesentlich schwieriger zu realisieren als in einer flachen Ebene. Zum Zweiten liegt das Hauptmerkmal dieser Arbeit auf der Planung von großen Windparks und nicht an einer einzelnen WEA. Es werden also nur große Hoch- bzw. Tiefebene und Offshore-Standorte betrachtet. Die folgende Abbildung 53 stellt die potenziell erfolgversprechendsten und größten Flächen des Landes mit großem Windpotenzial dar.

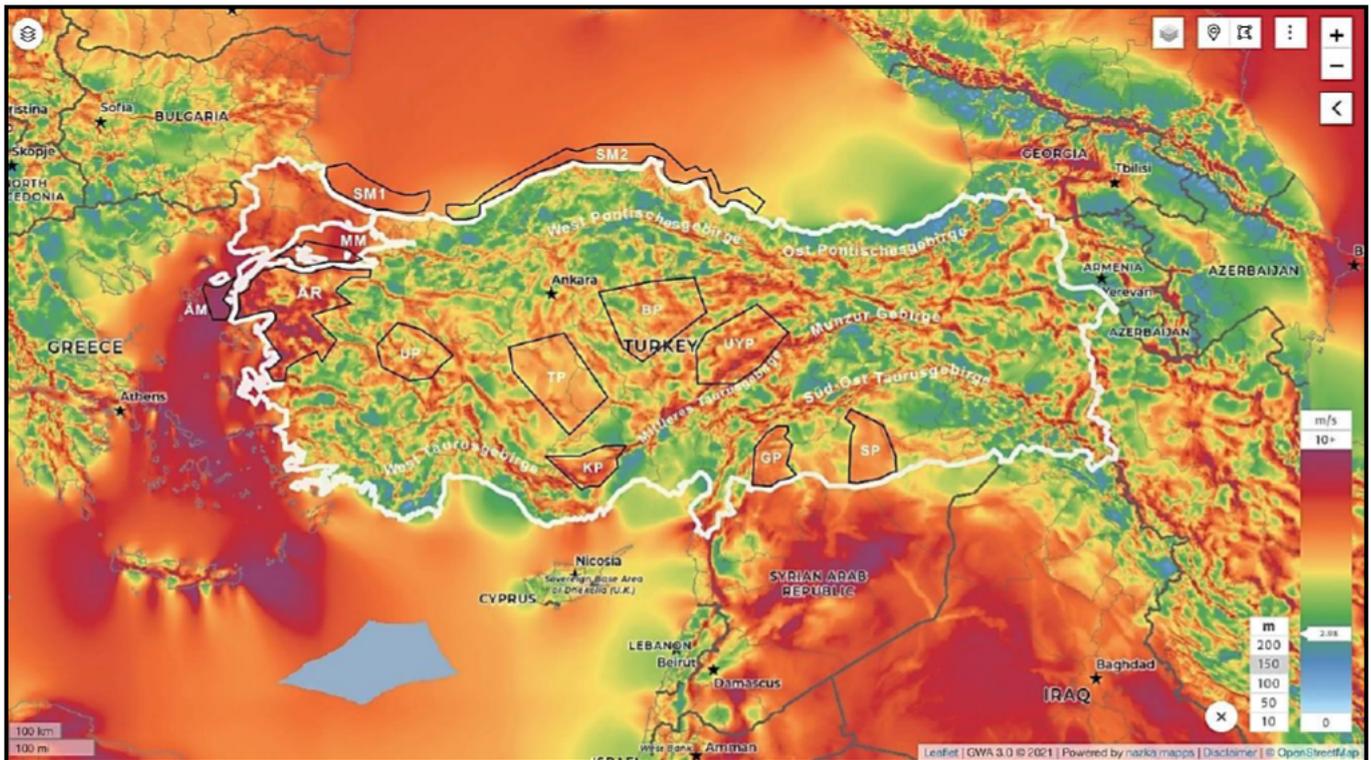


Abbildung 53: Mittlere Windgeschwindigkeit und die Potenziellen WP Standorte [m/s] [12]

Zu erkennen ist, dass es viele potenzielle Standorte gibt, mit sehr großen Flächen. Diese sind in den Regionen: NW, Zentraltürkei und SO zu finden. In dieser Tabelle 10 sind die schon im Vorfeld in der Landkarte 53 eingezeichneten Gebiete aufgelistet.

Gebiete	Abk.	A [km <sup>2</sup> ]	V <sub>ave</sub> [m/s]	H/T [m]
Tuzlugöl Plateau	TP	18800	6,8	900-1050
Gaziantep Plateau	GP	6400	7,6	450-850
Şanlıurfa Plateau	SP	9580	6,4	450- 850
Uzun Yayla Plateau	UYP	4800	7,8	1200-1600
Bozok Plateau	BP	12050	7,5	900-1400
Karaman Plateau	KP	5450	8,9	1400-2400
Uşak Plateau	UP	9090	7,9	700-1400
Schwarzes Meer 1	SM1	4510	7,6	-95
Schwarzes Meer 2	SM2	5630	7,1	-130
Marmarameer	MM	4130	8,7	-70
Ägäische Meer	ÄM	2950	9,9	-100
Ägäisregion	ÄR	22176	9,8	0-1500
Insgesamt		105566	7,9	

Tabelle 10:Plateaus und große Regionen

Dazu gehören Informationen über Fläche, mittlere Windgeschwindigkeit und Höhe bzw. Tiefe über oder unter NN. Die dargestellten Plateaus und Offshore-Standorte, sind große

Ebenen, die mehr oder weniger geeignet sind für das Erstellen eines Windparks. Um das Gebiet mit der bestmöglichen Eignung festzulegen, wird eine FMEA (Fehlermöglichkeits- und -Einflussanalyse) durchgeführt. Eine detaillierte Analyse begründet dann die Entscheidung für ausgewählte Gebiete.

Außerdem werden nachfolgend einzelne Anforderungen beschrieben, die in der FEMA-Analyse zur Bewertung als Grundlage dienen. Um die FMEA-Analyse in diesem Kapitel darstellen zu können wurden die Beschriftungen abgekürzt und in der folgenden Tabelle 11 aufgelistet.

- Fläche (A)

Um möglichst viele WEA zu installieren, sind große Flächen erforderlich. Natürlich kann nicht die gesamte Fläche verwendet werden, dennoch ist die Größe des Standortes ein ausschlaggebender Faktor für eine geplante Energieproduktion.

- Mittlere Windgeschwindigkeit in 150 m Höhe ( $V_{ave}$ )

Die Windgeschwindigkeit geht in die Leistungsermittlung ein mit der dritten Potenz.

$$P = \frac{1}{2} * \pi * r^2 * v^3 * \rho * \eta$$

Deshalb ist die Wahl eines geeigneten Standortes mit einer hohen mittleren Windgeschwindigkeit wichtig und angebracht.

- Höhe/Tiefe über bzw. unter dem Meeresspiegel-Niveau (H/T)

Für Onshore-Standorte nimmt mit der Höhe über NN die Nennleistung ab. Eine Begründung ist physikalisch gegeben mit, Luftdruck und Luftdichte sind einander proportional, beide nehmen mit zunehmender Höhe ab. Die Luftdichte hingegen geht

Abk.	Bedeutung
AF	Anforderungen
G	Gebiete
A	Fläche [km <sup>2</sup> ]
Vave	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
H/T	Höhe oder Tiefe über oder unter NN [m]
B	Bewohnt
N	Nutzung
Z	Zugang
NA	Netzanschluss
ER	Erdbebenrisiko
EV	Empfindlichkeit (Vögel)
RW	Rix-Wert [m]
BG	Brandgefahr
TK	Technischer Wert x
TP	Tuzlugöl Plateau
GP	Gaziantep Plateau
SP	Şanlıurfa Plateau
UYP	Uzun Yayla Plateau
BP	Bozok Plateau
KP	Karaman Plateau
UP	Uşak Plateau
SM1	Schwarzes Meer 1
SM2	Schwarzes Meer 2
MM	Marmarameer
ÄM	Ägäische Meer
ÄR	Ägäisregion

Tabelle 11: Abkürzungstabelle für die FMEA Analyse

linear in die Leistung ein und sinkt bei steigender Höhe, dass der Formel ... zu entnehmen ist.

Bei sehr großen Höhen tritt an elektrischen Geräten zusätzlich ein Effekt auf, der im schlimmsten Fall dazu führen kann, dass die Geräte durch einen Durchschlag (Gleitfunken, Lichtbogen oder Funkenschlag) zerstört werden können. Das tritt ein, wenn die elektrische Feldstärke bzw. Spannung im Gerät so groß wird, dass der Isolationsstoff anfängt zu leiten. Ein Maß für die Isolationsfähigkeit von Werkstoffen ist ihre Durchschlagsfestigkeit [kV/mm]. Weitere Einflussfaktoren sind Lufttemperatur, Luftdruck, Luftfeuchte, Elektroden- und Spannungsform sowie Zeitdauer der Spannungseinwirkung. Die kritischsten Bauteile für einen solchen Fall sind Generatoren, Transformatoren, Netzteile und Bauteile mit hohen Betriebsspannungen. Um die Sicherheit gewährleisten zu können, müssen größere Abstände von Bauteilen gewählt oder andere Isolationsstoffe verwendet werden. [42]

In Höhenlagen kann es zu Komplikationen mit der Wärmeabfuhr in den WEA kommen. Die dünne Höhenluft führt nicht so viel Wärme ab wie Anlagen auf Meeresebene. Um aber die Abfuhr zu gewährleisten, müssen größere Kühlkörper installiert werden. Sollen die Anlagen auch ihre Funktion in höheren Lagen erfüllen, ist es unerlässlich, im Vorfeld schon mit den Herstellern in Kontakt zu treten. [43]

Die Meerestiefe ist wichtig für Offshore-Standorte. Bis zu einer Tiefe von 100 m unter NN ist eine Installation wirtschaftlich und statisch vertretbar. Unterhalb dieser Tiefe steigen die Investitionskosten für die Verankerung der Anlagen unverhältnismäßig. Außerdem greift eine Verankerungskonstruktion erheblich in das Schwingungsverhalten der Gesamtanlage ein. D.h. also, es ist eine maximale Tiefe von 100 m zu wählen, um die Investitionskosten und die Schwingfreudigkeit im Rahmen zu halten.

- Bevölkerungsdichte (B)

Für eine Windpark Standortfindung ist die Bevölkerungsdichte ein sehr wesentliches zu berücksichtigendes Merkmal. Umso geringer die Bevölkerungszahl ist, umso weniger müssen Abstände zu bewohnten Gebieten beachtet werden. Zusätzlich verursachen bewohnte Gebiete durch ihre Infrastruktur eine hohe Bodenrauigkeit und somit auch erhöhte Turbulenzintensität. Soll diese in einem vertretbaren Rahmen gehalten werden, muss ein gewisser Abstand zu bewohnten Gebieten beachtet und eingehalten werden.

- Nutzung (N)

Weiterhin muss bei der Findung für den Bau von WEA auch auf die künftige Nutzung berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich die Frage, inwieweit werden die Gebiete von der Landwirtschaft oder der Industrie beansprucht.

- Zugang zu den Parks über Straßen oder Seewege (Z)

Ein weiterer, nicht zu unterschätzender Faktor ist der Zugang zu den Parkanlagen, denn die Logistik ist stark davon abhängig. Transportwege sind kurz zu halten und Straßen müssen so ausgebaut sein, dass auch große Bauteile optimal transportiert werden können. In den letzten 20 Jahren wurden die Straßen in der Türkei systematisch erneuert und verbreitert, auf ein hohes Niveau gebracht. Bis auf den Südosten sind die meisten Provinzen sehr gut über Autobahnen erreichbar.

- Netzanschluss (NA)

Ein nahliegender Netzanschluss ist auch eine Grundvoraussetzung für das Errichten einer Windparkanlage. Die produzierte Energie sollte über kurze Übertragungswege direkt an den Verbraucher weitergeleitet werden. Nicht so wichtig bei den Anschlüssen ist die Kapazität oder Übertragungsleistung. Diese müssen nach dem Errichten eines so großen geplanten Bauobjekts sowieso angepasst bzw. auch erneuert werden.

- Erdbebenrisiko (ER)

Wie schon im Abschnitt 3.1 beschrieben, ist die Türkei ein Gebiet mit erheblichem Erdbebenrisiko. Mit dem Kartenmaterial aus Kapitel 3.1 kann entschieden werden, wie hoch ein solches Risiko ausfällt. Dennoch müssen alle geplanten WEA einer Standortsicherheit mit dem Hintergrund einer Erdbebensicherheit unterzogen werden.

- Empfindlichkeit der Um- und Tierwelt (EV)

Die Empfindlichkeit der Um- und Tierwelt, insbesondere der Vogelwelt bekommt bei der Entscheidungsfindung einen besonders hohen Stellenwert. Anhand der Karte von „Bird-Life“ werden für Vögel ihre Schutzgebiete, Rastplätze und Flugrouten berücksichtigt. Die Windparks werden zusätzlich mit einem Vogelschutzmanagementsystem ausgestattet, dass die ziehende Vogelwelt schützen soll. Durch das Land verläuft die Hauptroute der Zugvögel, die die östliche Flugroute

nehmen, um zwischen Europa und Afrika zu fliegen. Das Erhalten dieser Linie hat in der Bewertung einen der höchsten Stellenwerte und ist ausschlaggebend für geplante Bauvorhaben. Eine Installation stellt einen erheblichen Eingriff in die Natur dar. Die sich daraus ergebenden negativen Folgen müssen so gering wie möglich gehalten werden.

- RIX-Wert (RW)

RIX macht Aussagen zur Komplexität des Geländes. Entsprechende Werte werden Informationen des Kartenmaterials des „Global Wind Atlas“ entnommen. Besonders wichtig ist RIX auch für die Turbulenzintensität der WEA. Bei steigender Nabenhöhe und Windgeschwindigkeit nimmt dieser Faktor keinen nennenswerten Einfluss. Dennoch muss auch diesem Kriterium Beachtung geschenkt werden, da die meisten auftretenden Windgeschwindigkeiten schwach bis mittelstark sind.

- Brandgefahr, die stark von der bewaldeten Fläche abhängt (BG)

Wie aktuelle Brände zeigen, ist die Gefahr besonders im Sommer in den meisten Regionen sehr hoch. Die Regierung erfüllt ihre Aufgaben in keinster Weise. Menschen- und Tierleben werden gefährdet. Jedes Jahr verursachen die Waldbrände eine ökologische Katastrophe. Die Waldbrände führen dazu, dass selbst große Kraftwerke (Kohlekraftwerk in Bodrum, Muğla und Manavgat) in Gefahr gebracht werden. Um das Risiko zu minimieren, sollten Anlagen weit entfernt von Waldgebieten installiert werden. Wenn das nicht möglich ist, sind bei der Planung vorsorglich Maßnahmen zu treffen, um Brände unkompliziert löschen zu können. [44]

In der FMEA-Analyse werden Standorte miteinander verglichen und dann bewertet. Nach der Tabelle 12. findet die Bewertung der Anforderungen durch eine Punktzahl statt. Das Produkt aus Gewichtungen und Bewertungen wird summiert und durch die maximal erreichbare Punktzahl dividiert. Als Ergebnis ergibt sich dann ein technischer Wert, der weitere Vergleiche zulässt. Standorte, die bei einer Anforderung mit „0“ bewertet werden fallen raus und werden rot gekennzeichnet.

Grad der Annäherung	Punktezahl
sehr gut	4
gut	3
ausreichend	2
gerade noch tragbar	1
unbefriedigend	0

Tabelle 12: Punktbewertung FMEA-Analyse

SO \ AF	G	TP		GP		SP		UYP		BP		KP		UP		SM1		SM2		MM		ÄM		ÄR		Ideal	
		E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*	E	E*
A	11	4	44	3	33	4	44	3	33	4	44	3	33	4	44	2	22	1	11	2	22	1	11	4	44	4	44
V <sub>ave</sub>	13	3	39	3	39	3	39	4	52	4	52	4	52	4	52	4	52	2	26	4	52	4	52	4	52	4	52
H/T	7	3	21	4	28	4	28	3	21	3	21	2	14	3	21	4	28	1	7	4	28	3	21	4	28	4	28
B	13	4	52	3	39	3	39	4	52	4	52	4	52	3	39	4	52	4	52	4	52	4	52	1	13	4	52
N	4	3	12	2	8	1	4	4	16	3	12	4	16	2	8	3	12	2	8	0	0	0	0	2	8	4	16
Z	8	2	16	4	32	4	32	1	8	3	24	2	16	3	24	3	24	3	24	3	24	3	24	4	32	4	32
NA	10	1	10	4	40	3	30	3	30	1	10	1	10	3	30	3	30	3	30	3	30	3	30	4	40	4	40
ER	8	4	32	2	16	3	24	3	24	4	32	4	32	2	16	2	16	2	16	1	8	1	8	1	8	4	32
EV	13	0	0	3	39	3	39	3	39	4	52	0	0	2	26	4	52	4	52	0	0	3	39	2	26	4	52
RW	6	4	24	3	18	4	24	4	24	2	12	4	24	1	6	4	24	4	24	4	24	4	24	3	18	4	24
BG	7	4	28	3	21	3	21	4	28	3	21	4	28	2	14	4	28	4	28	4	28	4	28	3	21	4	28
Σ	100	278		313		324		327		332		277		280		340		278		268		289		290		400	
TK x		0,7	0,78	0,81	0,82	0,83	0,69	0,7	0,85	0,7	0,67	0,72	0,73	1													

Tabelle 13: FMEA-Analyse

In die weitere Analyse kommen alle grün markierten Windparks. Standorte, die nicht in die weitere Ertragsbestimmung kommen sind die TP, KP, MM, SM2, ÄM. Dieses ist mit den Anforderungen an die WP zu begründen.

#### 4.2.1.1 Bestimmung des AEP anhand einer WEA

Nach der Standortbestimmung wird der Energieertrag der WP bestimmt. Dazu werden im Folgenden für die Veranschaulichung der Herangehensweise zwei Standorte genauer beschrieben. Diese Beschreibung wird lediglich für die beiden zuvor genannten Standorte durchgeführt. Die anderen WP werden deshalb nur tabellarisch erfasst. Für die aufgelisteten Standorte werden Abbildungen erstellt und dem Anhang zugefügt.

Zu Beginn wird eine WEA-Plattform ausgewählt, mit der der ungefähre jährliche Energieertrag, (AEP=Annual Energy Production) der an diesem Standort produziert werden soll, ermittelt. Aus dieser Plattform wird eine WEA ausgewählt. Diese muss in der realen Umsetzung nicht unbedingt berücksichtigt werden. In diesem Kapitel dient sie lediglich dafür, die Potenziale der Standorte zu ermitteln. Sie muss für On-/Offshore Standorte einsetzbar sein und mindestens eine Nennleistung von 3 MW haben und für mittlere bis hohe Windgeschwindigkeiten zugelassen sein. Mit dem Diagramm..., dass abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit und dem AEP ist, kann der ungefähre Energieertrag einer Anlage bestimmt werden. Dieser Wert wird multipliziert mit der Anzahl der WEA im Park, ergibt dann den AEP für den Park. Er dient als Vergleichswert zu anderen WP und stellt eine grobe, dennoch realistische Angabe für den Energieertrag dar. Nach reichlicher Recherche wurde eine Anlage ermittelt, die geeignet ist für einen Vergleich. Sie stammt vom Hersteller Vestas, der zu den Weltmarktführern für Windenergieanlagen gehört. Es handelt sich aktuell um die neueste Generation der 4 MW-Plattform. Diese Plattform beinhaltet diverse WEA, aus der wurde die Anlage mit der Modellbezeichnung V117-4.2 MW™ ausgewählt. Sie ist für mittlere bis starke Windgeschwindigkeiten ausgelegt.



Abbildung 54: Vestas 4MW Plattform (V117-4.2 MW™) [83]

Selbst für die Taifunklasse ist sie zertifiziert und kann

Windgeschwindigkeiten von über 200 km/h standhalten. Hinzu kommt ihre Eignung für On- und Offshore Standorte. Wegen der baulichen Kompaktheit kann sie sehr gut auf Straßen transportiert werden. Die Türme werden in zwei Längen von 81 und 91,5 m angeboten. Die mittlere Windgeschwindigkeit der jeweiligen Standorte wurde auf 150 m Nabenhöhe ermittelt. Da die Anlage für die IEC Klasse S zugelassen wurde, kann davon ausgegangen werden, dass die Nabenhöhe von 150 m realisierbar ist. Der Temperaturbereich

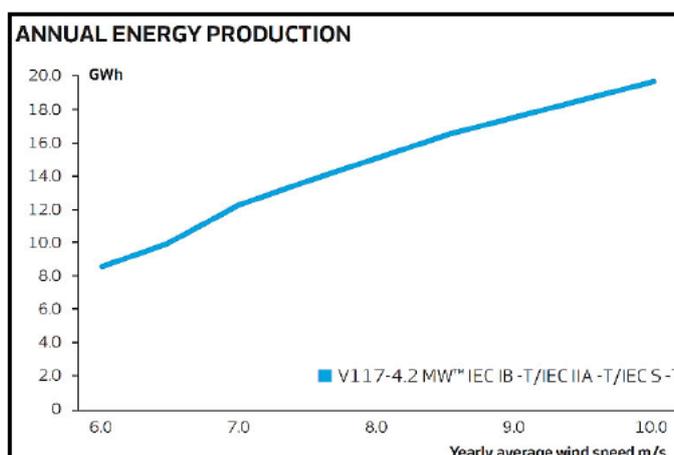


Abbildung 55: AEP WEA Vestas V117-4.2 MW™ [83]

der Anlage passt auch zu den klimatischen Gegebenheiten, die von  $-25^{\circ}\text{C}$  bis  $+45^{\circ}\text{C}$  reichen, wobei die Maximalleistung bei einer Umgebungstemperatur von über  $30^{\circ}\text{C}$  auf 4 MW gedrosselt wird.

Im Abbildungsdiagramm 55 ist die jährliche Energieproduktion der V117-4.2 MW in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit dargestellt. Angegeben wird nicht, auf welcher Nabenhöhe und auf wie viel Meter über NN der Energieertrag ermittelt wurde. Um diesen aber genau zu ermitteln, wäre es empfehlenswert, die WEA mit dem Programm WAsP zu simulieren. Für die hier erstellte „Prognose“ ist die Genauigkeit aber ausreichend.

#### 4.2.1.2 Bestimmung des AEP für „Schwarzes Meer 1“

Der Standort Schwarzes Meer 1 (SM1), der in der folgenden Abbildung 56 betrachtet wird, bekam bei der FEMA-Analyse die beste Bewertung. Sie beruht auf vielen Erkenntnissen vielfacher Recherchen.

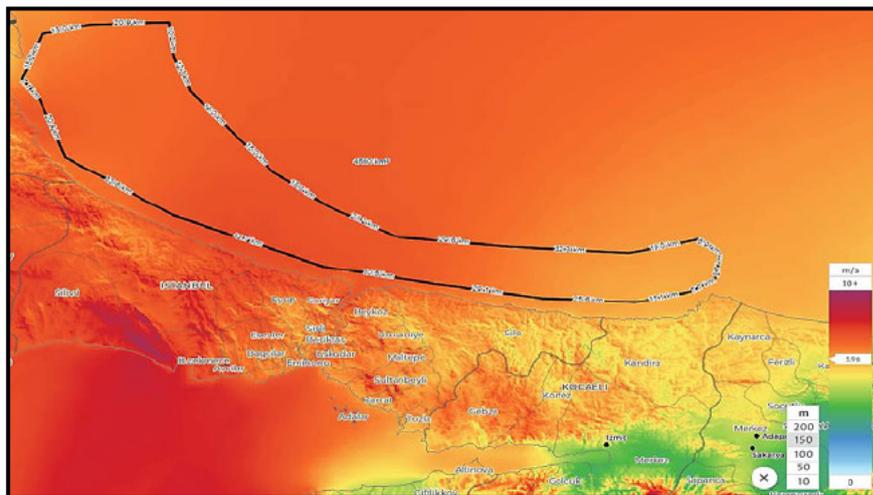


Abbildung 56: Mittlere Windgeschwindigkeit Windpark Schwarzes Meer 1 [12]

SM1 kam in die Auswahl, da die mittlere Windgeschwindigkeit passend mit 7,62 m/s in einer Nabenhöhe von 150 m gemessen worden ist. Er ist so als ein Starkwindstandort einzuordnen. Der Wind und auch die höchsten Geschwindigkeiten kommen meist aus N-ONO und SW.

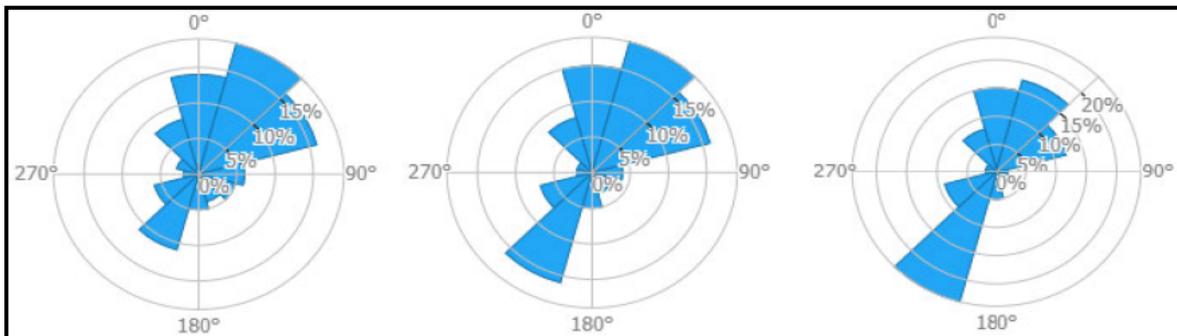


Abbildung 57: Schwarzes Meer 1 Windrichtungshäufigkeit, Windrichtungsgeschwindigkeit, Windrichtungstärke [12]

Die aussagekräftigsten Angaben sind aber die der Windstärke und der Richtung, besonders wichtig für das Aufstellen der WEA. Soll der AEP so groß wie möglich und die Abschattungsverluste so gering wie möglich gehalten werden, müssen die Anlagenreihen rechtwinklig nach SW bzw. NO ausgerichtet werden. Die darauffolgenden Reihen sind versetzt dazu anzuordnen. Eine zweite aus der Abbildung 57 sich ergebende Erkenntnis ist, dass die Windrichtungen an dem Standort und die Windphänomene, die am Anfang des Kapitels erwähnt wurden, miteinander korrelieren. Die Grenzen der Fläche wurden in Abhängigkeit der bathymetrischen Gegebenheiten festgelegt.

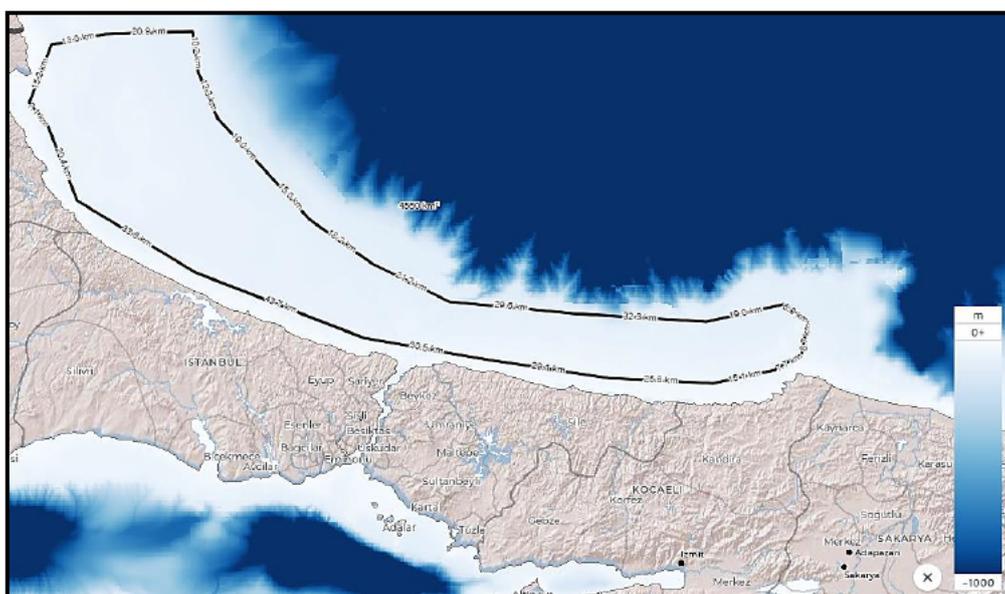


Abbildung 59: Bathymetrie Windpark Schwarzes Meer 1 [m] [12]

Die Wassertiefe für Offshore-Anlagen sollte, wie schon ausgeführt, maximal 100 Meter betragen.

Auf einer Fläche von 4560 km<sup>2</sup> beträgt die Tiefe zwischen 50 und 95 m. Das Gebiet bewegt sich zwischen 45 km und 15 km Breite. Die Entfernung zur Küste beträgt 4-7 km. Innerhalb dieser Distanz sinkt die Tiefe steil ab auf 50 m unter NN. Danach wird sogar eine Meerestiefe von 95 m erreicht. Im Vergleich zu Nordsee- Offshore Standorten ist dieser erste betrachtete Standort sehr tief gelegen, dennoch realisierbar. (Quelle) Er wurde nach der Empfindlichkeit der Umwelt und Tierwelt, insbesondere der Vogelwelt, mit der Karte von Bird-Life geprüft.

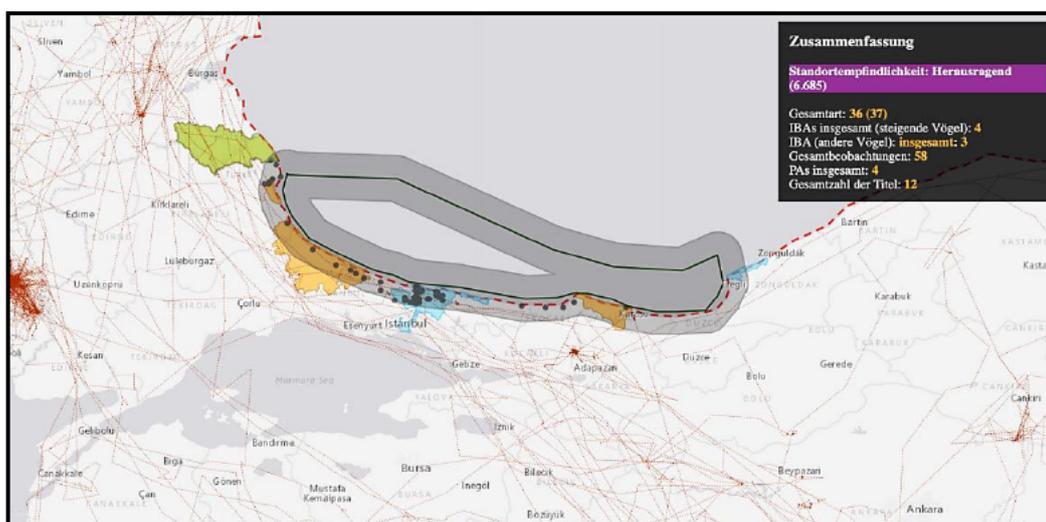


Abbildung 60: Standortprüfung auf Vogelempfindlichkeit Windpark Schwarzes Meer 1 [11]

Die Gefährdung der Zugvögel in diesem Bereich ist sehr gering, da sie die Landroute nehmen und nicht über das Meer fliegen, wie die Abbildung 60 ausweist. Auf der Landesfläche, die dem WP angrenzt, befinden sich Vogelrastplätze, Naturschutzgebiete und Flugrouten für Millionen Zugvögel. Es wurde aber nicht das Ökosystem im Meer betrachtet, dafür brauchte es einer detaillierteren Analyse. Auch wenn hier der Luftraum nicht von Zugvögeln befliegen wird, ist es dennoch empfehlenswert, ein Vogel-Management-System, bestehend aus einem Radar, zu installieren. Damit können die WEA im Falle des Durchfliegens eines Schwarms heruntergefahren werden.

Die gesamte Fläche kann deshalb in so einem dicht befahrenen Gebiet nicht komplett bebaut werden. In der folgenden Abbildung 61 wird die Schiffsroutendichte in dieser Bucht dargestellt. Abhängig von ihr wird ein Standort gewählt. Zu erkennen ist, dass im Einfahrtbereich vom Bosphorus die Routendichte sehr hoch ist. Lediglich im Westen gibt es einen nicht so intensiv befahrenen Bereich.

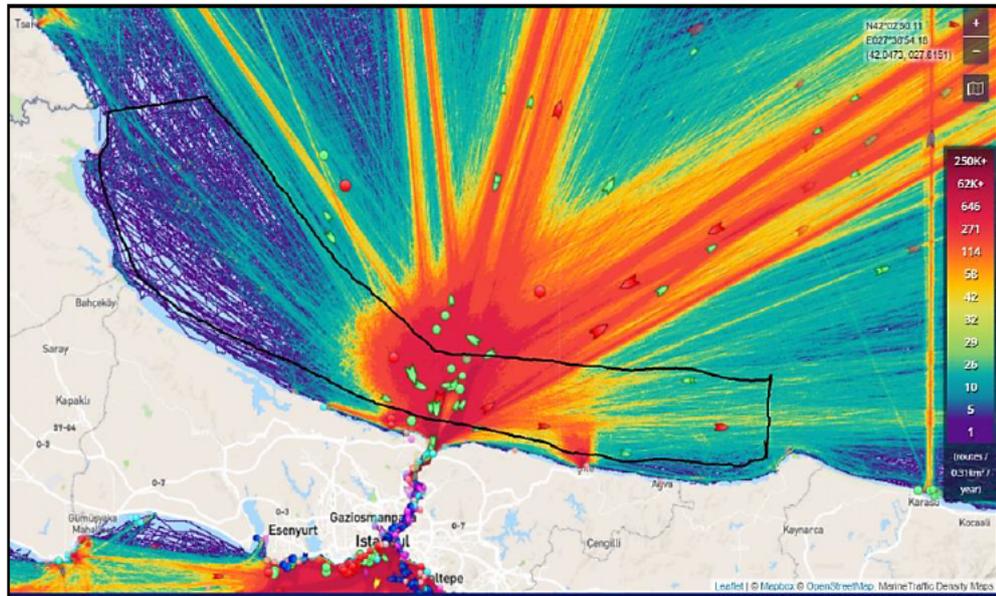


Abbildung 61: Schiffsroutendichte Windpark Schwarzes Meer 1 [13]

Wenn man zu der Routendichte noch den Landebereich vom Flughafen Istanbul und den Bereich des im Bau befindlichen Kanals Istanbul berücksichtigt, dann entsteht ein Gebiet, das als potenzielles Windparkgebiet benutzt werden kann. Die jetzige Regierung plant den durch den Bau des Kanals entstehenden Abraum in die Flächen abzuschütten. Die Meerestiefe wird dadurch deutlich verringert. Dieser Eingriff in die Natur ist sehr schwerwiegend, aber diese Entscheidung ist bereits getroffen. Für den Bau des WP bedeutet das, es würden beim Bau der Fundamente erhebliche Kosten gespart werden.

Nimmt man einen Abstand der WEA im WP in Hauptwindrichtung von sieben und in Nebenwindrichtung fünf Mal dem Rotordurchmesser (117 m), so kommt man auf eine Fläche von ca. 0,5 km<sup>2</sup> für eine WEA. Der WP hat nach Abzug eine Größe von 2141 km<sup>2</sup>. Division der beiden Zahlen ergibt eine Anlagenzahl von rund 4383. Für diesen Standort kann mit der mittleren Windgeschwindigkeit und der Abbildung 63 ein AEP von ca. 14 GWh ermittelt werden. Multiplikation mit der Anlagenzahl ergibt 61 TWh.

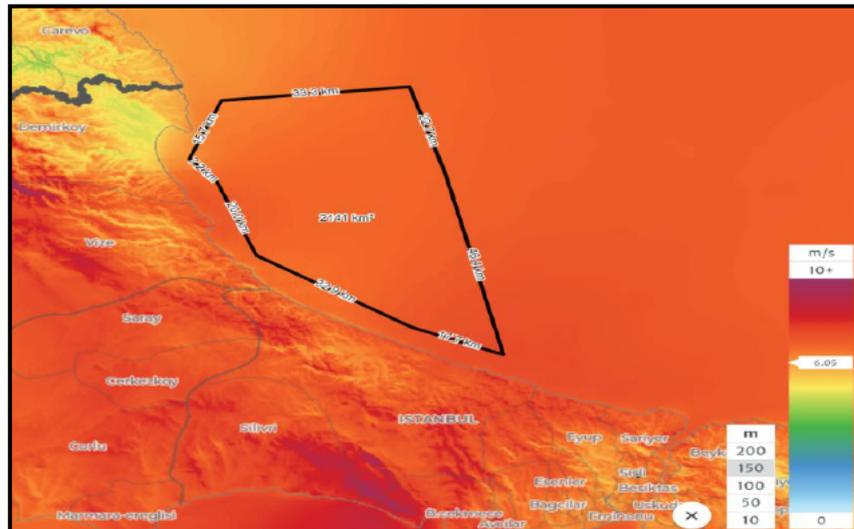


Abbildung 63: Mittlere Windgeschwindigkeit WP SM1 Festgelegte Grenzen [m/s] [12]

Man erhält so nur eine grobe Annäherung, da nicht bekannt ist, mit wie vielen Volllaststunden die Abbildung 55 erstellt wurde. Abweichungen nach oben oder unten sind demzufolge möglich. Genauere Angaben können erst gemacht werden, wenn mit WAsP der WP simuliert werden würde. Als Vorteil dieses Standortes dürfte sich ergeben, dass die erzeugte Energie direkt vor Ort von den Verbrauchern der Großstadtmetropole und den umliegenden Provinzen mit geringen Verlusten direkt verbraucht werden kann.

#### 4.2.1.3 Bestimmung des AEP für „Şanlıurfa Plateau“

Mit einer Punktzahl von 325 ist das Plateau auf Platz drei der FMEA-Analyse. Dieses Plateau liegt in der gleichnamigen Provinz, im Süd-Ost-Anatolischem Gebiet und umfasst ca. 9580 km<sup>2</sup>. Das Plateau ist eine Hochebene und liegt meist in Höhen zwischen 450 bis 850 m über NN. Die Bereiche und der Norden liegen auf einer Höhe zwischen 750 und 1200 m. Die einzige Erhebung ist der Karacadağ mit 1957 m. Er ist selbst von Weitem zu erkennen. Diese Erhebung ist ein seit tausenden Jahren nicht mehr aktiver Vulkan, der geologisch als

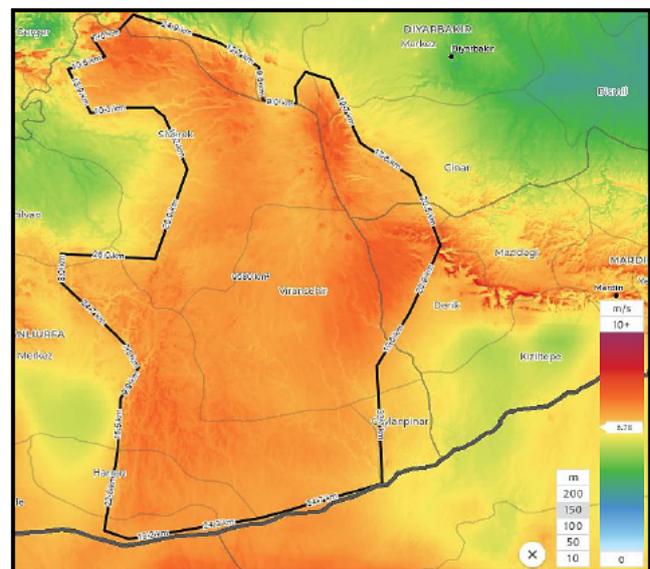


Abbildung 64: Mittlere Windgeschwindigkeit Şanlıurfa Plateau [m/s] [12]

Schildvulkan gekennzeichnet ist. Das bedeutet, dass er dadurch eine geringe Steigung besitzt und so geeignet für die Installation von Anlagen ist und sich auch als günstig für den RIX-Wert zeigt.

Die mittlere Windgeschwindigkeit liegt im gesamten eingezeichneten Bereich bei ca. 6,4 m/s. Sehr unterschiedlich sind die Windrichtungen, je nach Aufenthalt. Es herrschen allgemein Winde aus W bis O vor.

Mittig des Windparks durchquert die Bundesstraße D400 das Vulkangebiet, die zur Europastraße E90 gehört. Die Straße ist durchgängig asphaltiert und beidseitig zweispurig. Im Norden des Plateaus befinden sich zusätzlich die D360 und D858. Die Bundesstraßen treffen vom W und NW kommend aus Siverek und durchqueren als die E99 (D360) das gesamte Plateau. Beide Bundesstraßen sorgen für ein Durchqueren von W und NW nach O und umgekehrt.

Der komplette S und SW des Plateaus ist ein wichtiges Vogelgebiet von vorortlebenden Vögeln. Im N und O gibt es wichtige Gebiete, die von der Vogelwelt genutzt werden, um durch Auftrieb an Höhe zu gewinnen. Der größte Teil ist aber außerhalb der Windparks. Außerdem gibt es mehrere Flugstecken, die dieses Gebiet meist von N nach S durchqueren.

Das Plateau durchqueren mehrere Stromtrassen mit 154 und 400 kV. In der Nähe befindet sich der Atatürk-Staudamm, der als einer der wichtigsten Knotenpunkte für die Stromversorgung des gesamten Landes dient. Es wird vom Netzbetreiber geplant, das Netz langfristig auszubauen.

Der Windpark Şanlıurfa Plateau 1 (SP1) liegt im Norden der Hochebene und grenzt im N an das Staubecken des Atatürk-Staudamms, dass den Fluss Euphrat aufstaut. Der SP1 umfasst 759 km<sup>2</sup> und stellt eine recht hüglige Landschaft dar. Wegen kaum vorhandener Vegetation liegt die Bodenrauigkeit nur zwischen 0,03 und 0,1 m.

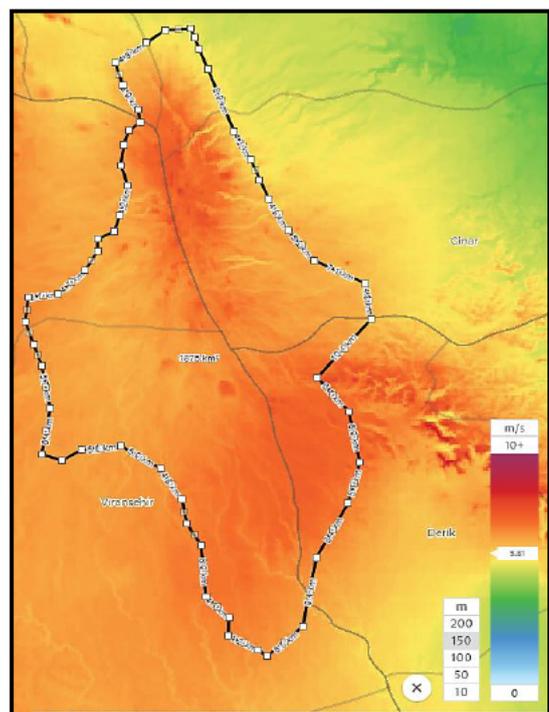


Abbildung 65: Mittlere Windgeschwindigkeit SP1 [m/s] [12]

Das SP1 ist eine erhöhte Ebene im Plateau und wie schon erwähnt, 750 bis 1200 m über NN gelegen mit einer meist aus N bis ONO kommenden mittleren Windgeschwindigkeit von 7,1 m/s. Wenige, knapp besiedelte Dörfer sind Ausdruck für eine geringe landwirtschaftliche Nutzung.

Die gesamte Fläche kann logischerweise nicht mit WEA bebaut werden, da Abstände zu Wohngebieten eingehalten werden müssen. Außerdem ist es topographisch bedingt nicht möglich, überall die WEA aufzustellen. Bei Annahme, dass 50 % der eingezeichneten Fläche verwendet werden kann, stehen dem SP1 380 km<sup>2</sup> zur Verfügung. Eine Anlage benötigt eine Fläche von 0,5 km<sup>2</sup>. Division der beiden Werte ergibt eine Gesamtanzahl von 760. Bei einer herrschenden mittleren Windgeschwindigkeit von 7,1 m/s produziert die WEA dann im Jahr 12,2 GWh. Multipliziert mit der Anlagenzahl liefert das einen jährlichen Energieertrag von 9,7 TWh.

Der Windpark Şanlıurfa Plateau 2 (SP2) befindet sich im Osten und grenzt an die Provinzen Diyarbakir und Mardin. Dieser Windpark, 1980 km<sup>2</sup> umfassend, wird geprägt vom flachen Land bis hin zur Berglandschaft, - steht auf dem inaktiven Vulkan Karacadağ und auch südlich davon.

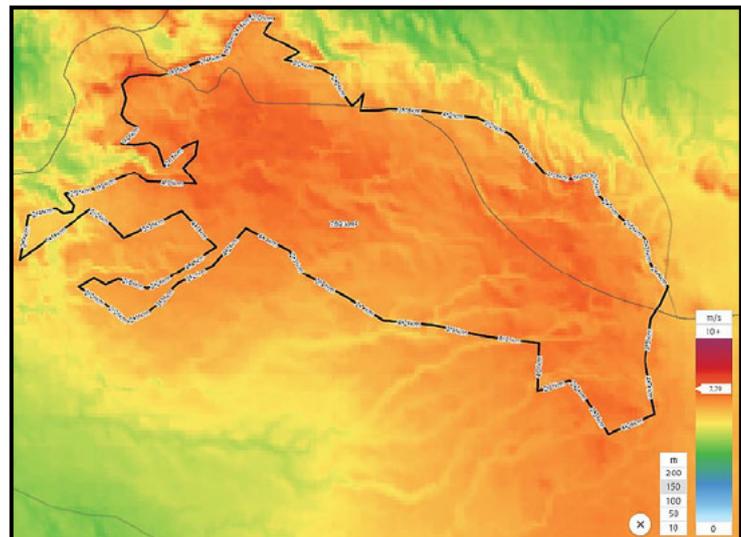


Abbildung 66: Mittlere Windgeschwindigkeit SP2 [m/s] [12]

Die Bodenrauigkeit liegt zwischen 0,03 und 0,3 m, bei kaum vorhandener Vegetation. Auffallend ist, dass die Rauigkeit talaufwärts höher wird, also schlechter wird. Der Höhenunterschied ist in den SP2 sehr groß und liegt bei etwa 1400 Metern.

7,2 m/s beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit. Der Wind weht aufgrund des Vulkans aus verschiedenen Richtungen (W bis O), wobei die stärksten Winde aber aus N bis NO kommen. Der größte Teil des Gebietes ist unbewohnt und wird nicht landwirtschaftlich genutzt. Lediglich im Süden des Parks wird Landwirtschaft betrieben. Dieses stellt aber nicht unbedingt ein Hindernis dar, da mit den Landwirten Pachtverträge ausgehandelt werden können. Außerdem nehmen die WEA eine kleine Fläche in Anspruch. Zusätzlich

gibt es in diesem Park vereinzelt einige etwas größere Dörfer, die beim Aufstellen der Anlagen mitberücksichtigt werden müssen.

Der gesamte Berg, inklusive Umgebung, wird von „Bird-Life“ als wichtiges Vogelgebiet betrachte. Die Thermik in diesem Gebiet nutzen die Vögel, um Höhe zu gewinnen. Den Aufwind verursacht der Vulkan. Diese Tatsache muss bei der Realisierung des SP2 auch Beachtung finden.

Bei einer Annahme, dass 80 % der markierten Fläche energetisch verwendet werden kann, stehen dem SP2 1485 km<sup>2</sup> zur Verfügung. Entsprechend der vorherigen Rechnung ergibt sich für SP2 eine Anlagenzahl von 3100.

Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7,21 m/s produziert die WEA im Jahr 13 GWh. Die Anlagenzahl mit einbezogen liefert dann einen jährlichen Energieertrag von 40,3 TWh

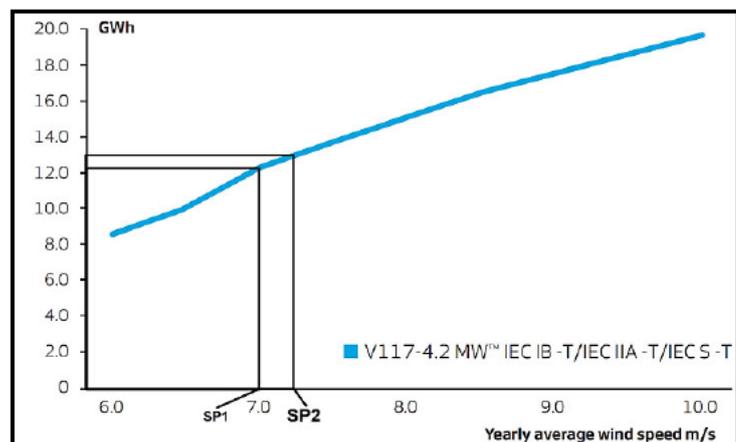


Abbildung 67: AEP WP SP1 & SP2 [GWh]

Wie schon erwähnt, wird im Folgenden eine Tabelle 14

dargestellt, die weitere WP beinhaltet. Sie sind ebenfalls detailliert analysiert worden, aber in dieser Arbeit nicht weiter ausgeschrieben. Die erstellten Abbildungen können im Anhang von Bild ... bis ... eingesehen werden.

P	A [km <sup>2</sup> ]	AF [%]	Vave [m/s]	H/T [m]	Stk.	AEP <sub>WP</sub> [GWh]	AEP <sub>G</sub> [GWh]
SM1	2141	100	7,5	(-95 bis -50)	4470	13,9	62129
UYP1	1249	87	7,7	1670 bis 2050	2269	14,1	31986
UYP2	683	72	8,4	1500 bis 1960	1027	16	16426
UYP3	3157	60	8,2	1200 bis 2150	3954	15,8	62481
UYP4	1272	70	8,2	1200 bis 2050	1859	15,5	28813
SP1	768	90	7,1	750 bis 1200	1443	12,5	18038
SP2	1978	80	7,2	470 bis 1900	3304	12,9	42616
GP1	1539	60	7,8	600 bis 1550	1928	14,8	28531
GP2	614	65	7,3	450 bis 950	833	13,1	10915
BP1	2077	75	7,7	900 bis 1600	3252	14,2	46180
BP2	2174	86	7,8	950 bis 1600	3903	14,6	56987
BP3	3261	74	7,8	1000 bis 2200	5038	14,8	74560
BP4	2089	67	8,5	1100 bis 2000	2922	16,3	47628
BP5	991	72	8,4	1300 bis 2000	1490	16,2	24132
ÄR1	1409	48	10,1	0 bis 1300	1412	20	28239
ÄR2	1460	55	9,9	0 bis 700	1676	19,5	32690
ÄR3	1050	35	9,8	100 bis 700	767	19,1	14654
UP1	1866	50	8,9	900 bis 2200	1948	17,3	33697
UP2	1280	37	7,7	1200 bis 2150	989	14,2	14040
	31058	68	8,2		44483	15,52	674741

Tabelle 14: Endgültige WP

Aufgelistet werden 19 Windparks mit einem Potenzial von 673 TWh. Insgesamt müssen dafür 44365 WEA installiert werden, bei benötigter Fläche von 30997 km<sup>2</sup>, sie kann im

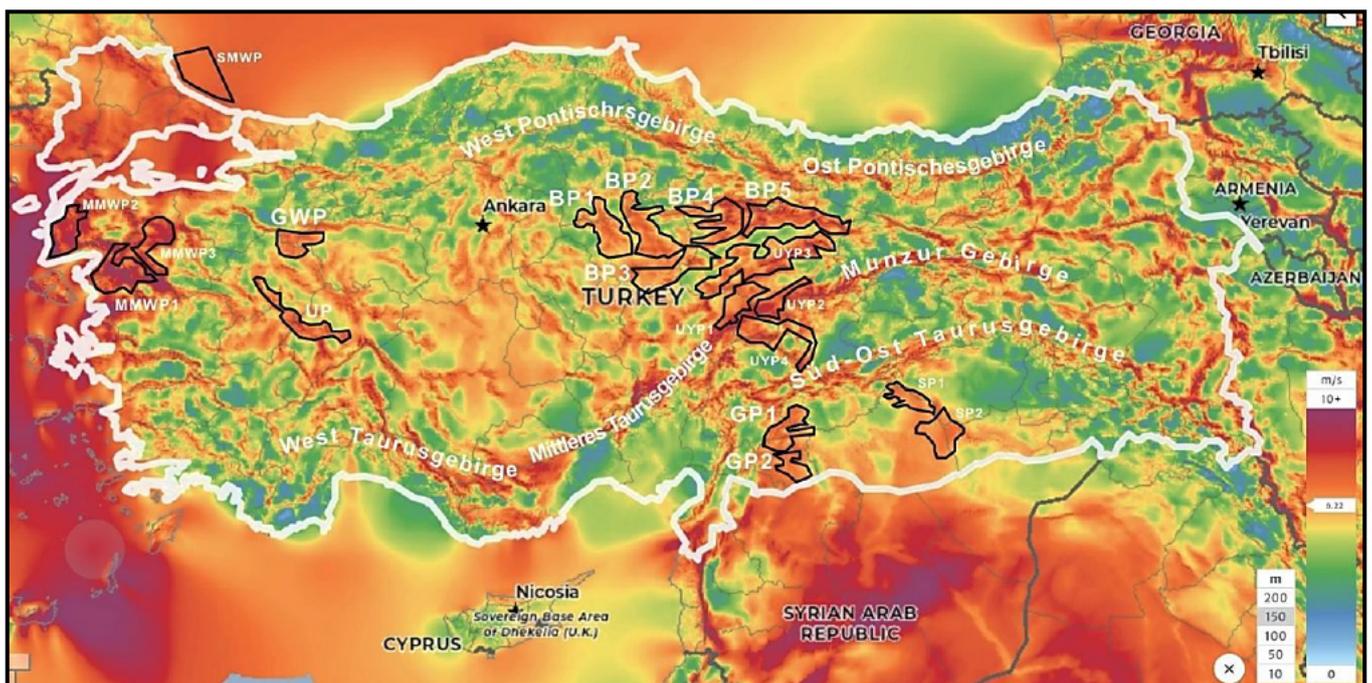


Abbildung 68: Mittlere Windgeschwindigkeit und die endgültigen WP Standorte [m/s] [12]

Durchschnitt zu 68% bebaut werden. Bei einer mittlere Windgeschwindigkeit von 8,2 m/s und einer Nennleistung von 4,2 MW pro WEA entsteht eine Gesamtleistung von 186 GW. Das ist mehr als das Dreifache der in Kapitel 3.2 prognostizierten Leistung. In der Abbildung 67 sind die jeweiligen WP auf der Landekarte gekennzeichnet.

## 4.2.2 Planung Sonnenenergie

Im Kapitel 3.2 wurde das Potenzial der Sonnenenergie bestimmt. Es ist das mit Abstand größte aller Energiearten. Erwähnt wurde bereits, dass bei der Planung die Anlagen in bestehende Infrastruktur, Seen, Staudämme und der Agrarflächen integriert werden. Das ganze Land wurde in Bezug auf diese Flächen analysiert. Dazu wurde mit Google Earth, GSA, Cografyahaarita usw. gearbeitet.

Zu Beginn wurden alle Seen und Staudämme in der Türkei erfasst. Es gibt mehr als 100 große Seen und 680 Staudämme. Die Staudämme dienen als Trinkwasserreservoirs, zur Bewässerung und zur Stromproduktion. Als größtes Problem erweist sich bei ihnen der hohe Verdunstungsgrad. Fast alle Seen und Staudämme stehen unter der Gefahr auszutrocknen. Die Seen sind zum Teil soda- bzw. salzhaltig. Einige frieren wegen der Höhenlage im Winter zu. Beide Fakten müssen bei der Planung mitberücksichtigt werden. [45] [46]

Eine Installation von PV-Modulen auf Seen oder Staudämme kann diese Gefahr der Austrocknung senken. [47]

Bei der Planung der PV-Module auf Seen werden mit 20 %, bei Staudämmen 30 % der Gesamtfläche verwendet. Um die installierte Leistung auf den Wasserflächen zu bestimmen ist es notwendig die benötigten Quadratmeter zu kennen, um 1 kWp zu erreichen. Ein monokristallines Photovoltaik Modul mit 60 Zellen und den Maßen von 1,65 m Länge und 0,99 m Breite erzeugt eine Leistung von 0,3 kWp. Das bedeutet es sind 5,4 m<sup>2</sup> nötig zu erreichen. Sollen aber die Flächen begehbar und mit einem Booten befahrbar sein, wird mehr Platz benötigt. Das bedeutet, dass mit einer Fläche von etwa 12 m<sup>2</sup> zu planen ist. Als Versuchsanlage diente eine Floating-PV in einem Baggersee bei Renchen in Deutschland. [48]

Zusätzlich werden landwirtschaftliche Flächen in die Planung einbezogen. Die Module müssen mit reichlichem Abstand auf Fachwerkkonstruktionen in 5-7m Höhe installiert werden. Dieses wird auch als Agri-Photovoltaik (APV) bezeichnet. Die Module

produzieren durch die Sonnenstrahlung Energie und unter ihnen wachsen Pflanzen. Eine Versuchsanlage des Fraunhofer-Instituts in Heggelbach zeigt ganz deutlich, dass diese Kombination funktioniert. Es wurden große landwirtschaftliche Flächen ausgewählt, die nicht komplett bebaut werden können. Deshalb wurden die Flächen mit einem Faktor von 40% multipliziert. Dadurch erhält man einen realen Wert, mit dem das technische Potenzial der APV eingeschätzt werden kann. Derartige Fläche sind über das ganze Land verteilt. [49]

Als weitere Quelle kommt die Integration der Photovoltaik in bestehende Infrastruktur infrage. Dazu werden Gebäude, Schulen, Universitäten, Krankenhäuser, Verwaltungsgebäude usw. betrachtet. Dazu sollte gewusst werden, wie die Situation 2050 sein wird. Wenn es eine Studie dazu gibt, werden die Zahlen übernommen. Falls nicht, wird der jetzige Wert mit einem Faktor multipliziert. Dadurch, dass 2050 die Bevölkerung annähernd 97 Millionen liegen wird, nimmt man den Faktor 1,15. Weiter wird geschätzt, wieviel Quadratmeter der jeweiligen Infrastruktureinrichtungen mit PV-Modulen verbaut werden können [30]. Es wird angenommen, dass 6 m<sup>2</sup> nötig sind, um 1 kWp zu erreichen.

In der zweiten Spalte werden die potenziell nutzbaren Flächen angegeben. Die Dritte erweitert diesen Wert für das Jahr 2050. Anschließend wird geschätzt, wieviel Quadratmeter PV in die Infrastruktur integriert werden kann. Ergebnis sind die zu bebauenden potenziellen Flächen.

Infrastruktur	Stk. 2020	Stk. 2050	Ai [m <sup>2</sup> ]	Ag [km <sup>2</sup> ]
Universitäten	290	333	5000	1,7
Krankenhäuser	1514	1741	3500	6,1
Schulen	54715	62922	300	18,9
Flughäfen	87		20000	1,7
Haftanstalten	382		5000	1,9
Wohnheime	552	634	350	0,2
Wohngebäude [Mio.]	11,6	13,3	15	200
Autobahn [km]	3523	11376	3000	34,1
Busbahnhöfe	389	447	10000	4,5
Hotel	4944	5685	250	1,4
Bibliotheken	33978	39074	300	11,7
Moscheen	89445		300	26,8
Museen	451	518	500	0,3
Einkaufszentren	436	501	5000	2,5
Smart Flower PV [Mio.]		7	18	128

Bundesstraßen [km]	21023		2000	42
Militärbasis	153		100000	15,3
Häfen	62		60000	3,7
Schienennetz [km]	12803		2000	25,6
Logistikzentren Schiene	31	58	100000	5,8
Fabriken	50000	57500	4000	230
Getreidesilos (25700m³)	8500	10000	2500	25
Bauernhöfe [Mio.]	2		200	400

Tabelle 15: PV-Infrastruktur [50] [51]

Die Informationen wurden zum größten Teil staatlichen Quellen entnommen. Dennoch konnten keine Informationen zur Integration der Photovoltaik in die Infrastruktur gefunden werden. Deshalb muss davon ausgegangen werden, dass das Potenzial der Photovoltaik in diesem Sektor wesentlich höher ist.

Die Tabelle 16 stellt das Potenzial der einzelnen Sektoren für die Integration der PV dar. Die detaillierten Daten zur Erstellung dieser Tabelle ist im Anhang .... zu finden.

Art	Fläche [km²]	Installierte Leistung [GWp]	PV-Output [kWh/kWp/d]	Energieertrag [TWh]
Seen-PV	1106	92	4,3	153
Staudämme-PV	1282	106	4,2	170
Agri-PV	5538	135	4,4	218
Infrastruktur	1185	197	4	288
Gesamt	9112	531		830

Tabelle 16: Potenzial der Integration von PV in bestehende Systeme

Insgesamt kann ein Energieertrag von ca. 830 TWh erzielt werden. Die gesamt installierte Leistung einschließlich aller Anlagen liegt bei 531 GWp und kann an sonnenreichen Tagen dafür sorgen, dass tagsüber die gesamte Energie des Landes durch die Sonnenkraft im Jahr 2050 gedeckt werden kann.

### 4.2.3 Planung von Biogasenergie

Biogas hat viele Vor- und Nachteile, die im Kapitel 3.3 schon erwähnt wurden. Die Entscheidung für diese Technologie wurde in 4.2 begründet.

Auf der Planung einzelner Anlagen wird in diesem Kapitel verzichtet. Biogas ist am Limit ihrer technologischen Weiterentwicklung und nicht abhängig vom Wetter. Die für Biogasenergie benötigten Abfallstoffe fallen im ganzen Land an. Die meisten BHKW können in wenigen Minuten in Voll-Last gehen. Außerdem kann durch die Implementierung der einzelnen Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk eine flexible Einspeisung erfolgen, die verbrauchsorientiert agiert. Dabei dienen die zahlreichen Direktvermarktungsmöglichkeiten des deutschen Energiemarktes als Vorbild.

Die Türkei ist aufgrund der geografischen Lage ein Transitland für Erdgas. Es wird aber auch viel selbst verbraucht. Beide zusammen verlangen ein gut ausgebautes türkisches Erdgas- und Erdölnetz.



Abbildung 69: Erdgas- und Erdölnetz [16]

In der obigen Abbildung 69 kann man das Netz für Erdgas in schwarz und das für Erdöl in rot markiert betrachten. Aufgrund dieser Infrastruktur bietet es sich an, dass das Biogas durch eine Aufbereitung in Biomethan veredelt und ins Netz eingespeist wird.

Ein weiterer Vorteil bei dieser Art der Nutzung ist es, dass die Gasleitungen aufgrund ihres Volumens auch als ein gewisser Speicher dienen. So kann bei Überkapazität das

Gas ins Netz gespeist und bei Unterkapazität dem Netz entnommen werden. Die Baugruppen wie Fermenter und Nachgärer können für mehrere Stunden das erzeugte Gas in der Folienhaube oder im Hohlraum des Behälters zurückhalten. Es kann aber auch mit einem externen Gasspeicher ausgestattet werden, sodass die Speicherkapazität für mehrere Tage gesichert werden kann. [52]

Bei der Mechanisierung wird der Methangehalt von ca. 65% auf 95-99% erhöht. Andere Bestandteile, wie  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  und  $\text{N}_2$  werden durch technische Verfahren auf ein Minimum reduziert. Die vollständige Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan umfasst meist vier Verfahrensschritte:

- Biogasentschwefelung
- Gastrocknung
- Trennung von Methan und Kohlenstoffdioxid
- Konditionierung

Diese Schritte bedingen einander und können teilweise auch kombiniert werden. Das Biogas kann dezentral erzeugt und über das Erdgasnetz in den großen Metropolen verbraucht werden. Natürlich haben Gasleitungen ebenfalls Verluste (1,7 %), trotzdem fallen diese viel geringer aus als die Übertragung der Energie durch das Stromnetz [53].

Wie im Kapitel 3.3 bereits prognostiziert, wird das Potenzial vom Biogas im Jahr 2050 bei 131 TWh liegen. Es werden 26 GW installierter Leistung bei angenommenen 5000 Volllaststunden erreicht.

Ein gewisser Teil davon kann für die Grundlast verwendet werden. Am sinnvollsten ist es aber den größten Teil der installierten Leistung für die Sekundärregelleistung zu verwenden. Wie groß die einzelnen Anteile sein müssen, kann zu diesem Zeitpunkt nicht bestimmt werden.

Die Kopplung einer weiteren Technologie, die auf bestehenden Infrastruktur aufbauen kann, ist die Power-to-Gas-Technologie (P2G). Außerdem ist die Implementierung der P2G in verschiedene Sektoren unumgänglich. Die umweltschädlichen Erzeugnisse können nur durch die Anwendung dieser Technologie gelöst werden. Dabei wird mit elektrischer Energie Wasserstoff erzeugt, der in verschiedenen Verfahrensschritten integriert werden kann. Er kann aber auch durch weitere technische Verfahren zu Methan umgewandelt werden. Das so erzeugte „grüne“ Methan kann ins Erdgasnetz eingespeist

werden und an anderer Stelle mithilfe von BHKW zu elektrischer Energie und Wärme umgewandelt werden. Das grüne Methan setzt aber voraus, dass der Kohlenstoff aus der Luft entnommen wird. Mit der Installation von BHKW wird die Regelleistung nochmals erhöht und damit Netzstabilität gewährleistet. Durch große Speicher kann das Methan dann auch zwischengespeichert werden. Es ist schwierig, abzuschätzen wie diese neue Technologie in Land umgesetzt wird, zumal es seitens des Staates noch keine festgelegten Ziele gibt. Eine Studie zu dieser Thematik wurde auch nicht gefunden worden. Eingeschätzt kann werden, dass die installierte Leistung der BHKW für die Stromproduktion bei 22 GW liegen wird.

Die Schätzung beruht auf der Annahme, dass der Wasserstoffbedarf der Türkei, der im Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Neutralität von verschiedenen Sektoren 2050 verbraucht wird.

Die Stahlindustrie z.B. produzierte in Jahr 2020 Produkte mit einem Gewicht von ca. 33,6 Miot. Der Energieverbrauch dazu konnte nicht ermittelt werden. Die Stahlproduktion von Deutschland hingegen lag im gleichen Jahr bei einem ähnlichen Wert (36 Miot). Der Energieverbrauch dafür lag bei 166,8 TWh. Umgerechnet auf die Leistung in einer Stunde, kommt man auf 19 TWh. Bezieht man mit ein, dass sich bis 2050 die Stahlproduktion in der Türkei erhöhen wird und andere Sektoren ebenfalls den H<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub> benötigen werden, so ist der Wert von 22 GW ein recht gut geschätzter Wert. [54]

Mit diesen Maßnahmen kann das Biomethan einen großen Beitrag für die Netzstabilität leisten. Summiert man die einzelnen installierten Leistungen, so kommt man auf eine installierte Leistung von 100 GW (26+52+22). Um die Anlagenanzahl zu bestimmen, dividiert man die insgesamt 100 GW durch die Leistung eines BHKW. Hierzu dient als Beispiel der Gasmotor mit der Modellbezeichnung „J920 FleXtra“, des Hersteller Jenbacher, der die elektrische Leistung von  $P_{el}=10400$  kW erzeugen kann. Von dieser Anlage müssten landesweit 9615 Stück installiert werden. Es ist möglich mehrere dieser Motoren zu einem Kraftwerk zu verschalten. Dazu diene das Küstenkraftwerk der Stadtwerke Kiel als innovatives Leuchtturmprojekt, das als das modernster Kraftwerk Europas gilt [55]

Durch die zentral erlegenen Standorte kann auch gleichzeitig anfallende Wärme ins Fernwärmenetz eingespeist werden oder in der Industrie Verwendung finden. Da eine geeignete Infrastruktur bereits besteht, könnten durch Erneuerung auch schon

existierende Gaskraftwerke benutzt werden. Dadurch würde das Investitionsvolumen minimiert. [56] [57]

#### 4.2.4 Planung von Wasserkraft

Wie Kapitel 3.4 beschrieb, liegt das technisch erreichbare Potenzial an Wasserkraft bei 220 TWh. Die installierte Leistung lag bei der Potenzialbestimmung inklusive Reserveleistung bei 180 GW, wobei die augenblicklich installierte Leistung sich bei 31 GW befindet. Schlussfolgernd ergibt sich, dass die Leistung ungefähr versechsfacht werden müsste.

Durch Repowering und Kapazitätserweiterung der bestehenden Staudämme kann ein großer Teil benötigter Kapazität installiert werden. Außerdem kann durch den Neubau von Laufwasserkraftwerken Energie aus kleineren Flüssen gewonnen werden.

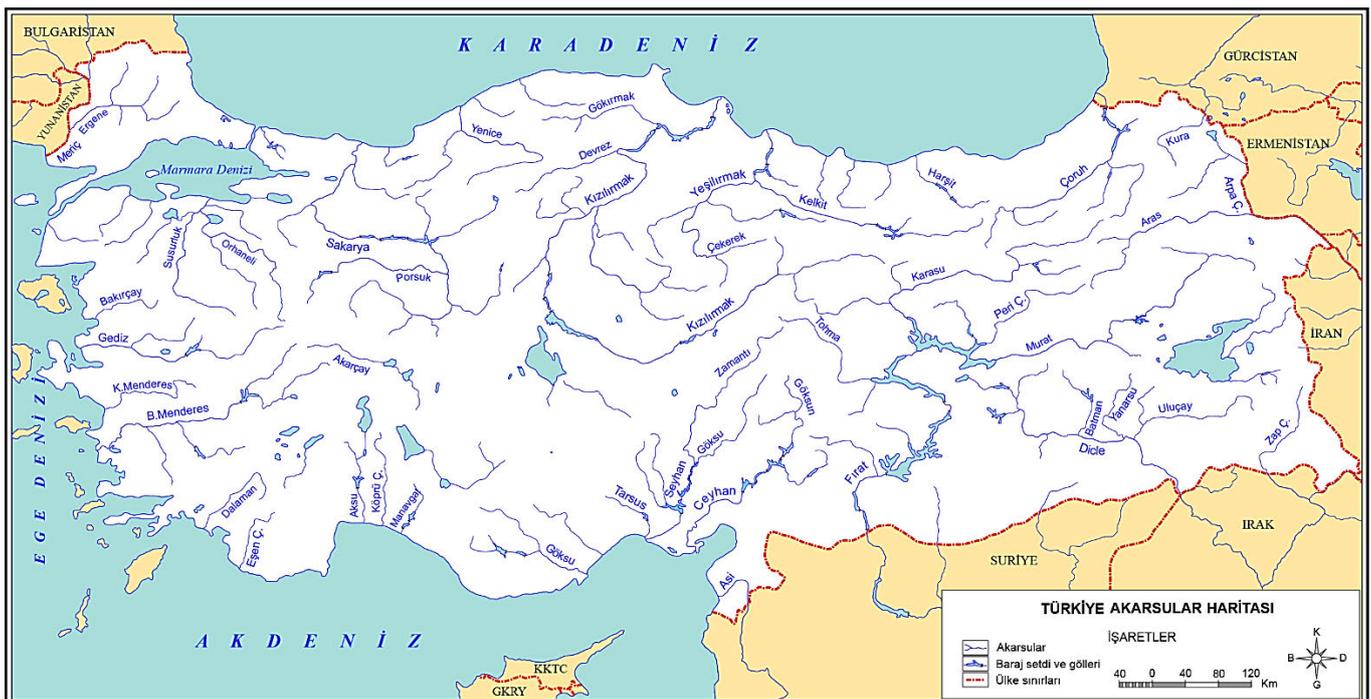


Abbildung 70: Flüsse, Seen und Stauseen [16]

In dieser Abbildung 70 erkennt man eine sehr hohe Dichte an Flüssen. Außerdem sagt sie aus, dass fast jeder Fluss bereits mindestens einmal durch Staudämme aufgestaut wurde. Die größten installierten befinden sich im SO. Ihre Zuläufe sind mit Staudämmen weitestgehend un bebaut. Hier wären Laufwasserkraftwerke eine optimale Lösung. Da die Zuläufe meistens in unwegsamen Gebieten liegen. Staudämme benötigen gegenüber den Laufwasserkraftwerken einen wesentlich größeren Platzbedarf. Die Höhendifferenzen der für diese Kraftwerke benötigt wird, sind nicht so hoch. Die

einzelnen Wasserkraftwerke hierzu zu berechnen ist nicht Teil der Aufgabenstellung dieser Masterthesis. Deshalb werden die bereits in erwähnten Dissertationen berechneten Potenziale übernommen.

#### 4.2.5 Planung von Speichersystemen

Kapitel 3.6 hat festgestellt, es gibt keine Potenzialbestimmung für türkische PSK. Deshalb ist es umso wichtiger die Randbedingungen der Umwelt bei der Realisierung dieser Speicher mit zu berücksichtigen. Die Höhendifferenz, Distanz zwischen Ober- und Unterbecken und geografische Form dienten als Hauptkriterien für eine Standortsfindung. Aufgrund der zahlreichen Seen, Meere, Flüsse und der geografischen Gegebenheiten, gibt es viele geeignete Standorte. Für sie wurden alle Seen untersucht. Die Seen mit den größten speicherbaren Volumina wurden ausgewählt und in der folgenden Abbildung 71 gekennzeichnet.

Die ermittelten Standorte konzentrieren sich im Osten auf die Provinzen Van, Elâzığ, Muş und Tatvan, in der Mittelmeerregion auf die Provinzen Antalya und Fethi.



Abbildung 71: Standorte der PSK [67]

Die anschließende Tabelle 17 weist weitere Standorte aus. Informationen sind zu entnehmen über Höhenlage, Oberfläche, Volumen, Art und Erweiterbarkeit von Seen, Talsperren oder Stauseen. Da es nicht ausreichend Informationen zu den Seen gab, sind einige Annahmen getroffen, die farblich gekennzeichnet sind.

Abk.	Name	H [m]	$\Delta H$ [m]	A [km <sup>2</sup> ]	V [km <sup>3</sup> ]	L [km]	Art	Erweit.
PSHKK	Keban	850	382	675	31	8	Stausee	nein
	Hazar	1250		81	12,15		Natürl. See	nein
	Karakaya	700	341	268	9,58	21	Stausee	nein
PSBV	Batmış	2215	419	12 (37)	0,12	10	Natürl. See	ja
	Van	1647		3522	576		Natürl. See	nein
PSGT	Gövelek	2234	197	0,7 (4)	0,004	7,7	Stausee	ja
	Turna	2549		7 (11,4)	0,04 (0,171)		Stausee	ja
PSMO	Manavgat	23	192	9	0,089	3	Stausee	nein
	Oymapinar	165		5	0,3		Stausee	ja
PSAAA	Akdogan	2164		12,5 (18,9)	0,26 (1,323)	8,4	Natürl. See	ja
	Alpaslan2	1371	744	100	2,431		Stausee	nein
	Alpaslan1	1400	794	114	2,99		Stausee	nein
PSNH	Nazik	1816	330	44,5	2,225	11	Natürl. See	nein
	Hacli	1585		27	0,189		Natürl. See	nein
PSBKM	Bezirgan	800	800	7,65	0,84	3,8	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSYM	Yeniköy	1090	1090	2,6	0,091	3,3	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSBM	Babadag	1050	1050	7,86	1,179	5,3	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSBBM	Beldibi Bahcecik	623	623	5,21	2,35	3,7	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSKKM	Karaköy	166	216	8,75	0,4987	1,8	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSSM	Sirac	370	352	3,74	0,4974	11	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSEM	Edemli	205	261	7,2	0,612	7,1	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein
PSMM	Mersin	348	418	3,11	0,2643	16	Künstl. See	nein
	Mittelmeer	0		$\infty$	$\infty$		Meer	nein

Tabelle 17: Ausgewählte PSK [58]

Wie man sieht, gibt es eine Vielzahl geeigneter Standorte für eine Pumpspeicherung in der Türkei. Man sollte auch erwähnen, dass viele Standorte nicht berücksichtigt wurden,

obwohl sie ebenfalls technisch umsetzbar wären. Die geografische Lage ermöglicht es zusätzlich Pumpspeicherung zu realisieren in:

- stillgelegtem Untertagebau [59]
- Höhlen (El Hierro) [59]
- Kugelpumpspeicher in Meeren oder Seen [60]

Nur eins dieser drei Konzepte ist aus der Entwicklungsphase gekommen, deshalb wird nur konventionelle Pumpspeicherung betrachtet.

Mit der Formel .... wurde dann anschließend der Energieinhalt des Wassers bestimmt.

$$E = \eta * \rho * g * \Delta h * V_s \quad (3)$$

Der Wirkungsgrad wurde mit  $\eta = 0,8$  gewählt, da von der Energie ca. 10% sowohl beim Pump- als auch beim Turbinenbetrieb verloren gehen. Bei der Dichte wurden beim Süßwasser (Trinkwasser) mit  $\rho_T = 1000 \text{ kg/m}^3$  und beim Salzwasser (Meerwasser)  $\rho_M = 1030 \text{ kg/m}^3$  angenommen. Beim PSK, das unterirdisch verbaut wird, liegt die Kaverne vom Niveau, unterhalb des Unterbeckens. Bei der Höhendifferenz wurden der Zulaufstollen, der zum Druckstollen führt mit 3 % und dem Unterwasserstollen mit 1 % Gefälle verrechnet. Dem Druckstollen wird eine Steigerung von 80 % zugeordnet.

Das Volumen ( $V_s$ ) stellt das Speichervolumen dar. Dieses ist in jedem Fall kleiner als das gesamte Volumen. Die meisten PSK haben ein Reservevolumen, welches verhindert, dass Turbinen oder Pumpen nicht trocken laufen. Bei natürlichen Seen wird versucht, die Entnahme so gering wie möglich zu halten, um den ökologischen Einfluss zu minimieren. Bei künstlich angelegten Seen wird das Wasserniveau bis auf 30 % herunter gesenkt. Anschließend wurde bestimmt, wie viel Zeit die Pumpspeicher für eine Füllung und Leerung benötigt. Dabei wurden die PSK auf Kurz-, Mittel-, und Langzeitspeicher ausgelegt, wobei die Arbeitszeit der Speicher bei ca. 8, 48 und 100 Stunden liegen. Danach wird der gesamte Volumenstrom mit der Formel  $Q_G = \frac{V_s}{t} * 3600$  berechnet. Mit

der folgenden Abbildung 72 werden Bauart und Schluckvolumen ( $Q_T$ ) der Turbine mithilfe der errechneten Fallhöhe ( $\Delta h$ ) ermittelt. [62]

Ziel ist es die jeweilige Leistung der Turbinen so hoch wie möglich, ihre zu installierende Anzahl so gering wie möglich zu halten. Außerdem müssen weniger Druckschächte bzw. Tunnel dafür angelegt werden. Danach wurde

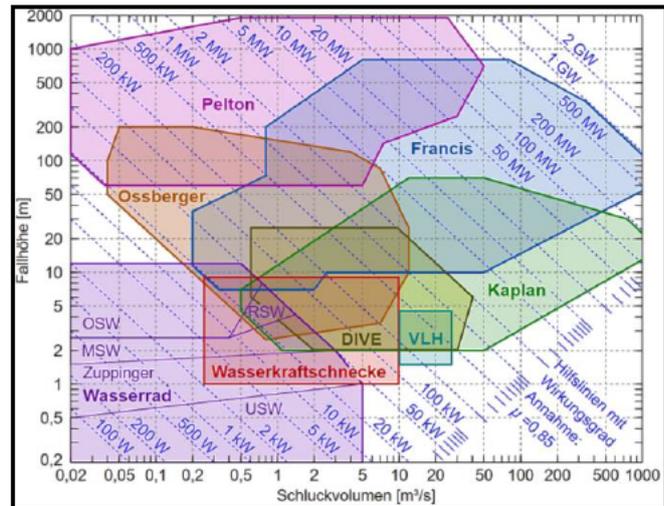


Abbildung 72: Turbinenkennfeld [62]

mit Division des gesamten Volumens ( $Q_G$ ) und des Schluckvolumens ( $Q_T$ ) die Stückzahl der Turbinen bestimmt. Diese Anzahl multipliziert mit der aus dem Diagramm ermittelten Leistung ergibt die gesamte zu installierte Leistung, die mit 152 GW datiert werden kann. Für die Pumpphase werden einzelne kleine Pumpen (Radialpumpen) zu einer Pumpenmatrix zusammen geschaltet. Dazu diente das Kraftwerk Dießbach von der Salzburg AG als nachzuahmendes Projekt. Als vorteilhaft erweist sich, dass beim Pumpbetrieb das Kraftwerk regelbar ist. Zusätzlich können Kosten für Pumpen gesenkt werden, da kleinere Pumpen in Massenproduktion herzustellen sind. [63]

Es gäbe die Möglichkeit eine Pumpturbine zu verwenden die in Turbinen- und Pumpbetrieb gehen kann. Diese Lösung hat aber keinen so hohen Wirkungsgrad, weil Strömungsmaschinen nicht gleichzeitig für Pump- und Turbinenbetrieb optimiert werden können. Deshalb geht eine Entscheidung gegen den Einsatz von Pumpturbinen. [32]

Die berechneten Daten für die PSK werden in dieser Tabelle 18 aufgelistet.

Abk.	$\Delta h$ [m]	A [km <sup>2</sup> ]	V <sub>G</sub> [km <sup>3</sup> ]	V <sub>S</sub> [Mio. m <sup>3</sup> ]	E <sub>G</sub> [GWh]	t [h]	Q <sub>G</sub> [m <sup>3</sup> /s]	Turbine	Q <sub>T</sub> [m <sup>3</sup> /s]	Stk.	P <sub>G</sub> [GW]
PSHKK	382	675	31	567	472	48	3300	Francis	300	11	10
		81	12,2								
	341	268	9,58	567	421	46	3400	Francis	340	10	10
PSBV	419	12 (37)	0,12	370	348	47	2201	Francis	220	10	8
		3522	576								
PSGT	197	0,7 (4)	0,004	80	34	8	2901	Francis	580	5	5
		7 (11)	0,04 (0,17)								
PSMO	192	9	0,1								
		5	0,3	150	63	8	5221	Francis	580	9	9
PSAAA		12,5 (18)	0,26 (1,3)								
	744	100	2,43	180	292	46	1080	Francis	90	12	7
	794	114	2,99	180	312	45	1120	Francis	80	14	7
PSNH	330	44,5	2,23	667	480	44	4199	Francis	350	12	12
		27	0,19								
PSBKM	800	7,7	0,8	616	1107	97	1760	Francis	80	22	11
		∞	∞								
PSYM	1090	2,6	0,09	156	382	49	888	Pelton	37	24	8
		∞	∞								
PSBM	1050	7,9	1,18	632	1490	98	1795	Pelton	39	46	15
		∞	∞								
PSBBM	623	5,2	2,4	1040	1455	97	2972	Francis	110	27	16
		∞	∞								
PSKKM	216	8,8	0,50	475	230	40	3300	Francis	550	6	6
		∞	∞								
PSSM	352	3,7	0,50	666	526	46	4066	Francis	340	12	12
		∞	∞								
PSEM	261	7,2	0,61	612	359	39	4320	Francis	480	9	9
		∞	∞								
PSMM	418	3,1	0,26	558	524	46	3392	Francis	200	17	7
		∞	∞								
Gesamt				7516	8495					246	152

Tabelle 18: Berechnung der PSK [58], [45], [64]

Als Ergebnis erhält man, dass 246 Turbinen eine Gesamtleistung von 152 GW liefern. Es gibt weitere geeignete Standorte, die ebenfalls ein großes Speicherpotenzial besitzen. Diese werden nicht weiter betrachtet, da die gewünschte Leistung bereits erreicht wurde.

Falls die Regierung beabsichtigt auch überstaatlich Versorgungsengpässe zu überbrücken, hätte sie mit dieser Technologie genügend Kapazitäten.

#### 4.2.5.1 Beispiele für die Auslegung der Speichersysteme

Drei der vielen potenziellen Standorte werden nun näher betrachtet. Die restlichen werden am Ende des Kapitels tabellarisch aufgelistet. Der Hazar-See, der sich in der Provinz Elâzığ befindet, ist als erster zu nennen. Seine Länge beträgt 20 km bei einer Breite von 5-6 km. Die Fläche des 1248 m hoch gelegenen Sees wird mit 81 km<sup>2</sup> angegeben. Interessant dürfte sein, dass er mit 213 m zu den tiefsten Seen der Türkei gehört.

Im NO befindet sich in 850 m Höhe der Keban-Staudamm, er ist ca. 7,5 km vom Hazar-See entfernt. Im S und in 700 m Höhe liegt der Karakaya-Staudamm, der etwa 21 km vom Hazar entfernt ist. Wenn der Hazar-See mit den beiden aufgestauten Seen verbunden werden würde, gäbe es ein enormes Speicherpotenzial aufgrund des



Abbildung 73: Kartenansicht des PSHKK [58]

gewaltigen Wasservolumens. Zwei weitere, gut geeignete Standorte für eine Pumpspeicherung liegen im Osten des Landes. Es handelt sich um natürliche See mit dem Batmış- und dem Van- See. Ihre Entfernung zueinander beträgt nur 10 km. Der Van See ist sodahaltig, auf einer Höhe von 1647 m gelegen. Dagegen ist der Batmış-See ein in 2215 m Höhe liegender Süßwassersee. Aus den genannten Daten ermittelt man eine Höhendifferenz von 568 m.



Abbildung 74: Kartenansicht des PSBV [58]

Der Van See ist nicht nur der größte des Landes, sondern sogar der größte Sodasee der Welt. Er umfasst 3522 km<sup>2</sup> mit einer maximalen Tiefe von 451 m und einem Volumen von 576 km<sup>3</sup>. Im Vergleich dazu hat Deutschlands größter See, der Bodensee, ein Volumen von nur 48 km<sup>3</sup>. Als Unterbecken ist im Van also genügend Volumen vorhanden. Der ca. 10 km<sup>2</sup> große Batmış-See mit einer unbekanntenen Tiefe, ist ein Karststeinsee, aufgrund seiner Gesteinsart. [65] Es ist aber auch bekannt, dass im Osten eine große Doline (Senkloch/Karsttrichter) vorhanden ist, die überschüssiges Wasser unterirdisch versickern lässt. Das führt zu der Vermutung, dass die Wassertiefe lediglich einige Meter beträgt. Sie kann evtl. durch das Schließen der Doline bzw. einer Versiegelung des Bodens erheblich erhöht werden, da das Einzugsgebiet des Sees sehr groß ist und mehrere Quellen und kleine Flüsse sie speisen. Ein weiteres Gebiet, dass mehrere potenzielle Standorte, aufgrund der geographischen Lage, bietet, befindet sich in der Mittelmeerregion. Der mittlere-, und westliche Taurus mit seinen stark abfallenden Hängen zum Mittelmeer

gewährleistet einzigartige Gegebenheiten für eine Pumpspeicherung. Höhendifferenzen zwischen 500-1000 m und mehr sind keine Seltenheit. Zudem bieten einige Gebirgsformationen die Möglichkeit, diese auch als Becken zu verwenden. Einer der Standorte ist der Pumpspeicher-Beziran-Kaş-Mittelmeer (PSBKM). Beziran ist ein kleines Dorf mit nur 915 Einwohnern. Es liegt in einer von Bergen umgebenen Hochebene

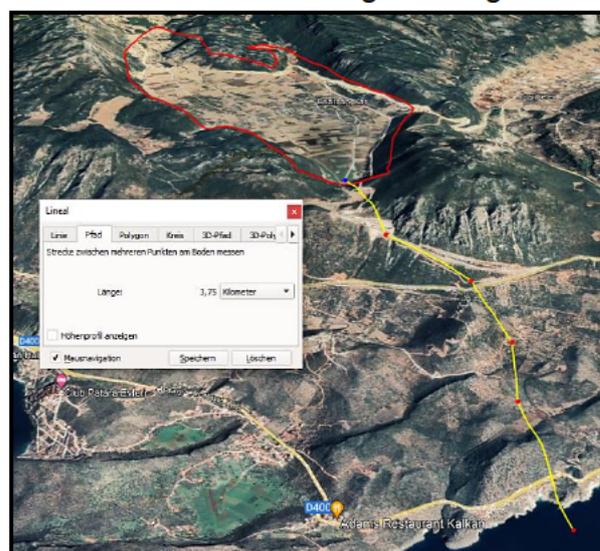


Abbildung 75: Landkartenansicht PSBKM [58]

gewährleistet einzigartige Gegebenheiten für eine Pumpspeicherung. Höhendifferenzen zwischen 500-1000 m und mehr sind keine Seltenheit. Zudem bieten einige Gebirgsformationen die Möglichkeit, diese auch als Becken zu verwenden. Einer der Standorte ist der Pumpspeicher-Beziran-Kaş-Mittelmeer (PSBKM). Beziran ist ein kleines Dorf mit nur 915 Einwohnern. Es liegt in einer von Bergen umgebenen Hochebene

und könnte nach einer notwendigen Umsiedlung der Bevölkerung einen kleinen Schüttdamm erhalten, der als Becken dienen würde. Recherchen haben ergeben, dass der Untergrund ein gipshaltiges Karstgestein ist, welches aufgrund seiner porigen Struktur, Dolinen bildet und Wasser versickern lässt. Um dem entgegenzuwirken, muss eine Versiegelung des Bodens erfolgen.

Im Falle einer Bebauung würde das Mittelmeer als Unterbecken und das Dorf Bezirgan als Oberbecken dienen. Idealerweise existiert hier ein Höhenunterschied von 800 m. Die Entfernung zwischen beiden Becken liegt bei 3,75 km, wobei das hohe Gefälle zum Meer erhebliche Vorteile mit sich bringt. Das durch Rohre fließende Wasser kann vorteilhaft oberirdisch verlegt werden. Dadurch erübrigt sich ein aufwändiger, mit sehr hohen Kosten verbundener Tunnelbau.

Kapitel 3.6 vermittelte das Potenzial der Pumpspeicherung. In diesem Kapitel werden die einzelnen ausgewählten Standorte näher analysiert und die installierte Leistung, gespeicherte Energie, Lade- und Entladezeit, Turbinenart und deren Anzahl bestimmt.

Das größte Problem stellen dabei die Dunkelflauten dar. Laut dem Deutschen Wetterdienst gab es in Deutschland von 1995 bis 2005 im Schnitt zweimal im Jahr Situationen, in denen großräumige Flauten und sonnenarme Zeiten über 48 Stunden gemeinsam auftraten. In den Extremfällen halten diese zum Teil bis zu 10 Tagen an. Die Dauer der Dunkelflaute hat keinen definierten Wert. Deshalb ist es schwierig abzuschätzen wie lange Speicher ihre Energie zur Verfügung stellen müssen. Es wird angenommen, dass 48h bereit zu stellen sind

Für diese Extremfälle sind flexible Erzeuger/Verbraucher und große Speicher nötig. Pumpspeicherung kann einen erheblichen Teil dazu beitragen. Insgesamt wurden 18 Pumpspeicher grob geplant, die in der Tabelle... aufgelistet sind. Bei der einen Hälfte handelt es sich um natürliche Seen oder Talsperren. Bei der anderen Hälfte geht es um künstlich angelegte Seen an der Südküste der Türkei. Die Seen dienen als Oberbecken das Mittelmeer als Unterbecken.

## 4.3 Realisierung

Im diesem Abschnitt werden verschiedenen Szenarien verdeutlicht.

### 4.3.1 Leistung und Übertragungsenergie im Jahr 2050

Das Netz von 2050 muss 1854 TWh übertragen. Die im Netz installierte Leistung wird 1095 GW betragen. In der folgenden Tabelle 19 sind die Anteile der einzelnen Energieressourcen aufgelistet.

Energieressource	Energie [TWh]	Installierte Leistung [GW]
Pumpspeicherkraft		152
Wasserkraft	220	126
Sonnenenergie	830	531
Biogasenergie	131	100 (26+52+22)
Windkraft	673	186
Gesamt	1854	1095

*Tabelle 19: Festgelegte Energien und Leistungen  
[TWh], [GWh]*

Das Netz muss im Vergleich zu 2020 im Jahr 2050 ungefähr das Fünffache an Energie übertragen. Die maximal installierte Leistung muss sogar um das 13-fache gesteigert werden, wobei die Übertragungsleistung bei 557 GW liegen wird. Dafür ist ein Netz nötig, dass die angestrebten Leistungen händeln und flexibel auf verschiedene Szenarien agieren kann.

### 4.3.2 Das Szenario der Dunkelflaute

Die für die Energiewende im Stromsektor größte Herausforderung stellt die Dunkelflaute dar. Sie, als sogenanntes Kofferwort, beschreibt das gleichzeitige Auftreten von Dunkelheit und Windflaute. Dieser Exzess kommt meistens in den Wintermonaten vor, bei erhöhtem Energieverbrauch. Im Sommer kann er auch auftreten, fällt aber wegen der langen Sonnenscheindauer nicht so stark aus. Sie werden kalte- bzw. warme Dunkelflaute genannt. Eine Dunkelflaute bedeutet aber nicht, dass alle Wind- bzw. Sonnenkraftwerke davon betroffen sind. Es wird davon ausgegangen, dass immer noch 15 % Leistung ins Netz eingespeist wird. Die Dauer einer Dunkelflaute ist schwer abzuschätzen. In diesem Beispiel werden 48 Stunden als Störzeit betrachtet. Das dargestellte Problem kann gelöst werden durch folgende Maßnahmen:

- Überstaatlicher Netzausbau (+15 GW)
- Pumpspeicherkraftwerke (+152 GW)
- Bioenergie (+26 GW)
- Wasserkraftwerke (+126 GW)
- Netzersatzanlagen (+52 GW)
- Variable Stromtarife und Demand Side Management (-55,7 GW)
- Power-to-Gas (+22 GW)
- Batteriespeicher (+10GW)

In dieser Arbeit werden nicht all diese Faktoren geplant, aber durch den technologischen Fortschritt unabdingbar erklärt.

Technologieart	Leistung [GW]
Windkraft	28
Sonnenkraft	80
Biogas	78
Pumpspeicher	152
Wasserkraft	126
Überstaatlicher Netzausbau	15
Variable Stromtarife und Demand Side Management	55,7
Power-to-Gas	22
Batteriespeicher	10
Insgesamt	566

*Tabelle 20: Leistung [GW] im Falle einer Dunkelflaute*

Wie man sieht, kann durch verschiedene Maßnahmen die Dunkelflaute für 48 Stunden bewältigt werden. [66]

### 4.3.3 Zeitplan zur Realisierung der Projekte

In diesem Kapitel werden für die geplanten Kraftwerke Zeitpläne der reinen Installationszeit aller Energieressourcen erstellt. für die geplanten Kraftwerke erstellt. Hierbei werden die reinen Installationszeiten betrachtet. Hinzu würden selbstverständlich Planung, Abnahmen, Netzanschluss usw. hinzukommen, aber dieses kann parallel dazu von anderen Unternehmen erstellt werden. Die Dauer dieser Phasen ist meist stark von der Politik und deren Gesetzgebung abhängig. Da diese Faktoren schwierig abzuschätzen sind, werden lediglich die Bauzeiten betrachtet.

### 4.3.3.1 Zeitplan Photovoltaik

Für eine Abschätzung der Bauzeit wurden Installationen von PV-Modulen auf den Dächern von Einfamilienhäusern als Beispiel herangezogen. In der Regel können zwei Monteure 30 PV-Module, mit einer ungefähren Leistung von 10 kWp, an einem bis zwei Arbeitstagen installieren. Dadurch, dass in dieser Betrachtung große Parks geplant, berechnet und bodennah aufgestellt werden, wird angenommen, dass 2 Monteure täglich 30 PV-Module installieren können. [67] [68]

Die enorme Anzahl der PV-Module kann von einem einzelnen Unternehmen nicht aufgebaut werden. Deshalb werden diese an mehrere Unternehmen vergeben. Die Unternehmensgröße wurde mit einer Anzahl von 3000 angenommen. Bei real angenommenen 200 Jahresarbeitstagen, installiert jedes Unternehmen jährlich 9000000 Module. Bedingt durch die sehr große Anzahl an PV-Parks, werden sie zu kleineren Parks gruppiert, so dass die Unternehmen mindestens 2 Jahre mit dem Aufbau beschäftigt sind. Die einzelnen Parks sind in der folgenden Tabelle 21 zu entnehmen.

Abk.	Abk. kleine PV- Parks	P [GWp]	Anzahl Module [Mio. Stück]	Arbeits-Jahre
VSPV		61,7	198,9	22,1
BSPV		11,3	36,3	4,0
E1PV	ISPV, BSPV	9,2	29,6	3,3
E2PV	ASPV, USPV	4,7	15,1	1,7
E3PV	CSPV, ESPV	4,1	13,2	1,5
EGSPV		8,1	26,1	2,9
E4PV	HSPV, SSPV, SPPV, BDPV, DDPV, BHDPV, OPDPV, BBDPV	6,9	22,3	2,5
KKDPV		6,7	21,5	2,4
ADPV		20,4	65,9	7,3
KBDPV		16,9	54,6	6,1
ISDPV		8,0	25,8	2,9
E5PV	AKDPV, HFDPV	9,6	30,9	3,4
E6PV	DBDPV, AMDPV, KKDPV, AP1DPV, AP2DPV, SH1DPV, CLDPV, ATDPV	12,1	39,0	4,3
E7PV	SDPV, MZDPV, KZDPV, DDPV, BMDPV, OKDPV, SYDPV	9,1	29,3	3,3
E8PV	DKDPV, KÖDPV, EMDPV, KKDPV, SVDPV, YMDPV, HOAPV	12,9	41,7	4,6
E9PV	CPAPV, KKAPV, BAPV	9,3	30,0	3,3
E10PV	BBKKAPV, KGAPV, KEAPV, SEAPV	11,6	37,3	4,1
E11PV	AEAPV, UAPV	13,0	42,0	4,7
E12PV	TAPV, YSAPV, KAAPV, BAPV	11,4	36,8	4,1

KSAPV		39,2	126,3	14,0
E13PV	IAPV, EAPV, LAPV	19,5	62,9	7,0
E14PV	VAPV, NVAPV, BTAPV	10,1	32,6	3,6
KAPV		8,8	28,5	3,2
ESAPV		9,7	31,3	3,5
E15PV	UIPV, KIPV, SIPV, FHIPV, HAIPV, WHIPV, ABIPV	10,8	34,8	3,9
WGIPV		33,3	107,6	12,0
E16PV	BBIPV, HIPV, BIPV, REIPV, MIPV, EZIPV, BSIPV	14,9	48,0	5,3
E17PV	MBIPV, HCIPV, SNIPV, LZSIPV, GSIPV	12,6	40,6	4,5
SMIPV		21,0	67,7	7,5
FIPV		38,3	123,7	13,7
LBPV		66,7	215,1	23,9

Tabelle 21: Abkürzungen der PV-Parks

Im Anhang mit der Abbildung ... ist das Gantt-Diagramm dargestellt. Ihr ist zu entnehmen, dass sieben Unternehmen mit geschätzten 21000 Monteuren insgesamt 1,7 Mrd. Module installieren. Bis Ende 2050 wird eine installierte Leistung von 532 GWp bereitgestellt.

Das bedeutet, dass die Unternehmen im Durchschnitt 27,3 Jahre bis zur Inbetriebnahme beschäftigt sind. Die durchschnittliche Lebensdauer von PV-Modulen beträgt 27,5 Jahre. Das hat zur Folge, dass die bereits beschäftigten Arbeitskräfte wegen der notwendigen Modulerneuerung (Repowering) weiterhin beschäftigt werden können. [69]

Damit die ausrangierten Module nach ihrem Lebenszyklus der Umwelt schaden, ist es wichtig, dass sämtliche Materialien (Glas, Aluminium (AL), Silicium (Si), Kunststoffe, usw.) in einem Kreislaufsystem integriert werden und wieder Verwertung finden können [62, p. 386].

#### 4.3.3.2 Zeitplan Windkraft

Auch in diesem Fall wird bei der zeitlichen Planung lediglich die Bauzeit betrachtet. Hierzu wurden bereits realisierte Windparks ausgewählt, um die Bauzeit grob abzuschätzen zu können. Das Errichten einer modernen WEA ist mittlerweile so weit optimiert, dass sämtliche Montagearbeiten bei guten Witterungsbedingungen innerhalb weniger Arbeitstage durchgeführt werden können. Ein realer Wert wird mit 3 Tagen angenommen. In diese Zeit wurde der Bau des Fundaments und von Zufahrtsstraßen nicht einbezogen, da diese bereits im Vorfeld gebaut werden können. Zu beachten sind zulässige Windgeschwindigkeiten bis zu 10m/s, höhere würden Hebearbeiten stark negativ

beeinflussen. Im schlimmsten Fall müssten diese Arbeiten abgebrochen werden. Findet die Berücksichtigung, wird nur mit 115 Arbeitstagen im Jahr gerechnet. Deshalb sollte jedes Unternehmen zwei Montageteams besitzen. [62, p. 386]

Die einzelnen Windparks sind in manchen Fällen zu groß, um das Aufstellen bis 2050 zu realisieren. Deshalb werden die großen WP mit einer Anzahl von maximal 1400 begrenzt. Für die schnelle Netzanbindung ist es besser, dass die WP in kleinere aufgeteilt werden.

Im Anhang mit der Abbildung ... ist das Gantt-Diagramm dargestellt. Ihm kann man entnehmen, dass es 12 tätige Unternehmen geben muss, von denen 11 mit 29 und eins über 11 Jahre voll ausgelastet wären.

Zweidutzend Arbeitskräfte werden zum Errichten einer WEA benötigt. Viele Komponenten können in der Türkei produziert werden. Dieses schafft Arbeitsplätze, die ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Somit wird geschätzt, dass die Fertigung und der Bau einer WEA mindestens 1500 Arbeitskräfte verlangt. Nach dem Gant-Diagramm ... sind 12 Unternehmen mit 18000 Arbeiter direkt beteiligt.

Auch in diesem Fall können sie nach dem Aufstellen der gesamten WEA mit dem Repowering weiterhin beschäftigt werden. Die durchschnittliche Lebensdauer für Onshore beträgt 20, die von Offshore 25 Jahre [62, p. 548].

#### **4.3.3.3 Zeitplan Biogas**

Die Erstellung eines Zeitplans für Biogas stellte sich als am schwierigsten heraus. Dieses lag daran, dass Biogasanlagen (Fermenter, Nachgärer und Biogasaufbereitungsanlagen) dezentral liegen und Biomethan über das Erdgasnetz zu den zentral gelegenen Erdgasanlagen bzw. BHKW zu transportieren ist. Das bedeutet, dass drei unterschiedlich determinierte Pläne zu erstellen sind. Biogasanlagen werden über das ganze Land verteilt und sollen dezentral in landwirtschaftlich gelegenen Orten Biomethan produzieren. In den Erdgaskraftwerken und BHKW soll durch Repowering die installierte Leistung erhöht werden. Dazu sollen keine neuen Standorte geplant, sondern bestehende Anlagen verbessert werden.

Da es auch in diesem Fall keine Studien gibt, werden weiterhin sinnvolle Annahmen getroffen, um die Umsetzung der realitätsnah zu planen. Im Gegensatz zu den EK und BHKW sind Biogasanlagen Neubauten, die auf die 81 Provinzen des Landes verteilt

werden. Unter Berücksichtigung der Prozentualen Bevölkerungszunahme bis 2050 erfolgt eine Verteilung in die einzelnen Provinzen. Der Zeitplan ist im Anhang... hinterlegt. Jede dieser Gasanlagen ist so groß, dass sie Biomethan für einen BHKW mit einer elektrischen Leistung von 30 MW produzieren könnte. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass jedes „virtuelle“ BHKW mit 5000 Volllaststunden im Jahr läuft. So wurde berechnet, wie viele Anlagen in jeder Provinz installiert werden müssen. Die Anzahl und die Kapazität müssen selbstverständlich nicht eingehalten werden. Die berechnete Anzahl dient lediglich einer sinnvollen Abschätzung der zu planenden Bauzeit. Für den Bau einer 30 MW großen Biogasanlage sind etwa 6 Monate vorgesehen [70].

Mit diesen Annahmen wurde festgestellt, dass für den Bau der Anlagen insgesamt 11 Unternehmen im Durchschnitt 26,8 Jahre beschäftigt sind. Auch hier können sehr viele Bauteile in der Türkei hergestellt werden.

Bei den Erdgaskraftwerken wurden die 31 größten ausgewählt und ihre vorhanden installierte Kapazität mit drei multipliziert. Geschätzt wurde, dass der Bau eines Erdgaskraftwerkes bei 3-4 Jahren liegt. Daraus folgt, dass fünf Unternehmen im Durchschnitt 28,4 Jahre beschäftigt, wären [71].

Bei den BHKW wurden die bestehenden Anlagen in den meisten Fällen um das Fünffache erhöht. Es wurde aber darauf geachtet, dass die minimal installierte Leistung nicht unter 300 MW<sub>el</sub> liegen darf. Die Bauzeit wurde auf 5 Jahre festgelegt, da die Umbauten bei solch einer Erhöhung der Kapazität erheblich mehr Zeit in Anspruch nehmen. Als Muster für eine solche Veränderung wurde das Küstenkraftwerk in Kiel herangezogen. Damit wurde festgestellt, dass 19 Unternehmen mit dem Bau beauftragt werden würden. 18 dieser Unternehmen sind 29 Jahre beschäftigt. Eines dieser Unternehmen ist lediglich 6 Jahre gebunden.

Für die drei Bereiche werden 35 Unternehmen beschäftigt sein. Bei einem Schätzwert von 2000 Arbeitnehmern pro Unternehmen, würden 70000 Arbeitskräfte mit dem Bau dieser Anlagen beschäftigt sein. Auch in diesem Fall müssten die Arbeiten nach der Fertigstellung der gesamten Anlagen muss an eine Erneuerung durch Repowering gedacht werden. Somit wären auch diese Arbeitsplätze gesichert.

All die gemachten Annahmen sind sehr stark idealisiert, da nicht jeder Erdgas- und BHKW-Standort platzmäßig für eine Erweiterung geeignet ist. Dennoch sind derartige Annahmen notwendig, um eine grobe Richtung für eine zeitliche Realisierung der Projekte zu haben [45].

#### **4.3.3.4 Zeitplan Pumpspeicher**

Im Anhang in der Abbildung ... ist der Zeitplan für die Realisierung der Pumpspeicherkraftwerke zu sehen. Die Bauzeit von PSK variiert stark, dieses ist den verschiedenen Einflussfaktoren geschuldet. Dazu gehören z.B. Beckengröße, Anzahl der Turbinen/ Pumpen, Verlegung der Schächte (Rohre) usw... Um eine grobe Abschätzung zu erhalten, wurde die Bauzeit der größten PSK analysiert und auf die betrachteten angewendet. Den gemachten Recherchen entnimmt man, dass für den Bau 5-20 Jahre zu planen sind. Da die Gegebenheiten der PSK stark zueinander variieren, wird die Bauzeit wie folgt angenommen:

- 10 Jahre bei durchschnittlicher Größe
- 5 Jahre dort, wo kein Speicherbecken gebaut werden muss
- 20 Jahre bei großen Anlagen, mit zusätzlich notwendigem Bau von Becken

Die Abbildung... zeigt, dass sechs Unternehmen für den Bau der PSK beauftragt werden müssen. Eines davon würde 10 Jahre lang beauftragt sein. Die anderen hätten im Durchschnitt 29 Jahre mit dem Bau zu tun haben. Der Bau eines PSK verlangt eine große Zahl an Arbeitspersonal aus verschiedensten Berufsfeldern. Es wird geschätzt, dass für den Bau eines PSK rund 10000 Arbeitsplätze bereit zu stellen sind. Bei 6 Unternehmen, ergeben sich so 60000 Stellen [72].

#### **4.3.3.5 Zeitplan Wasserkraft**

Die momentan installierte Kapazität von Wasserkraft liegt bei 31336 MW. Das Ziel der Regierung ist es zum 100-jährigen Bestehen im Jahr 2023, große Projekte ins Leben zu rufen. Dazu zählen die zahlreichen Neubauten und Neuerungen von Wasserkraftwerken. Ziel ist es eine installierte Leistung von 43612 MW zu erreichen.

Im Kapitel 4.... Wurde festgehalten, dass für die Energiewende 120000 MW Wasserkraft benötigt werden. In der Abbildung.... Ist ein Zeitplan für die Wasserkraft zu sehen. Für das Ziel müssen nicht nur neue Kraftwerke gebaut, sondern erneuert, modernisiert und

erweitert werden. Der zeitliche Aufwand für den Neubau eines Staudammes oder Laufwasserkraftwerkes ist schwer abzuschätzen, da es vielfältige Einflussfaktoren, ähnlich denen eines PSK gibt. Deswegen wurden mehr als 200 bestehende Anlagen analysiert und daraus dann 49 auf ihre Erweiterbarkeit und Repoweringfähigkeit geprüft.

Bei der Repowering geht es u.a. darum alten Turbinen durch leistungsfähigere zu ersetzen. Die Erweiterung befasst sich mit der Staumauer. Talsperren, wie z.B. Bogenmauern können durch den Bau einer zweiten, parallel verschobenen und höheren viel mehr Wasser speichern. Bei wärmeren Sommern in der Türkei wird das unumgänglich sein, um dem Verdunstungsgrad entgegenzuwirken. Beim Repowering wird die installierte Leistung auf das fünffache erhöht. Dadurch kann eine Leistung von 58685 MW erreicht werden. Der Neubau von Staudämmen und Laufwasserkraftwerke mit etwa jeweils 10000 MW einen anteiligen Beitrag dazu leisten. Somit gelangt man auf eine Leistung von 78685 MW. Summiert man diesen Wert mit den bereits bestehenden WKW, so gelangt man auf die 122297 MW.

Die Bauzeit von Staudämmen und Laufwasserkraftwerken ist schwierig zu planen. Dafür müssten erst noch passende Standorte gesucht werden. Da diese eine reichliche Recherche verlangt, wird angenommen, dass die Installation von einem Unternehmen 29 Jahre lang durchgeführt wird. Für die Erweiterung werden acht Unternehmen eingeplant, die 28,4 Jahre damit beschäftigt wären. Wie auch bereits bei der PSK werden für den Bau eines WKW mehrere Tausend Arbeitskräfte benötigt. Bei gleichem Schätzwert von 10000 Mitarbeitern, kommt man bei 10 Unternehmen auf 100000 Arbeitern.

An Repowering muss auch in diesem Fall betrachtet werden. Dazu müssten nach dem Bau der Neuen Kraftwerke, die alten erneuert werden. Da diese im Jahr 2050 schon mehrere Jahrzehnte in Betrieb sein würden.

Diese Arbeiten werden insgesamt 269000 Fachkräfte benötigen, die unmittelbar mit dem Bau der Kraftwerke beschäftigt sein werden.

## 5 Modellierung und Simulation

Mit dem Programm energyPro wurden zu Beginn die einzelnen erneuerbaren Energieressourcen mit Bausteinen modelliert. Diese Bausteine bekamen Eigenschaften. Diese wurden dann im Anschluss miteinander verbunden. Dieses Netzwerk hat dann einen virtuellen Verbraucher bekommen. Diese einzelnen Energieressourcen wurden dann zu einem großen Netzwerk verbunden. In der Abbildung 76 kann man die Modellierung der Photovoltaik sehen.

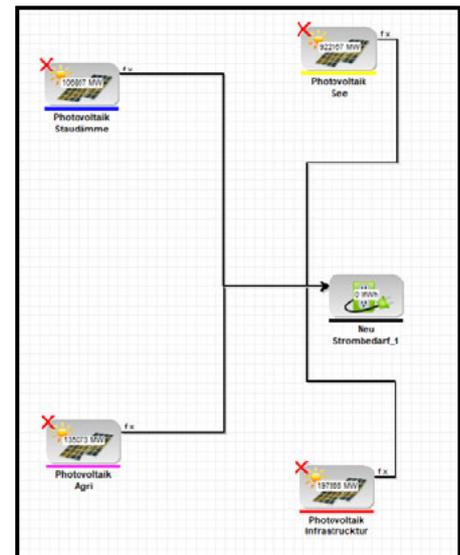


Abbildung 76: Modellierung Photovoltaik mit energyPro

In der Abbildung 77 ist die Modellierung der Biogastechnologie im Jahr 2050 zu sehen.

In der Abbildung 78 ist die Modellierung der Windparks zu sehen. Der nächste Schritt wäre es, die einzelnen Modelle miteinander zu verbinden und zu simulieren. Dafür sind aber mehr Daten nötig, die nicht vorhanden waren.

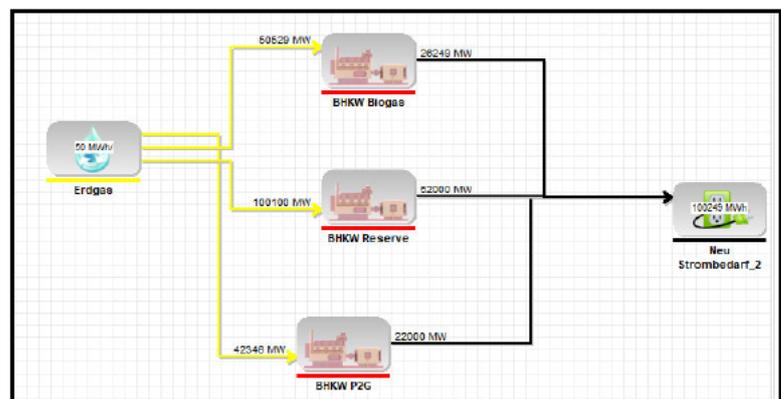


Abbildung 77: Modellierung Biogas mit energyPro

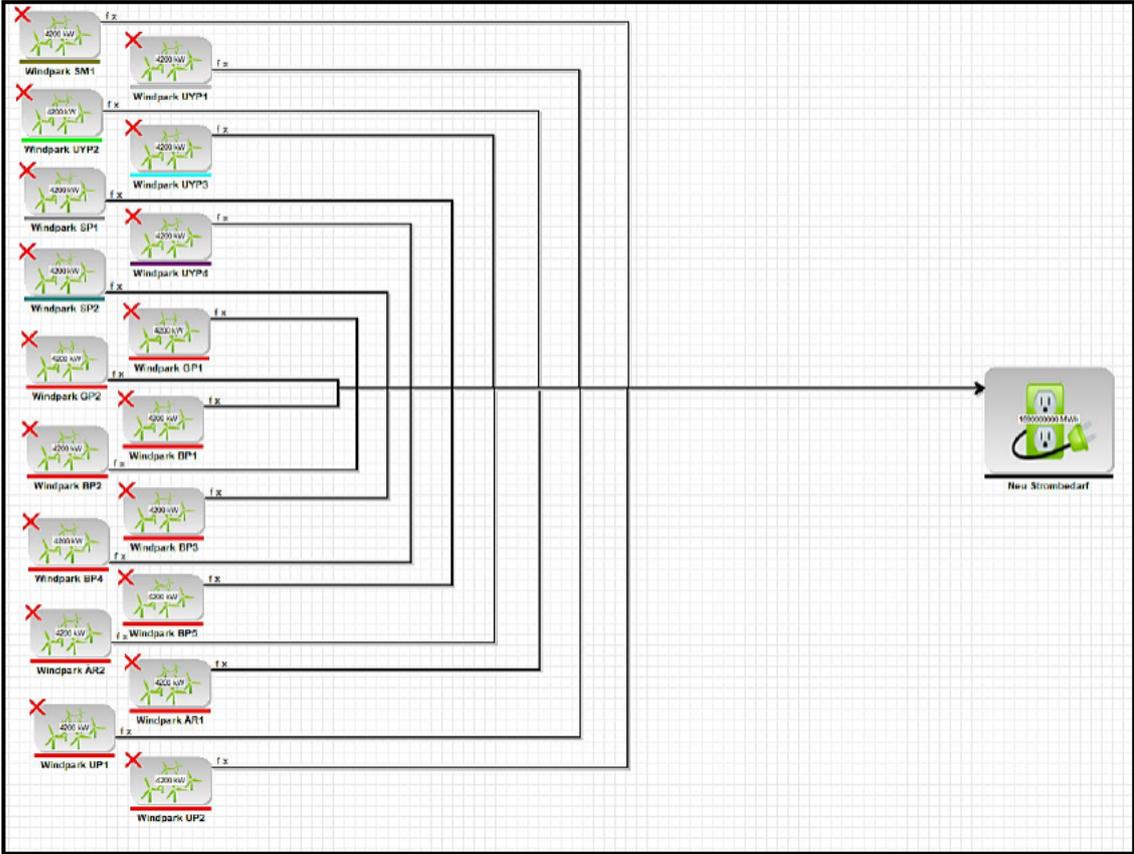


Abbildung 78: Modellierung Windkraft mit energyPro

## 6 Fazit

Es ist gelungen, in vielfältigen Betrachtungen energetische Probleme darzulegen, sie zu analysieren und Handlungsempfehlungen für das Gelingen der Energiewende in der Türkei zu geben.

Hilfreich waren hierbei die von TEIAS zur Verfügung gestellten Bild- und Datenmaterialien. Diese Daten waren sehr umfangreich und trugen zum Gelingen der Arbeit bei. Geografischen Recherchen über das Land begleiteten die gesamte Arbeit. Die dadurch entstandenen Kartografen konnten die Sachlage bildlich veranschaulichen.

Das Kapitel 3 beschäftigte sich zu Beginn mit den Randbedingungen für die Standortfindung. Es entstanden mit dieser Analyse Erkenntnisse über Flugrouten von Zugvögeln, Erdbebengebiete, Klimaregionen, Straßen- und Seeverkehr. Dabei erwiesen sich die Faktoren der Zugvögel und Erdbeben als wesentliche Einschränkungen. Die Türkei ist in Bezug auf Infrastruktur wie Straßen, Autobahnen, Bundesstraßen und Seeverkehr sehr gut aufgestellt. Die meisten Regionen sind deshalb gut zu erreichen.

Weitere Erkenntnisse aus diesem Kapitel waren die enormen Potenziale der EE des Landes. Diese haben die Erwartungen weit übertroffen. Das technisch Potenzial der Sonnenkraft soll bei 15119 TWh liegen. Für große Potenziale sorgen die aus verschiedenen Richtungen wehenden Windphänomene. Für die Biogastechnologie wurde ein ökonomisch und ökologisch tragbares Potenzial von ca. 130 TWh bestimmt. Aufgrund der geografischen Lage und den vielen Gewässern, zählt auch die Pumpspeicherkraft zu potenziellen Energielieferern.

Diesen Potenzialen schlossen sich recht komplizierte Recherchen in Richtung der verschiedenen Prognosen an. Dazu wurden die Energieverbräuche und installierte Kapazität der Vergangenheit analysiert. Es fiel auf, dass politisch begründete Geschehnisse und Naturkatastrophen in einem bestimmten Zyklus immer wieder auftreten. Diese Erkenntnisse wurden verwendet, um Prognosen für 2050, dem Zieljahr des Pariser Klimaschutzabkommens, zu erstellen.

In dem Kapitel "Planung" genoss die Windkraft eine detaillierte Analyse. Es ging stets um große Projekte. Zu finden waren Standorte mit ausreichendem Flächenmaß. Aufgrund des gewaltigen Potenzials der Sonnenenergie erwies sich die Notwendigkeit, die PV-Module in bestehende Infrastrukturen zu integrieren. Die Biogastechnologie kann in der

Türkei auf ein gut ausgebautes Erdgasnetz aufbauen. Diese wurde bei der Planung der einzelnen Kraftwerke berücksichtigt. Die Prämisse lag hier bei Staudämmen, Biogas- und Laufwasserkraftwerken, die bestehende Infrastruktur zu verwenden, um so die Umwelt möglichst wenig zu beeinflussen.

Im Abschnitt Realisierung handelte es um die Erstellung von Gantt-Diagrammen zur Realisierung der geplanten Projekte. Diese Vorhaben nehmen verschiedene Qualifikationen in Anspruch. Allein in der Montage der Anlagen werden schätzungsweise 270000 Fachkräfte beteiligt sein. Wenn man die Zulieferer für die Anlagen mit einbezieht, würde man einen Arbeitsmarkt für Millionen Arbeitskräfte schaffen und das vor allem über Jahrzehnte hinaus.

Der vom Menschen verursachte Klimawandel (Anthropozän) kann durch das Einhalten des Pariser-Klimaabkommen aufgehalten werden. Die aktuelle Ratifizierung verlangt unverzüglich uneigennütziges türkisches Handeln, denn nur dann gelingt es, diesen Anthropozän Einfluss in das Ökosystem aufzuhalten. Im letzten Kapitel wurde die Simulation der geplanten Projekte veranschaulicht.

Die Arbeit leistet nicht nur einen recht guten Einblick zum Potenzial der erneuerbaren Energien, sondern vermittelt auch Handlungsempfehlungen. Es bleibt abzuwarten, inwieweit die Türkei sich bereit erklärt, durch Zusammenarbeit mit vor allem internationalen Investoren Forderungen des Abkommens zu verwirklichen. Denn Fakt ist, allein ist das Land nicht in der Lage, derartig großdimensionierte Projekte zu verwirklichen. Wenn die türkische Politik nationales Interesse und Verantwortung an einer eigenen Einflussnahme auf klimatische und energetische Geschehen nimmt, könnte es in Zusammenarbeit mit ausländischen Investoren Chancen geben, dieses zu realisieren.

## IV. Literaturverzeichnis

- [1] TEİAŞ, „TEİAŞ TPYS,“ TEİAŞ, 2021. [Online]. Available: <https://tpys.teias.gov.tr/tpys/app/report.htm>. [Zugriff am 10 2021].
- [2] Eurostat, „Statista,“ Februar 2020. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/825703/umfrage/abhaengigkeit-von-energieimporten-in-der-tuerkei/#:~:text=Im%20Jahr%202018%20wurden%20rund,der%20Türkei%20durch%20Import%20gedeckt..> [Zugriff am 10 2021].
- [3] globalpetrolprices, „globalpetrolprices,“ [Online]. Available: [https://de.globalpetrolprices.com/Turkey/electricity\\_prices/](https://de.globalpetrolprices.com/Turkey/electricity_prices/). [Zugriff am 09 2020].
- [4] S. AYDIN, „Sozcu,“ 02 07 2021. [Online]. Available: <https://www.sozcu.com.tr/2021/ekonomi/pala-zam-yuzde-15in-cok-uzerinde-4-kisilik-ailenin-aylik-elektrik-faturasi-211-liraya-cikti-6517833/>. [Zugriff am 08 2021].
- [5] J. Matthes, „iwkoeln,“ 27 08 2018. [Online]. Available: <https://www.iwkoeln.de/studien/juergen-matthes-waehrungskrise-in-der-tuerk>. [Zugriff am 09 2021].
- [6] TMMOB, „Emo,“ Elektrik Mühendisleri Odasi, 10 12 2020. [Online]. Available: [https://www.emo.org.tr/ekler/d6b5c1730d04923\\_ek.pdf?tipi=41&turu=X&sube=0](https://www.emo.org.tr/ekler/d6b5c1730d04923_ek.pdf?tipi=41&turu=X&sube=0). [Zugriff am 10 09 2021].
- [7] T. Bevölkerung, „Guncelkesintler,“ 2021. [Online]. Available: <https://guncelkesintiler.com/izmir/konak/elektrik-kesintisi/?page=6>. [Zugriff am 10 2021].
- [8] TEİAŞ, „TEİAŞ,“ TEİAŞ, [Online]. Available: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/hakkimizda>. [Zugriff am 10 2021].
- [9] TEİAŞ, „2020 Yili Faaliyet Raporu,“ 2021.

- [1 O. Okumuş, „Internationale Politik,“ 01 11 2013. [Online]. Available: 0] <https://internationalepolitik.de/de/hunger-nach-strom-und-oel>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 G. U. Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen, „birdlife,“ [Online]. Available: 1] <https://maps.birdlife.org/MSBtool/>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 T. W. B. Technical University of Denmark, „Global Wind Atlas,“ 2022. [Online]. 2] Available: <https://globalwindatlas.info>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 MarineTraffic, 2022. [Online]. Available: 3] <https://www.marinetraffic.com/de/ais/home/centerx:30.7/centery:41.2/zoom:8>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 ColliCare, 2022. [Online]. Available: <https://www.collicare.com.tr/lojistik-hakkinda-4> bilgi/tir-olculeri. [Zugriff am 10 2021].
- [1 D. M. NURLU, „AFAD,“ T.C. İçişleri Bakanlığı Afet ve Acil Durum Yönetimi Başkanlığı, 5] 2022. [Online]. Available: <https://deprem.afad.gov.tr>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 T. Bolzen, „Länder Lexikon,“ iportale GmbH, 2022. [Online]. Available: 6] <https://www.laender-lexikon.de/Türkei#Klima>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 D.-M. J. Schmidt, „Wetter Kontor,“ WetterKontor GmbH, 2022. [Online]. Available: 7] <https://www.wetterkontor.de/de/klima/klima-land.asp?land=TR>. [Zugriff am 10 2021].
- [1 M. Wölk, „dewiki,“ autosend UG, 2022. [Online]. Available: 8] <https://dewiki.de/Lexikon/Bosporus#Sch>, [https://dewiki.de/Lexikon/Propontis#cite\\_note-Bölü107-11](https://dewiki.de/Lexikon/Propontis#cite_note-Bölü107-11). [Zugriff am 10 2021].
- [1 P. D.-I. h. V. Quaschning, „Volker Quaschning.de,“ HTW Berlin, 2022. [Online]. 9] Available: <https://www.volker-quaschning.de/datserv/windinst/index.php>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 M. Kurum, „mgm.gov.tr,“ T.C. ÇEVRE, ŞEHİRCİLİK VE İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ 0] BAKANLIĞI Meteoroloji Genel Müdürlüğü, 2022. [Online]. Available:

- <https://www.mgm.gov.tr/genel/sss.aspx?s=mahalliruzgarisimleri>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 E. G. Müdürlüğü, „enerji.gov.tr,“ Ministerium, 2022. [Online]. Available:  
1] <https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 „Global Solar Atlas,“ World Bank Group, ESMAP, Solargis, 2022. [Online]. Available:  
2] <https://globalsolaratlas.info/map?r=TUR&c=39.044786,35.244141,5>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 D. H. Wirth, „Fraunhofer / Integrierte Photovoltaik,“ Fraunhofer, 2022. [Online].  
3] Available:  
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/photovoltaik/photovoltaische-module-und-kraftwerke/integrierte-pv.html>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 N. K. GmbH, „Next Kraftwerke GmbH,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 S. S. Frederik Eisinger, „Die Abfallwirtschaft der Türkei,“ adelphi, 2016.  
5]
- [2 F. Biogas, „Statista,“ 10 2021. [Online]. Available:  
6] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/>. [Zugriff am 10 2021].
- [2 M. Strobl, „Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft- LfL,“ Freistaat Bayern,  
7] Körperschaft des öffentlichen Rechts, 2022. [Online]. Available:  
[https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel\\_list=12%2Cb&anker0=substratan ker#substratanker](https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=12%2Cb&anker0=substratan ker#substratanker). [Zugriff am 10 2021].
- [2 Umweltbundesamt, „Umweltbundesamt,“ Umweltbundesamt, 14 09 2021. [Online].  
8] Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertungsentsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/bioabfaelle#bioabfalle-gute-qualitat-ist-voraussetzung-fur-eine-hochwertige-verwertung>. [Zugriff am 10 2021].

- [2 M. f. E. u. n. R. d. Türkei, „<https://enerji.gov.tr>,“ T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar  
9] Bakanlığı , 2022. [Online]. Available: [https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-  
kaynaklar-biyokutle](https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-biyokutle). [Zugriff am 10 2021].
- [3 D. o. E. a. S. A. P. D. W. P. P. T. 2. R. United Nations, „[www.populationpyramide.de](http://www.populationpyramide.de),“  
0] 12 2019. [Online]. Available: <https://www.populationpyramid.net/de/tuerkei/2050/>.  
[Zugriff am 10 2021].
- [3 H. Sämisch, „next-kraftwerke,“ [https://www.next-  
kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie](https://www.next-<br/>1] kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie), 2022. [Online]. Available:  
<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie>. [Zugriff am 10 2021].
- [3 D. S. H. Hrsg., *Wasserkraftprojekte- Ausgewählte Beiträge aus der*, Stuttgart:  
2] Springer Vieweg, 2013.
- [3 Ü. Öziş, „Su Kuvveti ve Türkiye,“ Dokuz Eylül Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi,  
3] İnşaat Mühendisliği Bölümü, İzmir, Türkei, 2009.
- [3 D.-I. R. Priggen, „LEENRW,“ Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V.,  
4] 2022. [Online]. Available: [https://www.lee-nrw.de/newsfeed/wasserkraft-und-  
gewaesserschutz-und-ndash-so-fischfreundlich-ist-die-w/](https://www.lee-nrw.de/newsfeed/wasserkraft-und-gewaesserschutz-und-ndash-so-fischfreundlich-ist-die-w/). [Zugriff am 10 2021].
- [3 N. C. Bagoglu, „Türkei will geothermisches Energiepotenzial besser nutzen,“ İzmir,  
5] Türkei, 2019.
- [3 Dena, „Länderprofil Türkei,“ 10115 Berlin, 2013.  
6]
- [3 E. Yalçınalp, „Jeotermal enerji: Rekor büyüme ve sorunlar,“ *BBC News Turkey*, 19  
7] 09 2019.
- [3 R. M. E. Huber, „Geothermie,“ Bundesverband Geothermie e.V., 01 2021. [Online].  
8] Available: [https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/t/tiefe-  
erdwaermesonde.html](https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/t/tiefe-erdwaermesonde.html). [Zugriff am 10 2021].

- [3 F. Çelik, „Türkiye 2050'ye kadar ekonomisini karbonsuzlaştırabilir,“ *dw*, 27 10 2021. 9]
- [4 W. Burgenland, „WKO,“ 27 08 2021. [Online]. Available: 0] <https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft/tuerkei-branchenprofil-erneuerbare-energien>. [Zugriff am 10 2021].
- [4 D. T. S. Christoph Kost, „Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ 1] Renewable Energy Policy Innovation , Fraunhofer ISE, 2010.
- [4 K.-H. L. H. M. Heinrich Frohne, Moeller Grundlagen der Elektrotechnik, Leipzig: 2] Taubner, 2005.
- [4 U. Schweizer, „all-electronics.de,“ 31 03 2014. [Online]. Available: [https://www.all-](https://www.all-electronics.de/elektronik-entwicklung/stromversorgung-in-hoehenlagen.html) 3] [electronics.de/elektronik-entwicklung/stromversorgung-in-hoehenlagen.html](https://www.all-electronics.de/elektronik-entwicklung/stromversorgung-in-hoehenlagen.html). [Zugriff am 10 2021].
- [4 E. Hau, Windkraftanlagen, Grundlagen, Technik, Einsatz,, Kalling bei München: 4] Springer Vieweg, 2014.
- [4 A. Yilmaz, „Enerji Atlas,“ 2022. [Online]. Available: 5] <https://www.enerjiatlas.com/hidroelektrik/ataturk-baraji.html>. [Zugriff am 10 2021].
- [4 „BBC News Türkei,“ BBC, 27 10 2021. [Online]. Available: 6] <https://www.bbc.com/turkce/haberler-turkiye-59070301>. [Zugriff am 10 2021].
- [4 P. E. W. U. B. Raphael Kempf, „BayWa r.e.,“ BayWa r.e., 2022. [Online]. Available: 7] <https://www.baywa-re.de/de/solar/systemanwendungen/floating-pv#:~:text=Die%20enormen%20Vorteile%20von%20Floating,derselben%20Größe%20schnell%20wieder%20aus>. [Zugriff am 10 2021].
- [4 S. Freitag, „ EnBW,“ EnBW Energie Baden-Württemberg AG 2021, 2022. [Online]. 8] Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/artikel/schwimmende-photovoltaikanlage.html>. [Zugriff am 10 2021].

- [4 M. Trommsdorff, „Fraunhofer ISE,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme  
9] ISE, 12 04 2019. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2019/agrophotovoltaik-hohe-ernteertraege-im-hitze-sommer.html>. [Zugriff am 10 2021].
- [5 A. Güler, „UTİKAD Lojistik Sektörü Raporu 2020,“ 2020.  
0]
- [5 D. Bimtas, „TÜRKİYE LOJİSTİK MASTER PLANI DANIŞMANLIK HİZMETİ,“  
1] Ulaştırma ve Altyapı Bakanlığı – Demiryolu Düzenleme Genel Müdürlüğü, 2019.
- [5 C. Synwoldt, Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien, Malborn,  
2] Deutschland: Springer Vieweg, 2021.
- [5 D. E. S. Kuntz, „Deutschlandfunk,“ 06 12 2017. [Online]. Available:  
3] <https://www.deutschlandfunk.de/methanverluste-lecks-in-der-oel-und-gasindustrie-100.html#:~:text=Man%20kann%20sagen%3A%20Im%20Durchschnitt,in%20Raffinerien%20und%20Pipelines%20aus.> [Zugriff am 10 2021].
- [5 N. M. S. N. C. A. N. Jannik Schlemme, „Energiewende in der Industrie, Potenziale  
4] und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor, Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie,“ Navigant Energy Germany GmbH, 2019.
- [5 D. G. M. D. J. T. F. M. Sönke Schuster, „Stimmen zum Küstenkraftwerk,“ Stadtwerke  
5] Kiel AG, 2022. [Online]. Available: <https://www.stadtwerke-kiel.de/ueberuns/kuestenkraftwerk/technik?acc-open=3>. [Zugriff am 10 2021].
- [5 „next-kraftwerke,“ Next Kraftwerke GmbH, 2022. [Online]. Available:  
6] <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/biogas>. [Zugriff am 10 2021].
- [5 B. B. H. L. B. L. Dr. Martin Altrock, „Leitfaden Biomethan BHKW – direkt,“ dena,  
7] Berlin, 2013.
- [5 „Google Earth,“ Google LLC, 2022. [Online]. Available:  
8] [https://www.google.com/intl/de\\_de/earth/](https://www.google.com/intl/de_de/earth/). [Zugriff am 10 2021].

- [5 M. K. Peter Schrimpf, „RAG,“ RAG Aktiengesellschaft, 2022. [Online]. Available:  
9] <https://www.rag.de/ueber-tage/klimametropole-ruhr-2022/pumpspeicherkraftwerke-unter-tage/>. [Zugriff am 10 2021].
- [6 E. Weinz, „El Hierro: GroSSes ökologisches Vorbild,“ DGS, Kassel, 2014.  
0]
- [6 D.-P. J. Bard, „Fraunhofer ISE,“ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und  
1] Energiesystemtechnik, 2022. [Online]. Available:  
<https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/stensea-storing-energy-at-sea.html>. [Zugriff am 10 2021].
- [6 W. S. A. W. H. Martin Kaltschmitt, Erneuerbare Energien (Systemtechnik ·  
2] Wirtschaftlichkeit · Umweltaspekte), Berlin: Springer Vieweg, 2020.
- [6 „www.salzburg-ag.at,“ Salzburg AG für Energie, 2018. [Online]. Available:  
3] <https://www.salzburg-ag.at/ueber-die-salzburg-ag/unternehmen/erzeugung/erzeugungsanlagen/wasserkraftwerk-diessbach.html>.  
[Zugriff am 10 2021].
- [6 S. Erhardt, „OpenTopoMap, Topographische Karten aus OpenStreetMap,“ 2022.  
4] [Online]. Available: <https://opentopomap.org/#map=12/39.6264/26.8255, stefan@opentopomap.org>. [Zugriff am 10 2021].
- [6 H. J. COLIN, „GEOLOGISCHE UNTERSUCHUNGEN IM RAUME FETHİYE-  
5] ANTALYA-KAŞ-FİNİKE (SW ANATOLIEN),“ Nordheim-Westfalen, 1954.
- [6 H. Sämisch, „next-Kraftwerke,“ Next Kraftwerke GmbH, 2022. [Online]. Available:  
6] <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute>. [Zugriff am 10 2021].
- [6 photovoltaiksolarstrom, „photovoltaiksolarstrom,“ spondeus solar, 2022. [Online].  
7] Available: <https://photovoltaiksolarstrom.com/technik/photovoltaik-aufbau/montage/>.  
[Zugriff am 10 2021].
- [6 J. Burkhardt, „echtsolar,“ Echtsolar, 2022. [Online]. Available:  
8] <https://echtsolar.de/photovoltaik-montage/>. [Zugriff am 10 2021].

- [6] D. H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer ISE, 16  
9] 12 2021. [Online]. Available:  
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. [Zugriff am 25 12 2021].
- [7] S. Detscher, „revis-bioenergy,“ revis bioenergy GmbH, 2022. [Online]. Available:  
0] <https://www.revis-bioenergy.de/produkte/referenzen/>. [Zugriff am 10 2021].
- [7] T. Kramer, „Leag,“ Lausitz Energie Bergbau AG, 2022. [Online]. Available:  
1] <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/kraftwerke/>. [Zugriff am 10 2021].
- [7] dena, „dena,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2022. [Online]. Available:  
2] <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>. [Zugriff am 10 2021].
- [7] R. SAYGILI, „cografyaharita,“ 2022. [Online]. Available:  
3] <http://cografyaharita.com/turkiye-dogal-afet-haritalari.html>. [Zugriff am 10 2021].
- [7] TMMOB, „GÜNEŞ ENERJİSİ, TÜRKİYE'DEKİ SON DURUMU VE ÜRETİM,“ Ankara,  
4] 2022.
- [7] Desertec, „Statista,“ Desertec, 06 2006. [Online]. Available:  
5] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/20212/umfrage/desertec-prognose-zum-stro>. [Zugriff am 10 2021].
- [7] bpb, „bpb,“ Bundeszentrale für politische Bildung, 12 03 2012. [Online]. Available:  
6] <https://www.bpb.de/izpb/77067/zeittafel-republik-tuerkei-1918-2011>. [Zugriff am 10 2021].
- [7] I. L. Eglitis, „Entwicklung der Inflationsraten in der Türkei,“ Laenderdaten.info ,  
7] Oldenburg, 2022.
- [7] C. ©. 2.-2. U. o. Maryland, „GTD,“ 2022. [Online]. Available:  
8] <https://www.start.umd.edu/gtd/about/>. [Zugriff am 10 2021].

[7 D. Portal, „Operational Data Portal Refugee Situation,“ UNHCR, [Online]. Available:  
9] <https://data2.unhcr.org/en/situations/syria>. [Zugriff am 10 2021].

[8 Weltbank, „Tilasto,“ World Development Indicators, [Online]. Available:  
0] <https://www.tilasto.com/land/tuerkei/wirtschaft/verteidigungsausgaben-des-bip>,  
<http://data.worldbank.org/indicator/MS.MIL.XPND.GD.ZS>. [Zugriff am 10 2021].

[8 IMF, „Statista,“ World Economic Outlook Database, October 2021, 10 2021. [Online].  
1] Available:  
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/19318/umfrage/gesamtbevoelkerung-in-der-tuerkei/>. [Zugriff am 10 2021].

## V. Anhang

Dieser Anhang enthält alle Zeitstrahlen

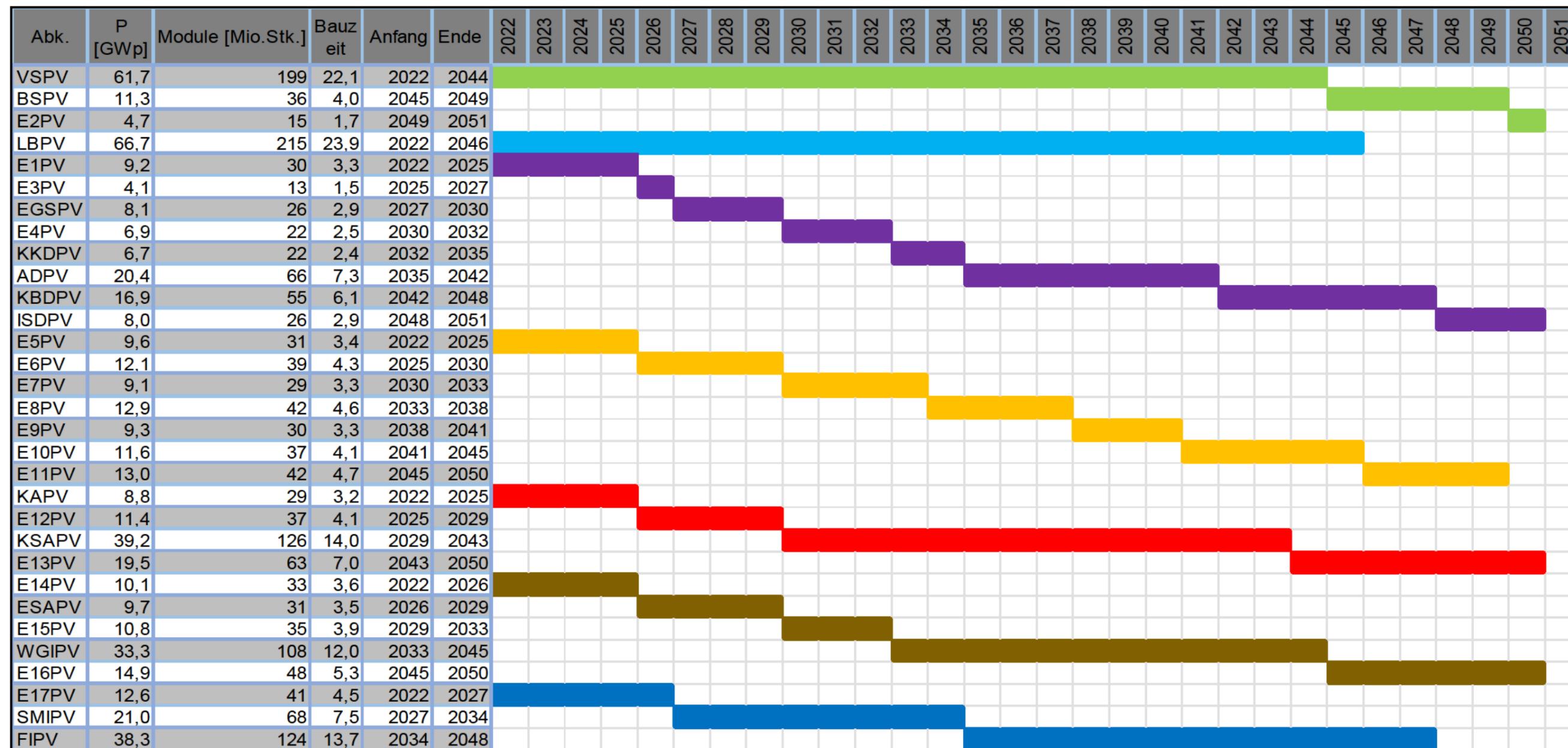


Abbildung 79: Zeitstrahl Photovoltaik

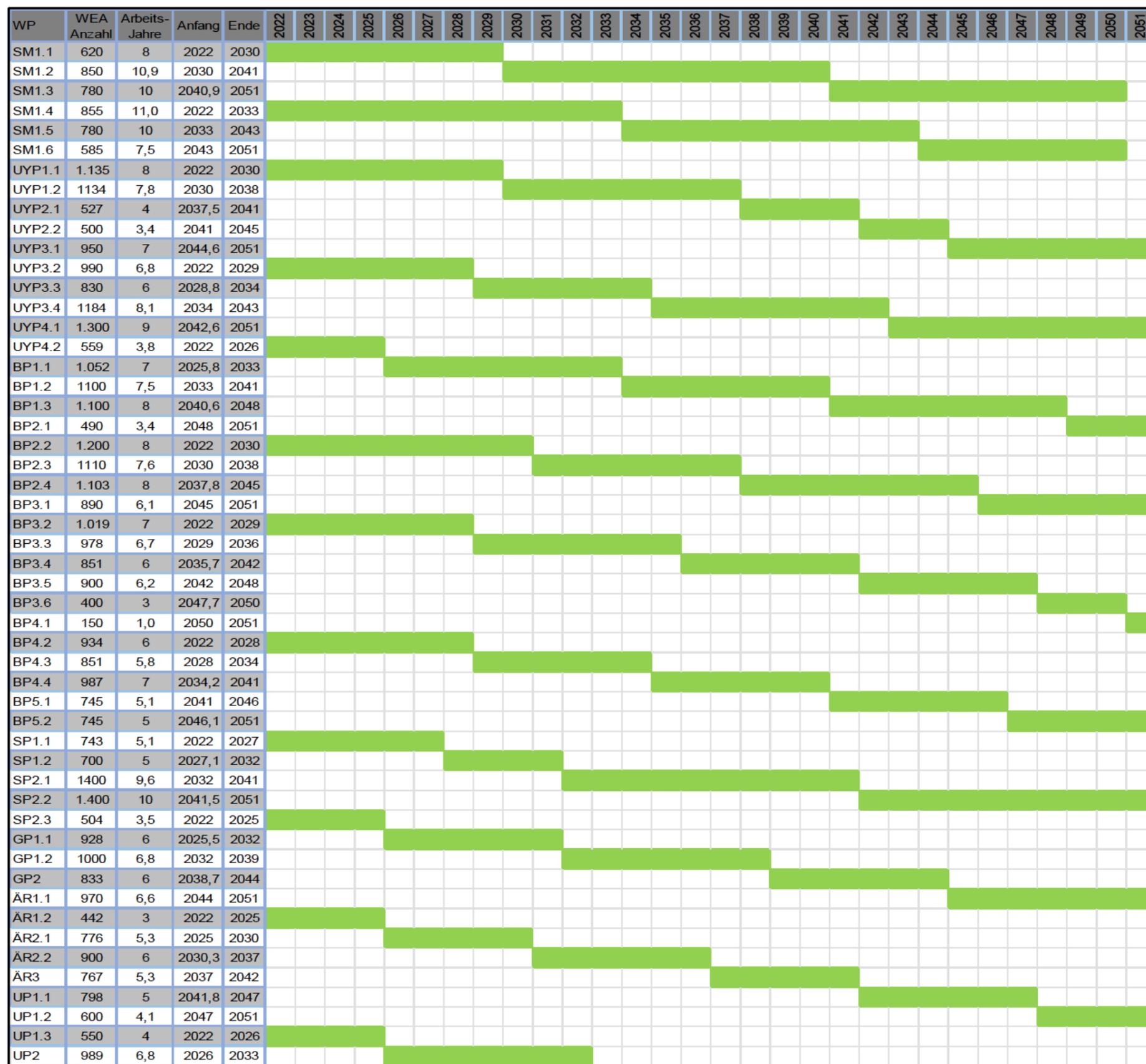


Abbildung 80: Zeitstrahl Windkraft

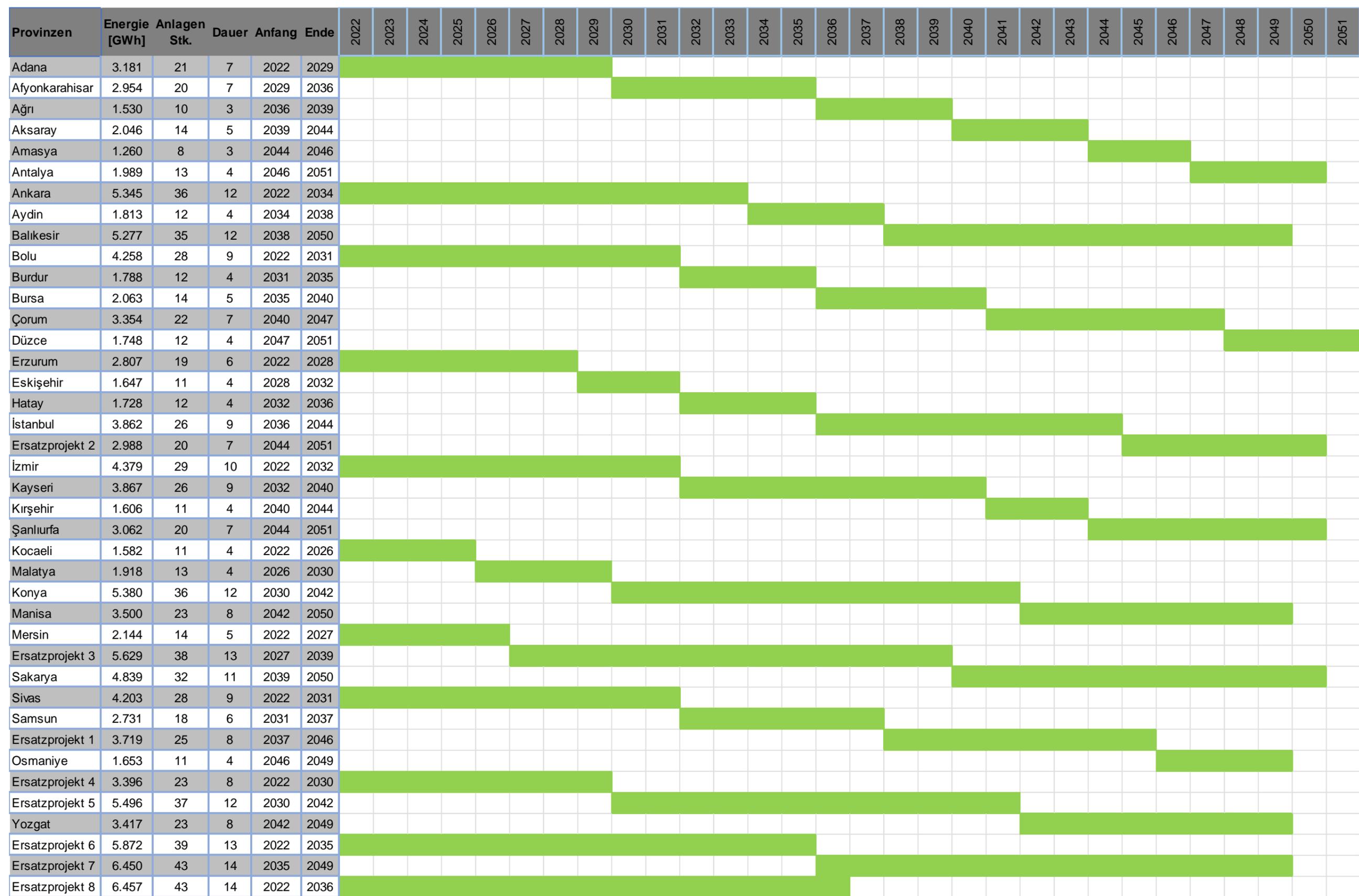


Abbildung 81: Zeitstrahl Biomethananlagen

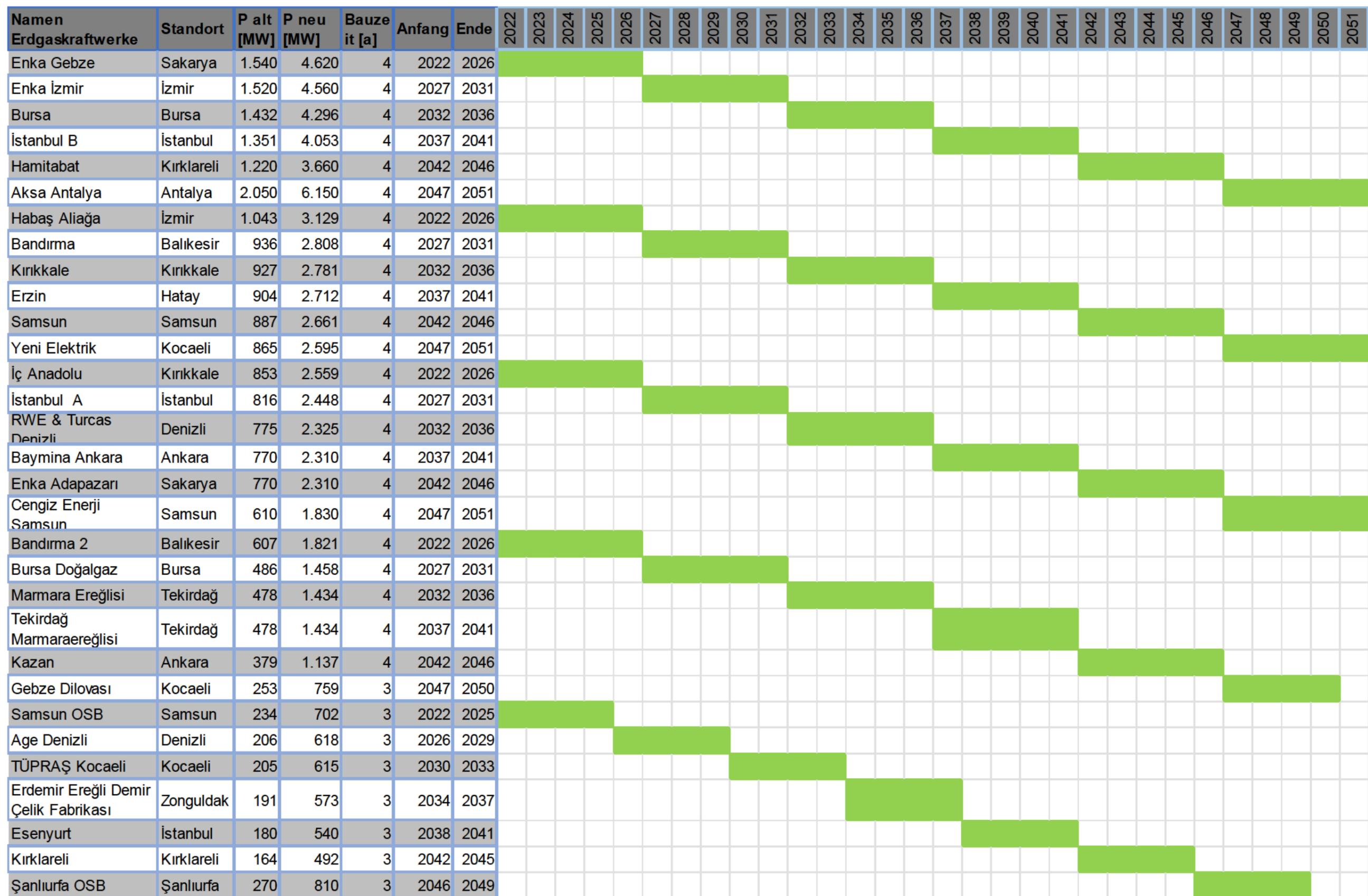


Abbildung 82: Zeitstrahl Erdgaskraftwerke (Biomethan)

Namen BHKW	Standort	P alt [MW]	P neu [MW]	Bauzeit [a]	Anfang	Ende	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051			
Manisa OSB	Manisa	140	560	5	2022	2027	■																																
Odaş	Şanlıurfa	140	560	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Taha	Mardin	136	544	5	2034	2039													■	■	■	■	■																
Kırklareli Lüleburgaz	Kırklareli	133	532	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Çolakoğlu 1	Kocaeli	123	492	5	2046	2051																																	
Entek Köseköy	Kocaeli	112	448	5	2022	2027	■																																
TÜPRAŞ Aliağa	İzmir	92	368	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
TÜPRAŞ Kırkkale	Kırkkale	85	340	5	2034	2039														■	■	■	■	■															
Ales	Aydın	62	372	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Delta	Kırklareli	61	366	5	2046	2051																																	
Çorlu Doğalgaz	Tekirdağ	56	336	5	2022	2027	■																																
Goren 2	Gaziantep	49	343	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Goren 1	Gaziantep	49	343	5	2034	2039															■	■	■	■	■														
Can Enerji Tekirdağ	Tekirdağ	48	336	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Marmara Pamuklu Mensucat	Tekirdağ	44	308	5	2046	2051																																	
Kipaş Mensucat	Kahramanmaraş	42	336	5	2022	2027	■																																
Ostim	Ankara	41	328	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Kentsa	Kocaeli	40	320	5	2034	2039															■	■	■	■	■														
Gülsan Sentetik Dokuma	Gaziantep	37	333	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Meteksan	Ankara	37	333	5	2046	2051																																	
Hayat Kimya	Kocaeli	35	315	5	2022	2027	■																																
Zorlu Enerji Bursa	Bursa	34	340	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Trakya Şişecam	Kırklareli	33	330	5	2034	2039															■	■	■	■	■														
Yıldız Sunta MDF	Kocaeli	28	336	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
RB Karesi Tekstil	Bursa	26	312	5	2046	2051																																	
Şahinler Enerji Çorlu	Tekirdağ	26	312	5	2022	2027	■																																
Kastamonu Entegre Gebze	Kocaeli	26	338	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Pendik	İstanbul	22	308	5	2034	2039																			■	■	■	■	■										
Kartonsan Kağıt	Kocaeli	22	330	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Çanakkale Seramik	Çanakkale	22	352	5	2046	2051																																	
Naksan 2	Gaziantep	20	340	5	2022	2027	■																																
Naksan	Gaziantep	20	340	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
İşbirliği	İzmir	19	323	5	2034	2039																			■	■	■	■	■										
Menderes Tekstil	Denizli	19	323	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Yıldız Entegre Ağaç	Kocaeli	19	342	5	2046	2051																																	
Boğazlıyan Şeker	Yozgat	16	320	5	2022	2027	■																																
Eskişehir Şeker Fabrikası	Eskişehir	16	320	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Pınarbaşı	İzmir	16	320	5	2034	2039																			■	■	■	■	■										
Kayseri Şeker Fabrikası	Kayseri	15	330	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
MMK Metalurji Hatay	Hatay	15	330	5	2046	2051																																	
Çorlu Güllü Entegre Tekstil	Tekirdağ	14	308	5	2022	2027	■																																
Amylum Nişasta	Adana	14	308	5	2028	2033							■	■	■	■	■																						
Denizli Çimento	Denizli	14	308	5	2034	2039																			■	■	■	■	■										
Koruma Klor Alkali	Kocaeli	13	325	5	2040	2045																			■	■	■	■	■										
Ege Seramik	İzmir	13	325	5	2046	2051																																	

Abbildung 83: Zeitstrahl BHKW 1



Abk.	Turbinenart	Stk.	P [GW]	V [Mio. m³]	Anfang	Ende	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
PSHKK 1	Francis	11	10		2022	2027	■	■	■	■	■	■																								
PSHKK 2	Francis	10	10		2028	2032							■	■	■	■	■																			
PSMO	Francis	9	9		2033	2037											■	■	■	■	■															
PSAAA2	Francis	14	7		2038	2042																				■	■	■	■	■						
PSBV	Francis	10	8	370	2043	2051																														
PSGT	Francis	5	5	80	2022	2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																			
PSAAA1	Francis	12	7	3.600	2033	2051												■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PSNH	Francis	12	12	667	2022	2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																			
PSBKM	Francis	22	11	612	2033	2043												■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PSYM	Pelton	24	8	156	2044	2051																														
PSBM	Pelton	46	15	156	2022	2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																			
PSBBM	Francis	27	16	1.042	2033	2051												■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PSKKM	Francis	6	6	472	2022	2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																			
PSSM	Francis	12	12	673	2033	2043												■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PSEM	Francis	9	9	612	2044	2051																														
PSMM	Francis	16	7	559	2022	2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																			

Abbildung 85: Zeitstrahl Pumpspeicher

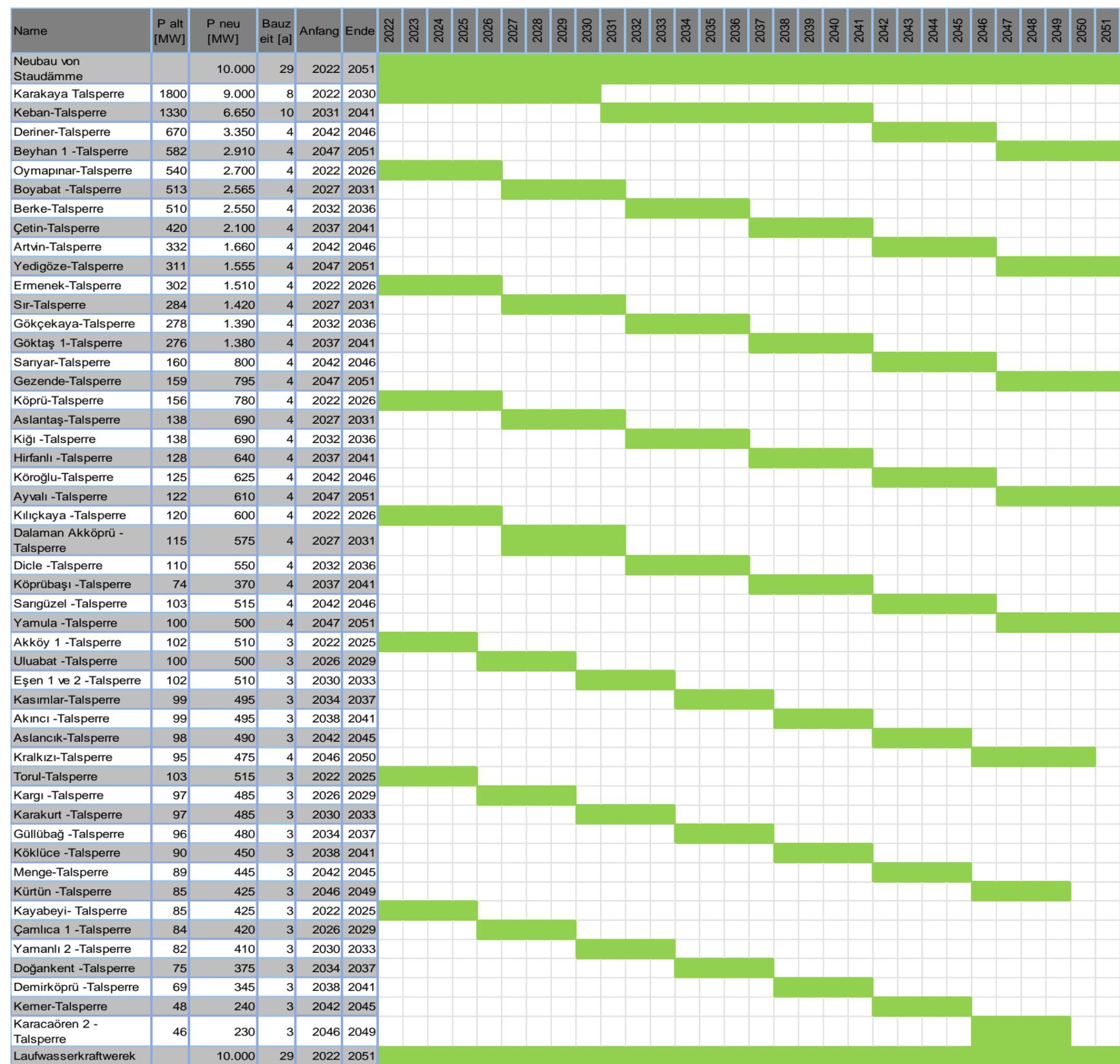


Abbildung 86: Zeitstrahl Wasserkraft