

## **DIPLOMARBEIT**

# **Der Einfluss steigender Anteile fluktuierender erneuerbarer Energie auf die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke in der Türkei**

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

## **Diplom-Ingenieurs**

Unter der Leitung von

**Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas**

Und

**Mag.Dr.techn. Gerhard Totschnig**

Eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Von

Selcuk KIYLI

Matr.Nr. 0526255

12.11.2013

## **Kurzfassung**

Das Modell HIREPS ist ein Optimierungsmodell und wurde von der Energy Economics Group am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe an der Technischen Universität Wien entwickelt und hat es zum Ziel, in Österreich Strom 100%ig aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen und dann in ganz Europa bei der Stromerzeugung einen hohen Anteil von diesen zu erreichen. In dieser Diplomarbeit wurde das europäische HIREPS Modell mit einem Modell der türkischen Wasserkraft ergänzt und die Änderung der Speicherbewirtschaftung mit steigendem erneuerbaren Energieanteil analysiert. Dabei wurden die Strompreise von EEX im Jahr 2006 und im Jahr 2050 verwendet. Die Strompreise im Jahr 2050 sind ein Simulationsergebnis des Autres100 Forschungsprojektes. Anschließend wurde ein geplantes Kraftwerk wirtschaftlich untersucht, bis welche maximalen Investitionskosten es profitable ist.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einführung.....</b>	<b>8</b>
1.1	Zielsetzung und Aufgabenstellung .....	8
1.2	Methodisches Vorgehen .....	9
1.3	Aufbau der Arbeit.....	10
<b>2</b>	<b>Physikalische Grundlage der Wasserkraft .....</b>	<b>11</b>
2.1	Physikalische Grundlage .....	11
2.2	Turbinen .....	18
2.3	Ökologische Auswirkung .....	21
<b>3</b>	<b>Energie in der Türkei .....</b>	<b>22</b>
3.1	Energiezustand der Türkei.....	22
3.2	Erneubare Energieträger .....	25
3.3	Stromerzeugung der Türkei.....	29
3.4	Potentiale der Wasserressourcen und Wasserkraft Potential.....	36
3.5	Energetische Politik.....	42
<b>4</b>	<b>Wasserkraftmodell der Türkei .....</b>	<b>43</b>
4.1	Lineare Programmierung und AMPL.....	43
4.2	Datenerfassung und –verarbeitung .....	46
4.3	Informationen zu den analysierten Flusseinzugsgebieten .....	52
<b>5</b>	<b>Simulationen und Analysen .....</b>	<b>61</b>
5.1	Das Atatürk-Speicherkraftwerk.....	63
5.2	Betrachtung der gesamten Türkei.....	70
5.3	Wirtschaftliche Untersuchung .....	73
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerung .....</b>	<b>78</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>80</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>82</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>83</b>

**Literaturverzeichnis..... 84**

# **1 Einführung**

Energie bedeutet für jedes Land Stabilität, Wachstum, Wohlstand und erhöhende Lebensqualität. Zur Entwicklung eines Landes ist die Versorgung der Energie im richtigen Augenblick und mit günstigem Preis unerlässlich, weil die Erzeugung nur mit Energie möglich ist. Mit der Zunahme des Energieverbrauchs hört man täglich Begriffe wie Treibhausgasemissionen, globale Erwärmung, Energieeffizienz, erneuerbare Energien usw. Fossile Brennstoffe, die den grundlegenden Energiebedarf von drei viertel der Welt decken, aber jedoch rasch schwinden, verursachen einerseits die globale Erwärmung durch Treibhausgase und werden andererseits von Preisvolatilität sehr schnell betroffen. Erneuerbare Energien, wie Solar- und Windenergie sind noch nicht genug fortgeschritten, um die größeren Bedürfnisse zu erfüllen. In dieser Hinsicht ist die Wasserkraft eine geeignete Option, um die Energielücke der Türkei decken zu können.

Die Wasserkraft ist die wichtigste erneuerbare Energiequelle und trägt einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emission und zur Verringerung des Risikos des globalen Klimawandels. Durch die Einwirkung der Sonne wird Wasser, wie im Wasserkreislauf (siehe Abschnitt 2.1) beschrieben, auf ein höheres ausnutzbares Energieniveau gehoben und die Energieumwandlung von Wasserkraft passiert nur mit geringen Umweltbelastungen. Die vorhandene signifikante Intervention, die bei dem Aufbau und dem Betrieb einer Wasserkraftanlage vorkommt kann bei sorgfältiger Planung und Berücksichtigung aller ökologischen Belange sehr reduziert werden. Dieser Energiequelle kann man die Nachhaltigkeit zuweisen. Die schnelle Bereitstellung der Energie aus Wasserkraft sowie deren wirtschaftliche Speicherung zeichnen darüber hinaus die Wasserkraft aus. Sie trägt insgesamt dazu bei, die elektrische Energie in großen Netzen wirtschaftlicher und sicherer bereitstellen zu können [1].

## **1.1 Zielsetzung und Aufgabenstellung**

Die Europäische Union hat sich im Dezember 2008 entschieden, dass sie bis 2020 20% ihres Energiebedarfs durch erneuerbare Energiequellen decken und die Energieeffizienz um 20% erhöhen und 20% weniger Treibhausgase als 2005 emittieren soll. Von der Energy Economics Group am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe an der Technischen Universität Wien wurde ein Projekt entwickelt, das sogenannte HIREPS. Dieses Projekt hat

zum Ziel, dass es in Österreich Strom 100%ig aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen und dann in ganz Europa bei der Stromerzeugung einen hohen Anteil von diesen erreichen soll.

Ziel der Diplomarbeit ist es das europäische HIREPS Modell mit einem Modell der Türkischen Wasserkraft zu ergänzen und die Änderung der Speicherbewirtschaftung mit Steigendem Erneuerbaren Anteil und die Erlöse für folgende 2 Strompreiskurven von EEX („*European Energy Exchange*“) zu analysieren;

- Strompreise der EEX von 2006 ( wann wenig erneubare Energiequellen verbraucht wurden)
- Strompreise Deutschland + Österreich 2050 bei 80% Erneuerbaren Anteil (Die Strompreise sind ein Simulationsergebnis des Autres100 Forschungsprojektes.)

Die großen Wasserkraftpotentiale der Türkei können dazu beitragen das zukünftige europäische Stromsystem mit einem hohen Solar -und Windstromanteil zu stabilisieren. In dieser Diplomarbeit wurden alle türkischen Wasserkraftwerke mit einer minimalen Leistungsgröße von 5 MW behandelt und auch die zukünftigen Wasserkraftwerke analysiert, die bis zum Jahr 2050 aufgebaut werden sollen. Dafür wurden umfangreiche Parameter aller Laufwasserkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke recherchiert. Die zugehörigen Staudämme wurden für die genaue Beschreibung analysiert und alle Elemente im Programm Google Earth wurden verortet. Für das Modell braucht man die zeitlichen Wasserabflüsse, um die Simulation des Energiedargebots genau zu analysieren.

## **1.2 Methodisches Vorgehen**

Die Methode dieser Arbeit ist Datenrecherche und Aufbau eines dynamischen türkischen Wasserkraftmodells. Dabei sind alle beschreibenden, hydrologischen und geographischen Daten aufzunehmen und zu berechnen. Es wurde hier ein Modell entwickelt, damit das zeitliche Verhalten einer geographisch verteilten Energieerzeugung dargestellt und analysiert werden kann. Das entwickelte Modell heißt HiREPS - High Resolution Power System Model.

HIREPS ist ein Optimierungsmodell und wird durch die mathematische Programmierungssprache AMPL (*A Mathematical Programming Language*) erstellt. Dieses Projekt wurde von der Energy Economics Group am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe an der Technischen Universität Wien entwickelt und hat es zum Ziel die Energiesysteme der Zukunft mit hohem Anteil erneuerbarer Energien detailliert zu simulieren. Dabei werden variable erneuerbare Energiequellen (Wasser, Strom, Wind), Pumpspeicher

oder andere Speichermöglichkeiten, konventionelle Kraftwerke, Stromnetze und zukünftige intelligente Demand-Response-Möglichkeiten (E-Mobilität, Heizen, Kühlen, Smart Grids) modelliert. Im Modell werden die Kosten und die Versorgungssicherheit optimiert. Damit ein hoher Anteil an regenerativer Energie simuliert werden kann, werden hochauflösende Wetterdaten (Solareinstrahlung, Windgeschwindigkeiten) der Vergangenheit beobachtet, um zukünftige Verhältnisse schätzen zu können. Somit kann der Kraftwerkseinsatz optimiert werden.

In Projekt HIREPS werden hauptsächlich folgende Punkte untersucht;

- Wie kann man bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien operativ und wirtschaftlich die Systemzuverlässigkeit und die Versorgungssicherheit gewährleisten?
- Was sind technische und wirtschaftliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie?
- Welche Strukturanpassungen ergeben sich für die historisch gewachsenen Kraftwerksparks?
- Welche Rolle spielen Pumpspeicherkraftwerke und andere Stromspeichermöglichkeiten?
- Welche Bedeutung haben die geplanten und zukünftigen Netzausbauprojekte?
- Welchen Einfluss hat der zu erwartende Klimawandel auf die Auslegung des zukünftigen Stromsystems zur Integration eines hohen Anteils von erneuerbaren Energien?

### **1.3 Aufbau der Arbeit**

In Kapitel 2 wird die Physikalische Grundlage der Wasserkraft erwähnt und wie die mechanische Energie in elektrische Energie umgewandelt wird. In Kapitel 3 wird ein Überblick über den Energiestand der Türkei verschafft. In Kapitel 4 werden einige implementierte Grundgleichungen gezeigt. In Kapitel 5 werden die Änderungen des Energieinhalts und Erlöse der Türkei mit steigendem erneubaren Energieanteil analysiert und der Profit eines geplanten Kraftwerkes untersucht.

## 2 Physikalische Grundlage der Wasserkraft

### 2.1 Physikalische Grundlage

Fast alle Energiequellen bestehen aus der physikalischen und chemischen Auswirkung der Sonnenstrahlung auf die Substanzen. Auch hydraulische Energie ist eine Energiequelle, die von der Sonnenstrahlung hervorgerufen wird und ihr Energiekreislauf wird in der Abbildung 1 schematisch dargestellt. Das Wasser im Meer, See oder Fluss verdampft durch die Sonnenenergie und der resultierende Wasserdampf gelangt durch den Wind in die Berge und kommt in die Erdoberfläche als Regen oder Schnee wieder zurück, die dann Wasser in Flüsse zuführen. Somit ist die hydraulische Energie eine erneubare Energiequelle [2].

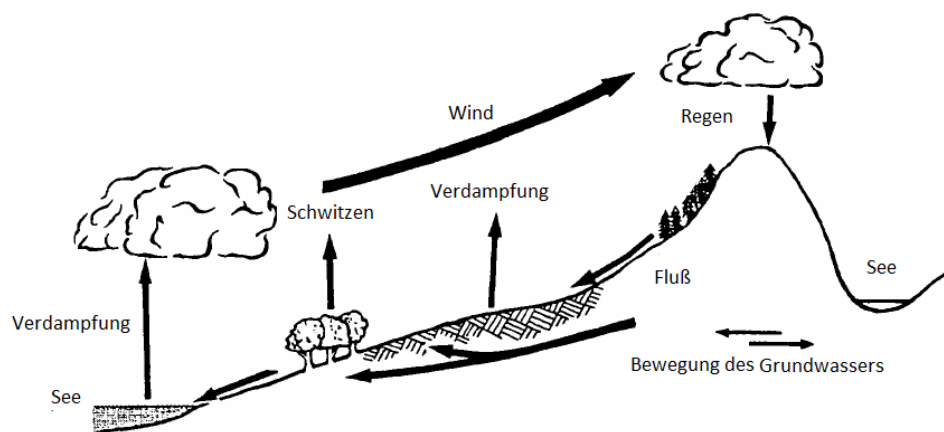


Abbildung 1: Energiekreislauf des Wassers [2]

Damit man in Wasserkraft Energie-Systeme die Vorteile der Wasserströmung nutzen kann, wird das Wasser von einem hohen Ort mit Hilfe einer Druckrohrleitung oder Kanal an die Turbinen geleitet und seine kinetische Energie in mechanische Energie umgesetzt und anschließend durch die Drehung der Generatoren die elektrische Energie erzeugt. Um in einer Wasserturbine durch die Wasserkraft elektrische Energie erzeugen zu können, sind immer ein Fallhöhe<sup>1</sup> und dem entsprechende Druckdifferenz erforderlich. Die erzeugte elektrische Energie ist von der Fallhöhe und Durchflussmenge<sup>2</sup> abhängig.

$$P_{\text{mechanisch}} = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h \quad (1)$$

<sup>1</sup> Die Fallhöhe ist der Höhenunterschied zwischen dem Wasserspiegel oberhalb der Turbine (Oberwasser) und dem Wasserspiegel hinter der Turbine (Unterwasser).

<sup>2</sup> Durchflussmenge wird als die in Turbinen fließende Wassermenge pro Zeiteinheit definiert



$$P_{\text{elektrisch}} = \eta \cdot P_{\text{mechanisch}} \quad (2)$$

$\eta$ : Gesamtwirkungsgrad

$\rho$ : Dichte des Wassers ( $\text{kg/m}^3$ )

$g$ : Erdbeschleunigung ( $9,81 \text{ m/s}^2$ )

$Q$ : Wasserdurchflussmenge ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$h$ : Fallhöhe (m)

Der Wirkungsgrad stellt im Allgemeinen das Verhältnis von abgegebener und zugeführter Leistung dar und hat bei Wasserturbinen sehr hohen Wert (bis über 90%). Durch die Formel sieht man deutlich, dass eine geringe Fallhöhe durch großes Durchflussvolumen kompensiert werden kann oder umgekehrt. Eine Wasserturbine muss in der Lage sein, dass die Anlage bei den unterschiedlichen Fallhöhen und Durchflussmengen optimal durchgearbeitet wird. Individuelle Anfertigungen sind oft für Großkraftwerke benötigt. Das Problem der Wasserturbinen ist dass die Drehzahl bei leicht schwankenden Durchflussmengen aufwendig geregelt wird. Am Kraftwerksinvestitionsvolumen beträgt der Anteil einer Wasserturbine somit daher bei Großanlagen 20% und bei Kleinanlagen bis zu 50% und somit haben Wasserturbinen eine erhebliche Lebensdauer<sup>3</sup> [3].

### **Typen von Wasserkraftwerken**

Es gibt unterschiedliche Typen von Wasserkraftwerken gibt. Die wichtigsten sind die Speicherkraftwerke, die Laufwasserkraftwerke, die Pumpspeicherkraftwerke, die Gezeitenkraftwerke und die Wellen- und Meeresströmungskraftwerke.

### **Speicherkraftwerk**

An den Speicherkraftwerken wird das Wasser hinter dem Staudamm aufgestaut (Abbildung 2). So wird das Wasser an der Regenzeit in dem Stausee angesammelt. Darüber hinaus erhöht das aufgestaute Wasser im See die Fallhöhe zwischen Oberwasser und Unterwasser und somit auch seine potentielle Energie.

---

<sup>3</sup> Die ältesten Wasserturbinen laufen seit über 100 Jahren.

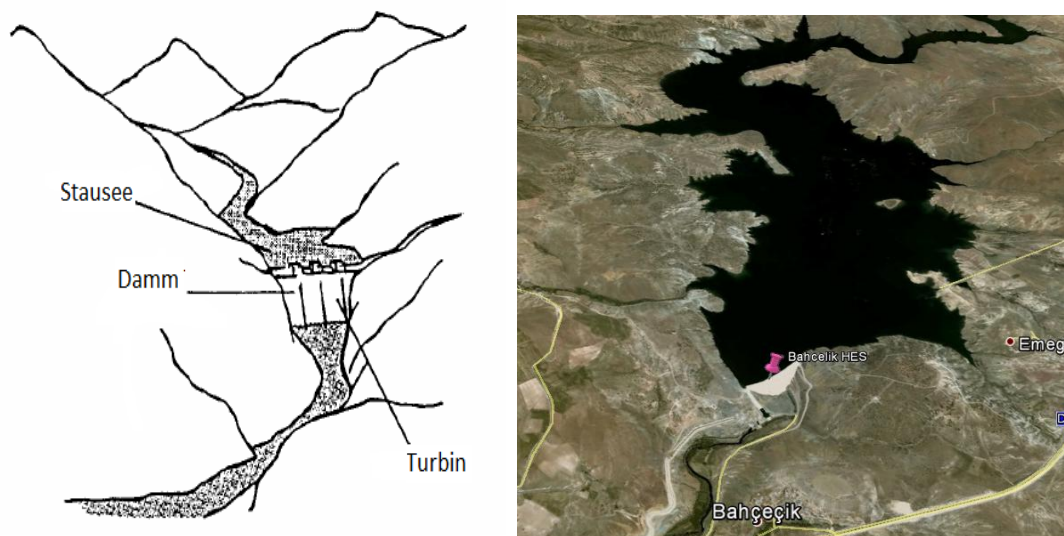


Abbildung 2: Ein Speicherkraftwerk [2]

Wie schon in vorheriges Kapitel erwähnt wurde, ist die erzeugte elektrische Energie stark proportional mit der Wasserfallhöhe und Durchflussmenge und die Besonderheit der Wasserkraftwerke ist die Durchflussregelung. Wegen der Speicherung des Wassers wird bei den Speicherkraftwerken die Durchfluss bzw. die Drehzahl optimal geregelt. Diese Durchflussregelung ist nicht nur für Kraftwerke vorteilhaft, sondern auch für die Dämme, die zum Zweck des Trinkwassers oder Bewässerung aufgebaut sind.

Für die Bevölkerung ist der größte Vorteil der Dämme die Hochwasserblockierung und eine sehr große Reduzierung der Verluste an Menschenleben und Eigentum, die vom Hochwasser verursacht wird. Ein anderer Vorteil gegenüber anderen Wasserkraftwerken ist, dass die Leistung in kürzester Zeit zur Verfügung steht. Deswegen setzt man Speicherkraftwerke zur Deckung der Spitzenlast ein und sie können zudem den Ausfall anderer Kraftwerke kurzzeitig überbrücken und sind schwarzstartfähig.

Als die Nachteile der Speicherkraftwerke kann man sagen, dass ihre anfänglichen Investitionskosten hoch sind und ihre Bauzeit lang ist. Weil es keine Brennstoffkosten und geringe Betriebs- und Wartungskosten gibt, ist das Speicherkraftwerk auf lange Sicht die wirtschaftlichste Art der Kraftwerke.

## Pumpspeicherkraftwerk

Eine andere Art des Speicherkraftwerkes ist das Pumpspeicherkraftwerk (PSW). Dieses Kraftwerk ist aufgebaut zur Speicherung von elektrischer Energie durch Umwandlung in potentielle Energie. Der Strom, der zum Pumpen verwendet wird, wird dann bezogen, wenn es geringe Netzbelastung zu niedrigen Preisen gibt. Entsteht ein späterer Zeitpunkt ein hoher Leistungsbedarf, wird das gespeicherte Wasser wieder [4] turbinieren. Der Vorteil der Pumpspeicherkraftwerke besteht darin, dass sie sehr schnell hochgefahren werden können und der Versorgungssicherheit in Zeiten hohen Strombedarfs viel beitragen.

## Flusswasserkraftwerk

Bei den Flusswasserkraftwerken wird durch eine auf den Fluss aufgebaute Wehranlage der Wasserstand erhöht. Somit erhält man eine leicht erhöhte Fallhöhe und Durchflussmenge [5].



Abbildung 3: Ein typisches Laufwasserkraftwerk schematisch (rechts) [6], Seyhan HES (links)

In diesen Arten der Wasserkraftwerke gibt es jedoch keine Durchflussregelung. Die elektrische Energie, die von der Anlage erzeugt wird, variiert je nach Saison und die zuverlässige Energieversorgung ist mit einer minimalen Durchflussmenge begrenzt, die unter natürlichen Bedingungen vorkommt und somit einen geringeren Wert hat. Ein großer Teil des erzeugten Stroms ist daher die sekundäre Energie. Im Gegensatz zu den Laufwasserkraftwerken ist ein großer Teil des erzeugten Stroms bei den Speicherkraftwerken eine zuverlässige nutzbare Energie. Wenn es in der Nähe eines Laufwasserkraftwerks ein Speicherkraftwerk gibt, nutzt das Laufwasserkraftwerk die Durchflussmenge auch aus, die von Speicherkraftwerken geregelt wird. In dieser Situation

steigt auch die vom Laufwasserkraftwerk erzeugte zuverlässige Energie um eine große Menge [7].

Wenn es mehrere Laufwasserkraftwerke an einem Fluss direkt hintereinander gibt, bezeichnet man dann die Kraftwerke als Kraftwerkskette [8]. Wenn es eine freie Fließstrecke zwischen Kraftwerken gibt, dann ist die Fallhöhe des oberen Kraftwerkes nicht abhängig vom Wasserpegel des unteren. Die Fallhöhe wird dann wie folgendes berechnet;

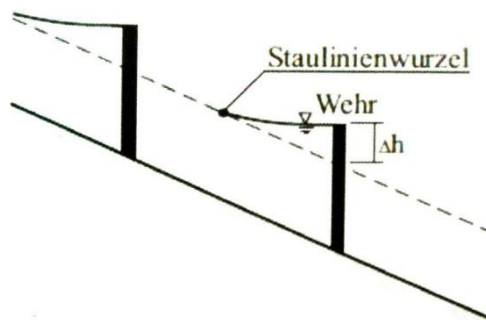


Abbildung 4: eine freie fließende Strecke nach einem Kraftwerk [8]

Fallhöhe des Kraftwerks = aktuelle Stauseehöhe des oberen Speichersees – untere Auslasshöhe<sup>4</sup>

Reicht der Staubereich eines Kraftwerks bis in den Unterwasserbereich des oberhalb liegenden Kraftwerks, gibt es dann praktisch keine freien Fließstrecken mehr. Eine Absenkung des unteren Stausees führt zu einer Erhöhung der Fallhöhe. Damit das Wasser fließen kann, ist aber ein Gefälle notwendig und wird so berechnet;

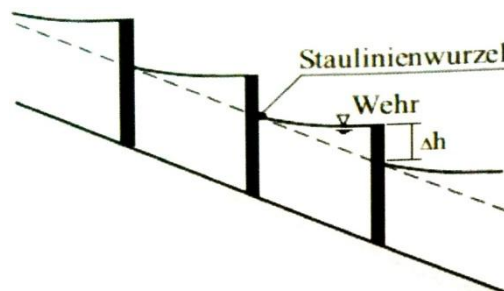


Abbildung 5: keine freien Fließstrecken mehr beim eingestauten Kraftwerk [8]

<sup>4</sup> Untere Auslasshöhe ist definiert als die Höhe der Turbinenachse des Kraftwerks

Gefälle = untere Auslasshöhe-Stauziel(untererDamm)

Fallhöhe= akt. Stauseehöhe des oberen Speichersee s– akt. Stauseehöhe des unteren Speichersees– Gefälle

Bei großen Durchflußmengen in eingestauten Laufwasserkraftwerken werden besondere Beeinflussungen des Wasserspiegels aufgetreten wird kaum noch auf Veränderungen des Pegelstandes(OW=Oberwasserpegel) des nächsten Kraftwerks reagiert.

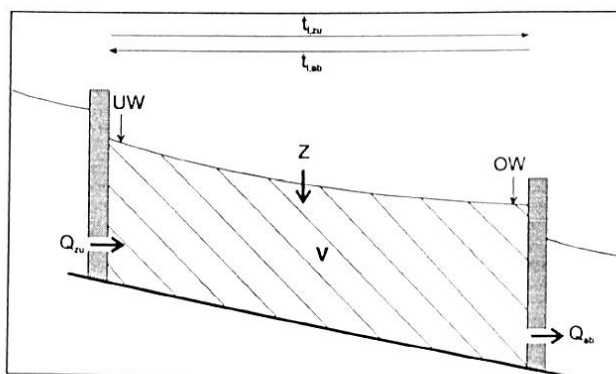


Abbildung 6: schematische Darstellung eines eingestauten Laufwasserkraftwerks [8]

Das ist mit der Durchflussmenge proportional und dieser Effekt in der Abbildung 7 ist dargestellt. Im Diagramm entspricht jedes Kreuz einem um 0,1 Meter veränderten Pegel des Oberwasserpegel(OW).

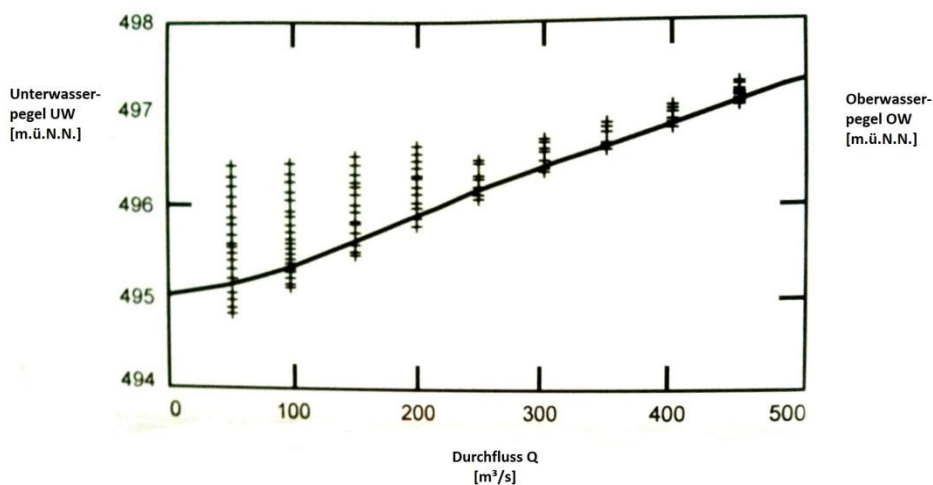


Abbildung 7: Unterwasserspiegelkurve [9]

Aus der Abbildung 5 ist sichtbar dass Oberwasserpegel bei geringen Durchflussmengen das Verhalten des Unterwasserpegels stark beeinflusst.

In manchen Fällen sind derartige Kraftwerksketten mit einem Kopfspeicher oder mit Zwischenspeichern ausgestattet; darunter sind größere Stauräume zu verstehen, in denen das Wasser zur Betriebsoptimierung eine gewisse Zeitspanne zwischengespeichert werden kann.

Vorteile der Flusswasserkraftwerke sind die geringen anfänglichen Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten. Aus diesem Grund sind die erzeugten elektrischen Energiekosten niedrig. Eine solche Kraftwerkanlage mit 80 MW Leistung erzeugt in einem Jahr 80GWh-Energie und dies entspricht dann 47.000t CO<sub>2</sub> oder anders ausgedrückt die Rückzug 9.000 Autos aus dem Verkehr<sup>5</sup>.

### **Gezeitenkraftwerke**

Die Anziehungskräfte (Gravitationskräfte) der Sonne und des Mondes auf die Erde bewirken zusammen mit der Fliehkraft (Zentrifugalkraft) zu Hoch- und Niedrigwasser (Flut und Ebbe). Das Prinzip der Gezeitenkraftwerke beruht auf die Ausnutzung des Höhenunterschiedes, der sogenannte Tidehub, der Wasserspiegel zwischen einem (künstlichen) Becken und dem Meer infolge des Tidehubes, wodurch Turbinen angetrieben werden. Theoretisch könnte auf diese Weise der gesamte Strombedarf der Menschheit gedeckt werden, aber je nach Standort stehen jedoch technische, ökonomische und ökologische Gründe entgegen.

Im Vergleich zu Laufwasserkraftwerken haben Kraftwerke dieser Art den Vorteil, dass sie nicht von der wechselnden Wasserführung eines Flusses oder schwankenden Niederschlägen abhängig sind. Nachteilig für eine permanente Stromversorgung sind jedoch die durch den zyklischen Wechsel der Tiden bedingten periodischen Unterbrechungen in der Stromproduktion, insbesondere bei Gezeitenkraftwerken. Damit eine kontinuierliche Stromversorgung sichergestellt werden können, müssen Gezeitenkraftwerke in einem Verbund mit anderen Kraftwerkstypen betrieben werden, weil diese Unterbrechungen auch in Spitzenlastzeiten fallen können.

Gezeitenkraftwerke sind nur dann wirtschaftlich, wenn sie für hohe Leistungen ausgebaut werden, wobei sie dann allerdings auch hohe Anlagekosten bedingen und darüber hinaus ein Tidehub von mindestens 3m im langjährigen Mittel vorhanden ist [10].

---

<sup>5</sup>Zur näherer Information unter [www.bcenergyblog.com](http://www.bcenergyblog.com)

## **Wellen- und Meeresströmungskraftwerke**

Meeresströmungskraftwerk ist ein Konzept zur Stromgewinnung aus dem Meer. Kraftwerke dieser Art benutzen Meeresströmungen und funktionieren wie eine Windkraftanlage unter Wasser. Meeresströmungen sind berechenbarer als das Wetter und vor allem permanent vorhanden. Durch die hohe Wasserdichte (im Vergleich zu Luft) ist eine geringere Strömungsgeschwindigkeit notwendig (ca. 2m/s) und dabei können sehr kleinere Rotorblätter benutzt werden als bei Windkraftanlagen. Im Vergleich zum Gezeitenkraftwerk ist ein Strömungskraftwerk mit geringerem Aufwand realisieren zu können [11]. Trotz der teilweise verbreiteten Euphorie zur Nutzung dieser bedeutenden Energiequelle verursacht diese aber auch einige Gefahren. Die möglicherweise negativen Einflüsse können auf das Ökosystem durch z.B. die unter Wasser drehenden Rotoren, die Lärmemissionen etc. vorkommen. Eine andere Gefahr ist überhaupt nicht absehbar, inwieweit der Energieentzug aus dem gesamten Meeresströmungssystem weitreichende Folgen bis hin zu einer massiven Veränderung desselben verursachen kann [10].

Ein anderes Konzept zur Stromgewinnung aus dem Meer ist Wellenkraftwerk. Wellen stellen eine zeitlich und räumlich weniger regelmäßige, aber nicht weniger energiereiche Art der Meeresbewegung dar. Die grösste Bedeutung unter den Anlagen zur Wellenenergiegewinnung wird jenen beigemessen, die auf dem Prinzip der schwingenden Wassersäule basieren. Es handelt sich dabei um eine hydraulische Turbine, die den potentiellen Energieanteil ausnützt. Wenn diese Energie vollständig zur Stromerzeugung genutzt werden könnte, so würde ein Küstenabschnitt von 30-60 km jeweils ein großes fossiles oder Kernkraftwerk ersetzen. Somit könnten etwa 15 Prozent des weltweiten Strombedarfs befriedigt werden. Entwickelt wurde bis jetzt viele unterschiedliche Prinzipien und Ideen, die Wellenenergie nutzbar zu machen. Das größte Problem ist sehr unregelmäßigen Leistung und die zerstörerische Riesenwellenkraft, die hohe Anforderungen an Material und Technik der Anlage stellt [12].

## **2.2 Turbinen**

Es gibt verschiedene Typen, die alle auf ihr eigenes Anwendungsgebiet angepasst sind. Im folgenden Teil werden die Wichtigsten erklärt und auf ihr Anwendungsgebiet eingegangen.

## Kaplan-Turbine

Bei Kaplan-Turbinen handelt es sich um Axialturbinen, die bis zu einer Fallhöhe von ca. 80 m und meist größeren Durchflüssen, also im Nieder- und Mitteldruckbereich, zum Einsatz gelangen [10]. Sie wurde vom österreichischen Professor Viktor Kaplan im Jahr 1913 aus der Francis-Turbine weiterentwickelt.

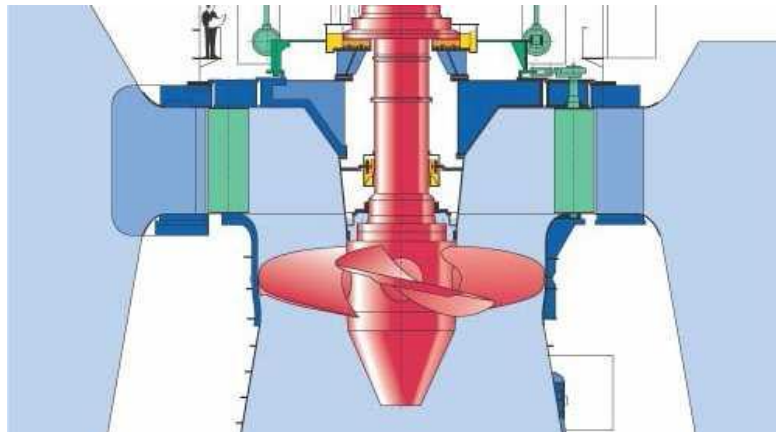


Abbildung 8: Vertikale Kaplan-Turbine [13]

Kaplan Turbine werden sowohl vertikal als auch horizontal gebaut, aber meistens vertikal verbaut (siehe Abbildung 8), sodass das Wasser von oben nach unten durchströmt und funktioniert im Prinzip wie eine reversarbeitende Schiffsschraube. Das Wasser wird hier über eine Spirale in Drall geleitet und trifft über das Leitwerk parallel zur Wasserbewegung auf das Laufrad. Bei der Kaplanturbine ist das Laufrad sowie das Leitwerk bewegbar, damit man ein Wasserdefizit schnell ausgleichen kann [13]. Sie ergeben bei den geringen Fallhöhen und den großen Volumenströmen von Laufwasserkraftwerken höchste Wirkungsgrade, die zwischen 80% und 95% liegen.

## Francis-Turbine

Francis-Turbinen sind radial von außen nach innen durchströmte und axial ausströmende Überdruckturbinen( siehe Abbildung 9), die sowohl mit horizontaler als auch mit vertikaler Welle ausgeführt werden können.



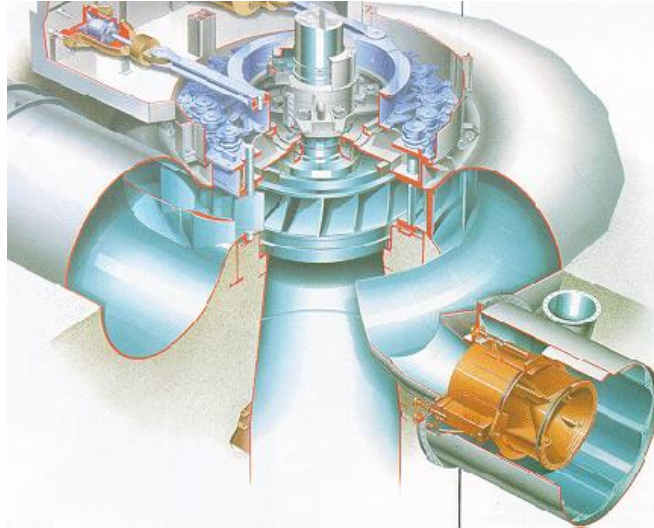


Abbildung 9: Francis-Turbine [13]

Die Francis-Turbine wird meistens in Lauf- oder Speicherkraftwerken mit mittlerer Fallhöhe und Durchlauf verwendet. Deshalb ist sie die häufigste angewendete Turbine in dem Wasserkraftwerk. Sie kann bei den Fallhöhen bis zu 600m ca. 750MW-Leistung erzeugen. Im Gegensatz zur Kaplan-turbine können bei der Francis-Turbine (Abbildung 9) die Laufradschaufeln nicht verstellt werden. Die Regulierung erfolgt nur über den Leitapparat [10].

### **Pelton-Turbine**

Pelton-Turbine bezeichnet eine Freistrahlturbine und im Gegensatz zu den anderen Typen eine Gleichdruckturbine. Dabei fließt das Wasser in einem Strahl aus Düsen mit hoher Geschwindigkeit auf die Schaufeln vom Laufrad. Dabei wird die gesamte im Wasser enthaltene Druckenergie beim Austritt aus der Duse in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt. Am Laufrad wird der Druck nicht mehr geändert und daher ist die Pelton-Turbine eine Gleichdruckturbine.

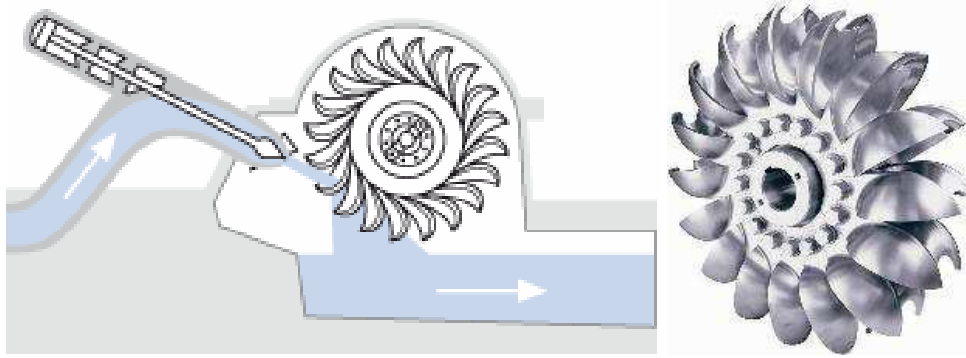


Abbildung 10: Pelton-Turbine [13]

Die Pelton-Turbine wird nur bei Speicherkraftwerken eingesetzt. Die Wirkungsgrade liegen bei 85%- bis 90% und Fallhöhen können zwischen 100m und 2000m liegen. Allerdings reichen bereits geringe Mengen Wasser zum Betrieb aus.

### 2.3 Ökologische Auswirkung

Neben der Stromerzeugung, Hochwasserschutz und Bewässerung hat die Wasserkraft bekannte umweltfreundliche Aspekte, wie z.B ein Tierheim für verschiedene Arten von Vögeln und Binnenfischereimöglichkeiten, die wirtschaftliche Erträge bieten. Obwohl der resultierende See künstlich ist, kann sie für die Vögel ein natürlicher Ort sein. Darüber hinaus ermöglichen die Staudämme für die Leute eine Ruhestätte.

Der wichtigste Vorteil der Wasserkraft in ökologischen Aspekten ist ein CO<sup>2</sup>-Emissionsfreies Kraftwerk. Hier sieht man die Mengen der Kohlendioxid Emission durch die verschiedenen Energiequellen.

Als nachteilige Auswirkung der Wasserkraft können ökologische und ozeanographische seismische, ökologische und sozio-ökonomische Schäden genannt werden. Aufgrund der Speicherung der riesigen Wassermenge in Staudämmen bilden sie auf der Erdkruste eine große Belastung. Diese Belastung mit bestehender tektonischer Spannung kann dazu führen, dass ein bestimmter Schwellenwert für das Erdbeben überschritten wird und dies kann zu einer seismisch aktiven Region führen. Daher ist die Auswahl der Staudammstelle sehr wichtig in Hinsicht auf die geophysikalischen Untersuchungen. Allerdings verursachen Dämme eine Versalzung des Grundwassers und haben somit auch negative Auswirkungen auf die Wasserqualität

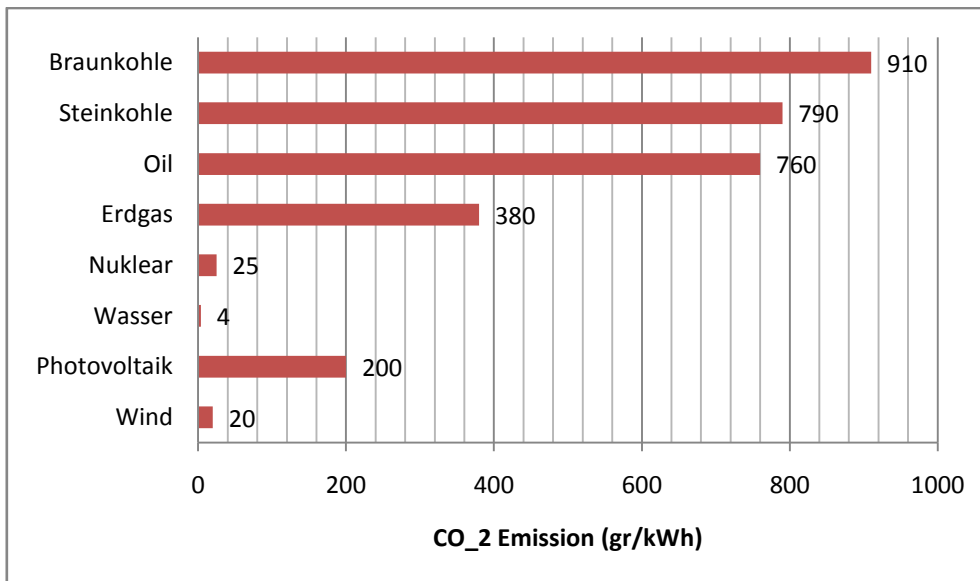


Abbildung 11: Kohlendioxid Emission von den verschiedenen Energiequellen(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [14] )

Die Bewässerung aus dem Staudamm stellt einige Probleme dar. Vor und hinter den Dammkonstruktionen verändert der Staudamm das Ökosystem komplett. Staudämme zerstören die Bereiche des natürlichen Lebensraums der Fische, behindern den Durchgang des Flusslaufes und führen insbesondere zu einer Verringerung oder sogar zum Aussterben wandernder Fischarten. Ein weiteres gesundheitliches Problem durch das Stauziel ist, dass vor allem in tropischen Dämmen ein Nährboden für Fliegen geschaffen wird und die Ausbreitung von Seuchen wie Malaria verursacht wird [15].

### 3 Energie in der Türkei

#### 3.1 Energiezustand der Türkei

In der Türkei und der Welt wird die Nachfrage nach Energie von dem Bevölkerungswachstum, technologischer Entwicklungen, der Industrialisierung, sozialen und wirtschaftlichen Gründen rasch erhöht. Da die Energieerzeugung der Türkei die gewachsene Energienachfrage nicht decken kann, verursacht das die Erweiterung der Lücke zwischen inländischer Produktion und den Verbrauch der Energie. Aus diesem Grund hat die Notwendigkeit der effektiven Nutzung ihrer eigenen Energiequellen der Türkei zunehmend an Bedeutung gewonnen. In diesem Kapitel wird dieser aktuelle Zustand der Verteilung der elektrischen Energie nach Ressourcen untersucht [16].

Tabelle 1 zeigt die Reserven bzw. Potential der Energiequellen in der Türkei. Aus der Tabelle sieht man auch dass die Türkei Erdgas, Öl und Kohle Reserven sehr begrenzt sind. Die Türkei steht sogar nicht in der Liste, wenn die Top 50 Ländern nach ihrer Öl und Gasreserven sortiert werden. Nur 0,46% Prozent weltweit nachgewiesenen Kohlereserven liegen in der Türkei. Außerdem ist die Qualität eines großen Teils der Reserven deutlich niedriger, sodass sie nur in Kohlekraftwerken als Brennstoff gebraucht werden können [17]

Quelle	Reserven bzw. Potential	Erklärung
Wind	Sehr effizient: 8000 MW Mittlereffizient: 40000 MW	Laut aktuellen Daten wird das Windpotential in der Türkei auf 48000 MW geschätzt.
Kohle	Braunkohle: 12,4 Milliarden Tonnen Steinkohle: 1,33 Milliarden Tonnen	Ungefähr bis vor sechs Jahren wurden die Braunkohlereserven in der Türkei insgesamt auf 8,5 Milliarden geschätzt. Mit den letzten Explorationen hat sich diese Zahl auf 12,4 erhöht. Und es wird erwartet, dass sich diese Zahl weiter erhöhen wird.
Geothermie	650MWe	Der Zahlenwert stellt das bis jetzt bestätigte Potential dar, das zur Stromerzeugung geeignet ist. Das gesamte Potential zur Wärmeerzeugung wird auf 31500 MWt geschätzt.
Wasser	130 Milliarden kWh/Jahr	Der Zahlenwert stellt die jährliche Erzeugung dar, falls das gesamte Potential der Türkei benutzt wird.
Sonne	33 Mtoe/Jahr	Der Zahlenwert stellt das jährliche Sonnenenergiepotential in Megatonne Öleinheiten dar. Einige Experten behaupten, dass es insgesamt ein Potential von 88 Mtoe/Jahr gibt.
Erdgas	8 Milliarden m <sup>3</sup>	Reserven
Asphaltit	82 Millionen Tonnen	
Erdöl	43 Millionen Tonnen	Reserven
Biomasse	8,6 Mtoe/Jahr	

Tabelle 1:Reserven bzw. das Potential der Energiequellen in der Türkei(Quelle: erstellt basierend auf in [17] )

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der Türkei in den letzten Jahren ist Abbildung 12 in ersichtlich. In den 1970er Jahren hat das Öl bis zu 50% des Primärenergiebedarfs gedeckt und ist derzeit bei 26,7%. Die Nachfrage nach dem Erdgas, die im Jahr 1990 3,1 Mio. toe<sup>6</sup> ist hat im Jahr 2010 dem Wert 34,9Mio.toe erreicht [18].

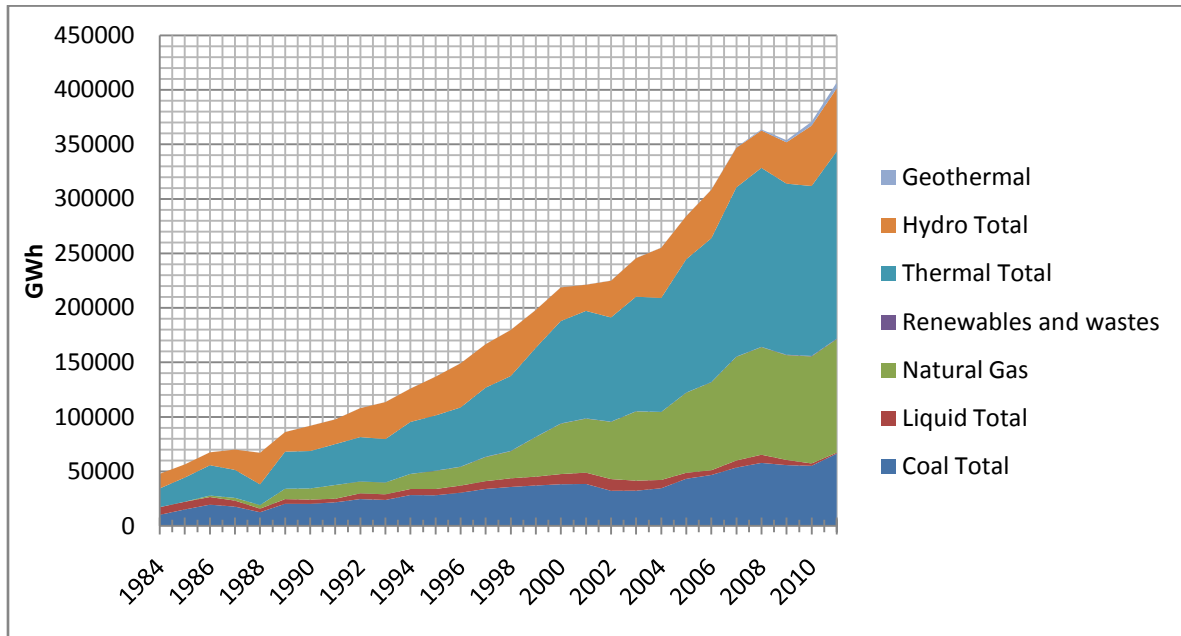


Abbildung 12:Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der Türkei(1984-2006)(Quelle: erstellt basierend auf in [19])

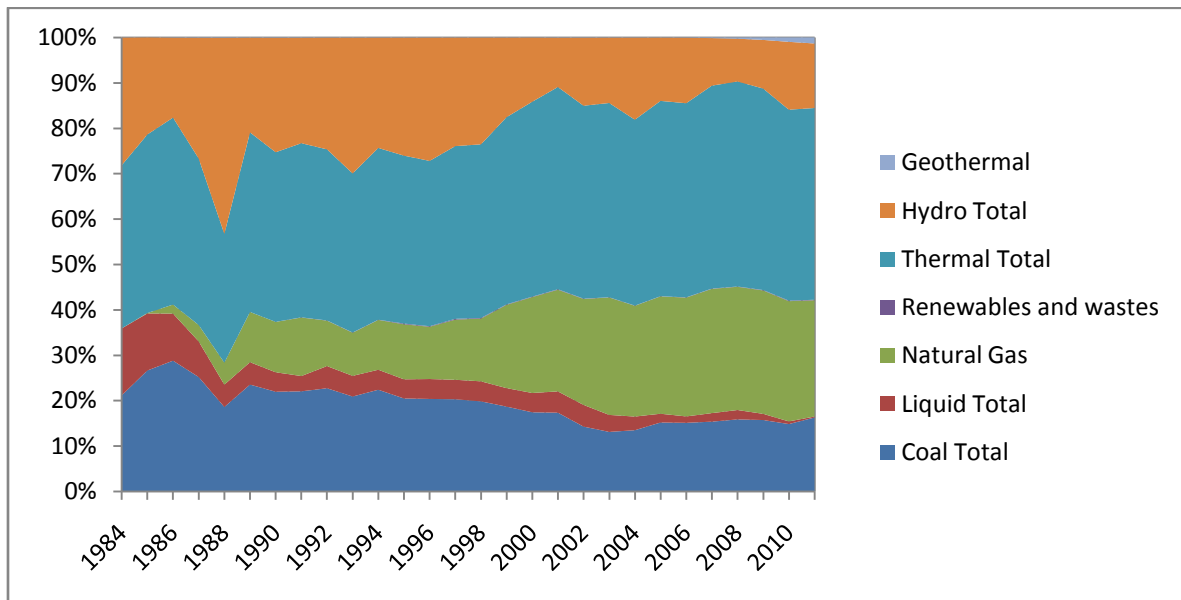


Abbildung 13:Die Verteilung der Primärenergienutzung in Prozent%(1984-2006)(Quelle: erstellt basierend auf in [19])

<sup>6</sup> tonne of oil equivalent (toe), 1toe = 41.868 GJ oder 11.63 MWh

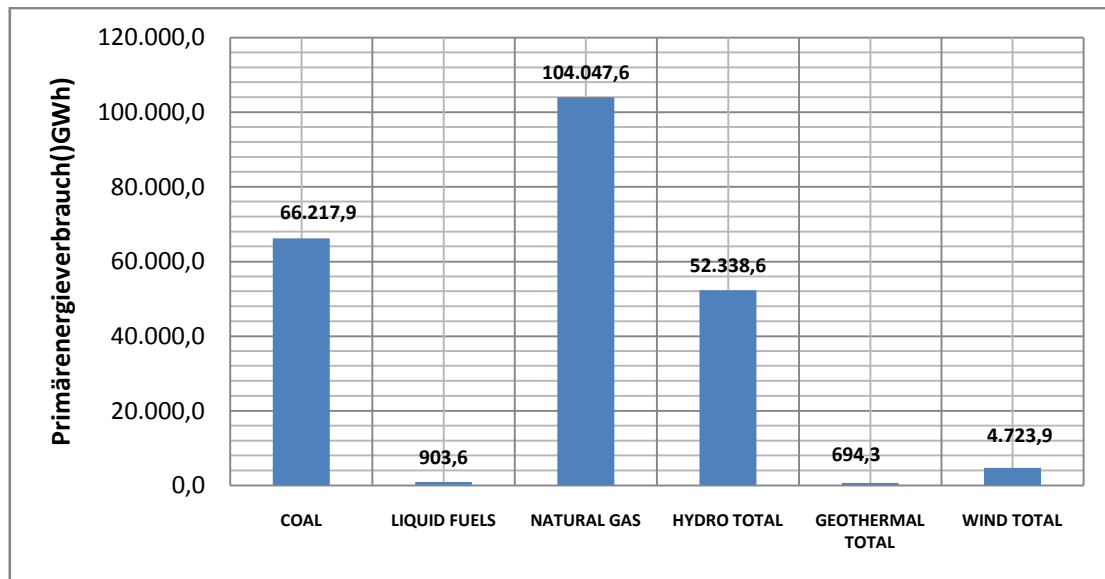


Abbildung 14: Verteilung vom Primärenergieverbrauch nach Energiequelle für das Jahr 2011 (1984-2006) (Quelle: erstellt basierend auf in [19])

Eine der wichtigsten Probleme der Türkei in Energie ist die Exportabhängigkeit. Dass heimische Energieträger hinsichtlich des wachsenden Primärenergiebedarfs nicht optimal ausgenutzt werden können, ist die Ursache der Exportabhängigkeit und desweiteren resultieren daraus wirtschaftliche und politische Nachteile.

### 3.2 Erneuerbare Energieträger

Die Türkei ist ein reiches Land hinsichtlich der erneubaren Energieträger. Die wichtigsten Energiequellen sind die Wasser- und Windkraft, die Erdwärme, die Sonne und die Biomasse. Im Folgenden wird versucht, einen kurzen Überblick über die Situation und die neueren Entwicklungen in der Türkei im Bereich der erneuerbaren Energie zu geben [20].

Erneubare Energieträger	Potential (GWh/a)	Technisches Potential (GWh/a)	Wirtschaftliches Potential (GWh/a)	Verwendetes Potential (GWh/a)	Nutzung in %
Wasserkraft	430-450	215	100-130	35330	30
Sonne	365	182* <sup>7</sup>	91**	4,07	4,5
Biogas	1,58	0,79*	0,4**	0,067	16,8
Wind	400	124	98	61	62
Geothermal	16	8*	4**	0,89	22,5

Tabelle 2: Potenziale erneuerbarer Energie in der Türkei [20].

## Windenergie

Die Türkei ist ein Land mit windreichen Regionen und die hat insbesondere in der Marmara- und Aegaeis- Region das Windenergiepotential. (70% des gesamten Potenzials)

Der EIE hat eine detaillierte Windkarte für Türkei erstellt und die zeigt, dass die Windkraftpotentiale von 5.000MW mit einer Windgeschwindigkeit von mindestens 8,5 m/s und 48.000 MW mit mindestens 7,0 m/s zur Stromerzeugung geeignet sind.

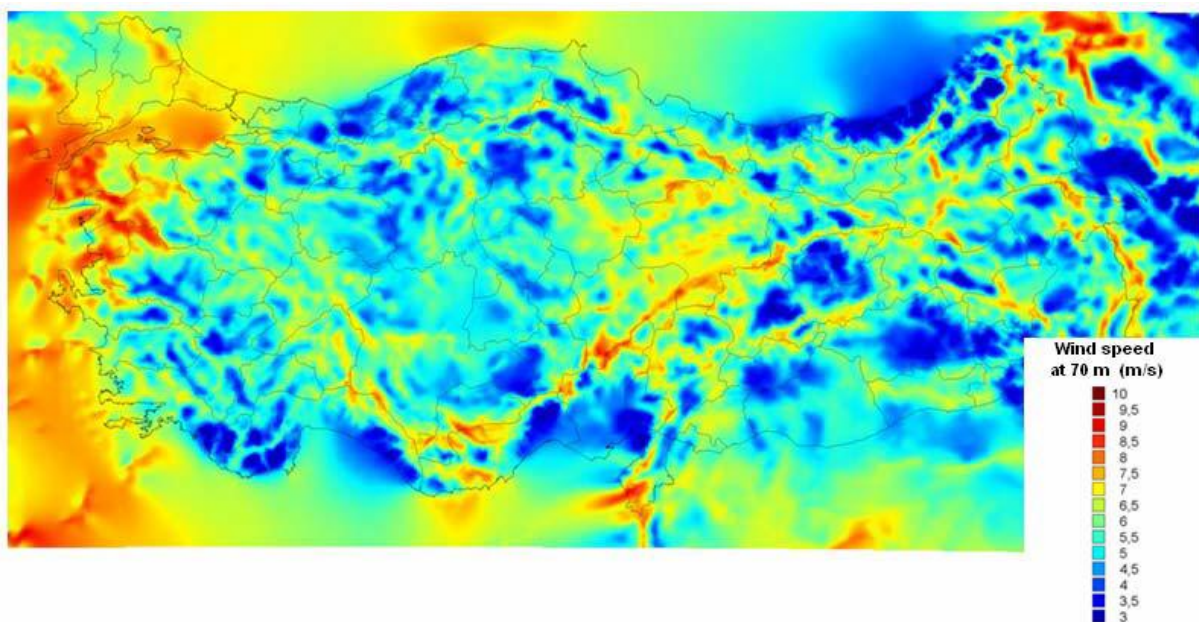


Abbildung 15: Windpotential der Türkei in 70m. [21]

Nach Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2005 stieg der Bau von Windkraftanlagen exponentiell auf. Im Jahr 2004 war die Gesamtleistung der

\* : 50% der Brutto-Potential genommen

\*\* : 50% des technischen Potential genommen

Windkraftanlagen etwa 18 MW, im Jahr 2008 364MW. Die Wachstumsrate hat somit im Jahr 2008 %150 erreicht. Die Gesamtkapazität des Windpotentials ist auf 647 MW (10/2009) und bereits von dem Amt genehmigt worden um den Energiemarkt ( EPDK) zu regulieren. Nach dem Strategiepapier der Regierung 2009 soll die Leistung der Windkraftanlagen auf 20.000 MW bis zum Jahr 2020 erhöht werden, was auf ein großes Potenzial für Investitionen in diesem Bereich hindeutet [22].

<b>Jahr</b>	<b>Installierte Windleistung (MW)</b>	<b>Mittlere Windstromerzeugung in GWh</b>	<b>Elektrische Energieverbrauch GWh</b>	<b>In Prozent von Gesamt</b>
<b>2000</b>	300	675	135	0,5
<b>2005</b>	1359	3058	200	1,53
<b>2010</b>	2979	6703	290	2,31
<b>2015</b>	5141	11570	398	2,91
<b>2020</b>	7849	17660	547	3,23
<b>2023</b>	9733	21900	639	3,43
<b>2025</b>	11200	25200	710	3,55

Tabelle 3: geplante zukünftige installierte Windleistung [23]

## **Solarenergie**

Türkei liegt auf der Erde zwischen 36°-42° nördlicher Breiten und 26°-45° östlicher Breiten. Die durchschnittliche jährliche Sonnenstrahlung der Türkei ist 1303 kWh/m<sup>2</sup>.a und die durchschnittliche jährliche Sonnenscheindauer 2623 Stunden. Die Zahl entspricht pro Tag die Leistung 3,6 kWh / m<sup>2</sup>, etwa 7,2 Stunden am Tag und als Gesamt 110 tägliche Sonnenscheindauer. 10 Monate lang im Jahr kann in 63% des Landes die Sonnenstrahlung als technisch und wirtschaftlich ausgenutzt werden [24]



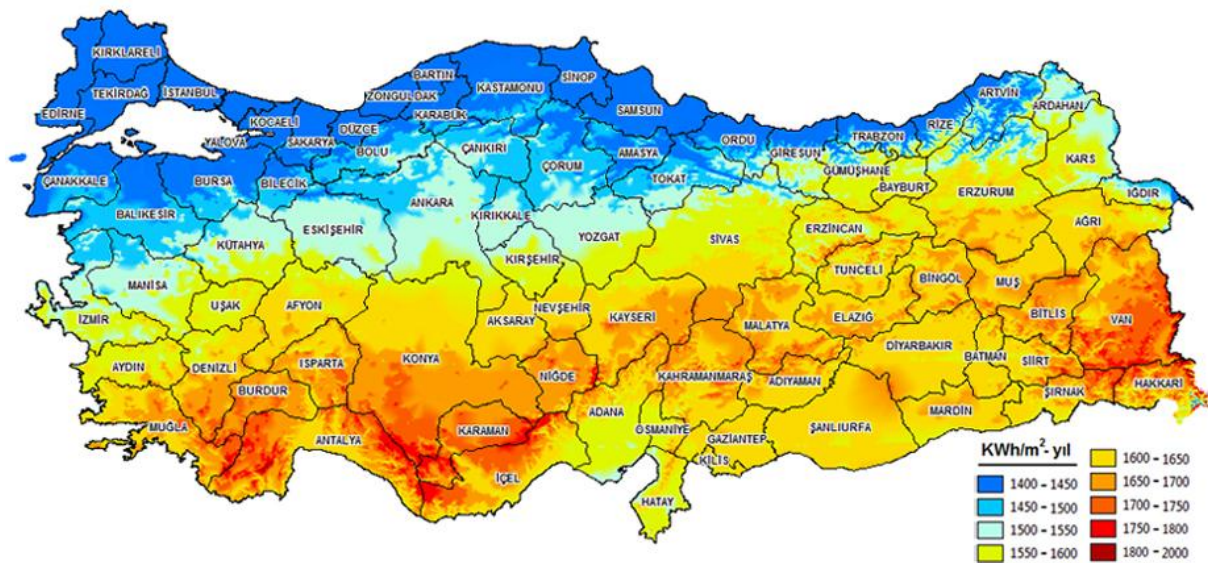


Abbildung 16: Solarkarte der Türkei (EIE) [22]

Die Solarenergie in der Türkei wird hauptsächlich für die Warmwasserbereitung benutzt und über 12 Mio.m<sup>2</sup> Solarkollektoren installiert. Die Türkei hat somit eine führende Stellung in Europa und steht an 2. Stelle nach China in der Welt [22].

Regionen	Gesamtsolarenergie (kWh/qm-a)	Raditionsdauer (Stunden/Jahren)
Südosttürkei	1.460	2.993
Mittelmeer	1.390	2.956
Osttürkei	1.365	2.664
Zentraltürkei	1.314	2.628
Ägäische	1.304	2.738
Marmara	1.168	2.409
Schwarzmeer	1.120	1.971

Tabelle 4: Solarenergie der Türkei (Quelle: (ETKB) Ministerium für Energie und Rohstoffe)

Dagegen hat die Türkei keine Sonnenthermalkraftwerke zur Stromerzeugung. Die Nutzung der Photovoltaik ist gering (ca. 1MW). Nach der geplanten Gesetzesänderung für erneuerbare Energie werden neue Förderungsmöglichkeiten erstellt und somit kann eine Steigerung im

Bau der Photovoltaikanlage und anderen, welche bisher nicht wirtschaftlich waren, erfolgen [22].

### Geothermal Energie

Die Türkei ist bei der direkten Nutzung der Erdwärmeenergie und Kapazität auf dem Platz 5 in der Welt. Nach der Schätzung des Amts (EIE) beträgt das geothermische Gesamtpotenzial der Türkei den Wert 32.500 MW und das entspricht die Heizung der circa 5 Mio. Haushalten oder 150 Mio. m<sup>2</sup> Gewächshäuser. Die entwickelten Geothermalressourcen werden heute zu etwa 95 zu den Heizzwecken verwendet [22].

<b>Geothermisches Feld</b>	<b>Installierte Leistung</b>	<b>Temperatur</b>	<b>Stand</b>
Denizli-Kizildere	15 MWe	242	In Betrieb
Aydin-Sultanhisar (Dora-1)	7.95 MWe	162	In Betrieb
Aydin-Sultanhisar (Dora-2)	9.5 MWe	162	Im Bau
Aydin-Germencik	47.4 MWe	232	In Betrieb
Canakkale-Tuzla	7.5 MWe	174	Im Bau
Denizli-Kizildere (Aus Abwasser des geothermischen Feldes Denizli- Kizildere)	6.85 MWe	140	In Betrieb

Tabelle 5: Geothermieanlagen der Türkei [25]

### 3.3 Stromerzeugung der Türkei

Damit sich die Türkei in wirtschaftlichen und sozialen Aspekten entwickeln kann, muss die benötigte Energie auf eine rechtzeitige und zuverlässige Weise erfüllt werden, da sie zur Bereitstellung der Industrialisierung und anderen Energienachfragen verwendet wird.

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist zur Sicherung der Energieversorgung durch die Verringerung der Abhängigkeit von ausländischen Energiequellen in Bezug auf die Verringerung der Treibhausgasemissionen wichtig. Diese Politik wurde in den letzten Jahren in der Türkei hervorgehoben. Im Prozess der Liberalisierung des Energiemarktes, die mit dem

„Electricity Market Act im Jahr 2001“ entstanden ist, wurden die Investitionen der Stromerzeuger vom privaten Sektor vorhergesehen und es wird dem Staat nicht erlaubt zu investieren, wenn es eine Verknappung des Angebots gibt.

In den Jahren 2006 und 2007 wurde der Stromnachfrage aus bestimmten Gründen knapp nachgekommen, und wegen des Fehlens der Reservekapazitäten gab es schwierige Zeiten. Zu diesen Gründen könnte man die strukturellen Eigenschaften und Gewohnheiten des privaten Sektors, die Entstehung einiger Zweifel der Initiativen zur Umstrukturierung im Sektor und die nichtgenügende Verträglichkeit des Umfelds für Investitionen nennen und hinzu kommt auch, dass Wasserkraftwerke aufgrund der Wirkung der Dürre nicht mit voller Kapazität in Betrieb sind. Indem das Investitionsklima verbessert wurde, entstand für die Privatunternehmen eine ermutigende Vertrauensumgebung, sodass die privaten Sektor auf den Energiemarkt investieren konnten.

Quelle	2007				2008			
	Installierte Leistung	Durchschnittliche Erzeugungskapazität	Erzeugung	Kapazitätsausnutzung	Installierte Leistung	Durchschnittliche Erzeugungskapazität	Erzeugung	Kapazitätsausnutzung
	MW	GWh	GWh	%	MW	GWh	GWh	%
Kohle + Importierte Steinkohle/Braunkohle	10197	66899	53431	80	10534	69107	53873	78
Benzin + Diesel +Naphtha & LPG	2471	16119	6527	40	2551	16642	14809	89
Erdgas	14560	108853	95025	87	14302	106919	99863	93
Anders	43	313	214	68	43	313	204	65
Insgesamt thermische Energiequelle	27271	192183	155196	81	27430	193297	168748	87
Geothermische + Wind	169	620	511	82	730	2675	1104	41
Wasserkraft	13395	48112	35851	75	14199	51001	35532	70
Summe	40836	240919	191555	80	42359	246974	205383	83

Tabelle 6:installierte Leistung, Produktionskapazität und ihr Auslastungsrate der Türkei im Jahr 2007 und 2008 [16]

In der

Tabelle 6 sieht man die installierte Leistung, Produktionskapazität und ihr Auslastungsrate der Türkei im Jahr 2007 und 2008. Wenn in der Türkei im Jahr 1950 nur 800GWh-Energie erzeugt wurde, hat diese Zahl heute 205400 GWh erreicht. Im Jahr 2008 ist der jährliche Stromverbrauch pro Kopf in der Türkei 3000kWh und dies entspricht weltweit ca. 2500kWh, in den entwickelten Ländern 8900kWh, in China 827kWh und in der USA 12322kWh [26]. Während es in dem Jahr 2008 mit der installierten Leistung 42359MW und die Erzeugung der elektrischen Energie pro Jahr im Durchschnitt 246974 GWh möglich war, konnte nur 205383GWh-Energie wegen Störungen, Wartung-Reparatur, Operationspolitik, wirtschaftlicher Rezession, geringer Nachfrage, Dürre, Effizienz und so weiter, erzeugt werden. Also ist die Kapazitätsauslastung nur 83%. während die Kapazitätsauslastung in Wärme-Kraftwerke 87%, ist das in Wasserkraftwerken nur 70%. Ab 2008 wird 17% der Energieerzeugung aus der Wasserkraft und 81% aus den sogenannten thermischen Quellen<sup>8</sup> produziert [16].

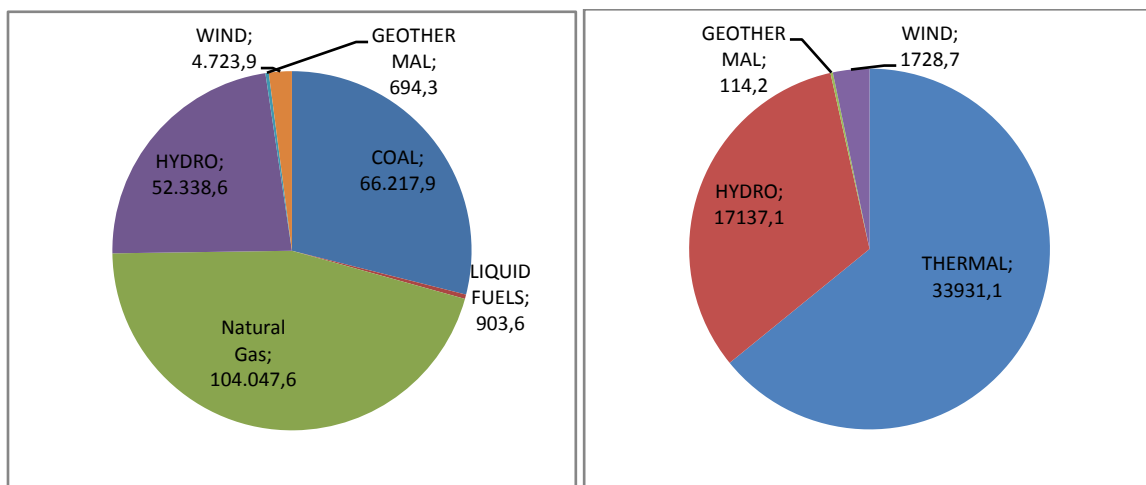


Abbildung 17: Elektrische Energieerzeugung (links) und installierte Leistung (rechts) für 2011(erstellt basierend auf Daten in [19])

### Szenarios der Nachfrageentwicklung

In diesem Abschnitt werden die Szenarios für die zukünftige 10 Jahre (2011-2020) erstellt, indem die Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs, die letzte 10 Jahre(2001-2010) ist, und die Entwicklung des Strombedarfs beobachtet werden [27].

<sup>8</sup> Erdgas, Braunkohle, Kohle, Öl, etc.

	Leistungsspitzenbedarf (MW)	Erhöhung (%)	Energienachfrage (GWh)	Erhöhung (%)
2001	19612	1,1	126871	-1,1
2002	21006	7,1	132553	4,5
2003	21729	3,4	141151	6,5
2004	23485	8,1	150018	6,3
2005	25174	7,2	160794	7,2
2006	27594	9,6	174637	8,6
2007	29249	6,0	190000	8,8
2008	30517	4,3	198085	4,2
2009	29870	-2,1	194079	-2,0
2010	33392	11,8	210434	8,4

Tabelle 7: Leistungsspitzenbedarf und Energienachfrage der Türkei (2001-2010) [27]

In der Abbildung 18 und Abbildung 19 werden die Belastungskurven der maximalen und minimalen elektrischen Energienachfrage dargestellt.

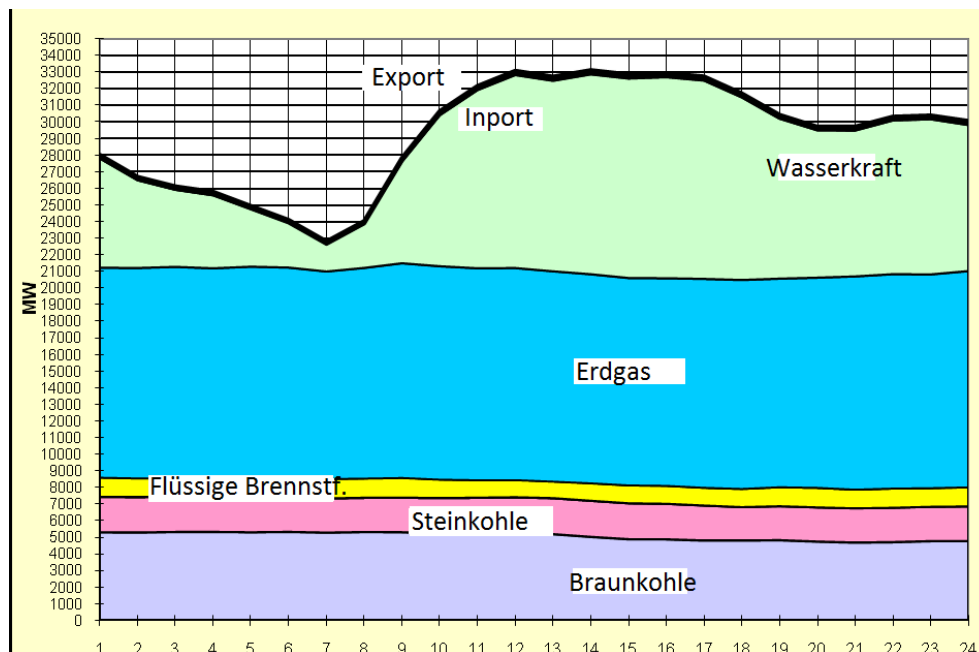


Abbildung 18: Die Belastungskurve der maximalen elektrischen Energienachfrage im Jahr 2010 [27]

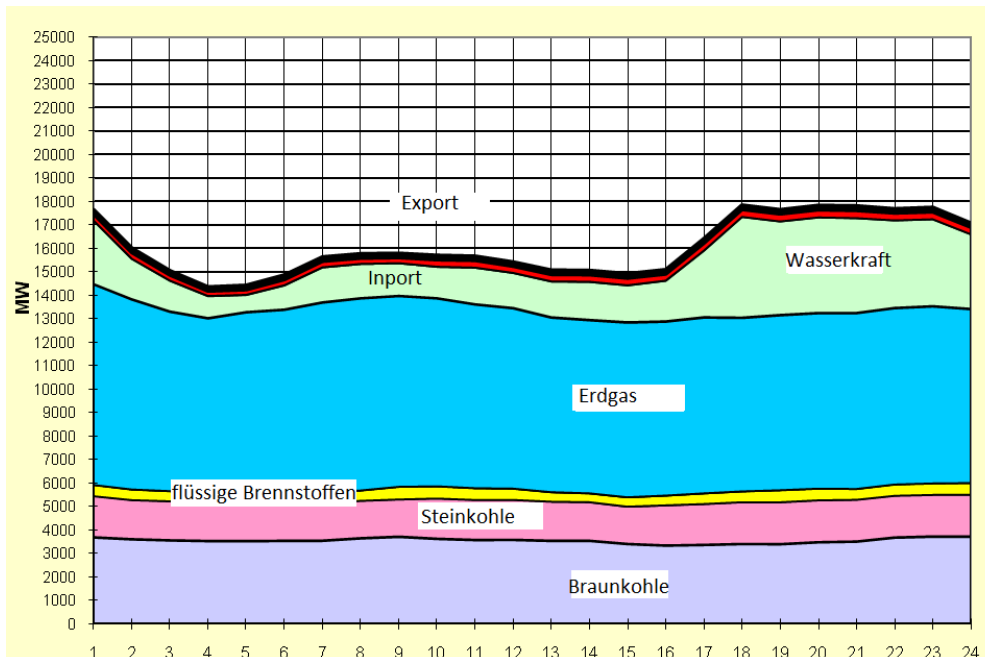


Abbildung 19: Die Belastungskurve der minimalen elektrischen Energienachfrage im Jahr 2010 [27]

In dem Zeitraum 2010-2020 werden die Szenarien der Erzeugungskapazität durch ETKB erstellt. Dabei wurden minimale und maximale Nachfragedaten verwendet. Die sind in folgenden Tabelle 8 und Tabelle 9 zu sehen.

Jahr	Nachfragespitze		Energienachfragespitze	
	MW	%	GWh	%
2011	36000	7,8	227000	7,9
2012	38400	6,7	243430	7,2
2013	41000	6,8	262010	7,6
2014	43800	6,8	281850	7,6
2015	46800	6,8	303140	7,6
2016	50210	7,3	325920	7,5
2017	53965	7,5	350300	7,5
2018	57980	7,4	376350	7,4
2019	62265	7,4	404160	7,4
2020	66845	7,4	433900	7,4

Tabelle 8: Szenario mit höherer Nachfrage [27]

In der Tabelle 8 wird das Szenario mit höherer Nachfrage erstellt. Nach dem Szenario wird die elektrische Energienachfrage der Türkei im Jahr 2020 433900 GWh und um %7,4 ihr Energiebedarf erhöht.

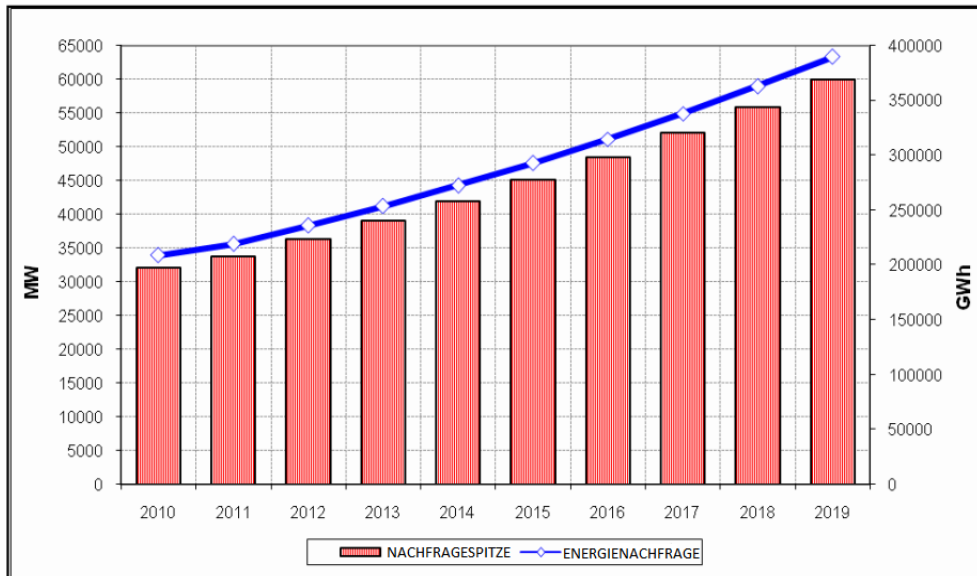


Abbildung 20: Szenario mit höherer Nachfrage [27]

In der Abbildung 20 sieht man die Entwicklung der Energienachfrage der Türkei für die zukünftigen 10 Jahre nach dem Szenario mit höherer Nachfrage.

Jahr	Nachfragespitze		Energienachfragespitze	
	MW	%	GWh	%
2011	36000	7,8	227000	7,9
2012	38000	5,6	241130	6,2
2013	40130	5,6	257060	6,6
2014	42360	5,6	273900	6,6
2015	44955	6,1	291790	6,5
2016	47870	6,5	310730	6,5
2017	50965	6,5	330800	6,5
2018	54230	6,4	352010	6,4
2019	57685	6,4	374430	6,4
2020	61340	6,3	398160	6,3

Tabelle 9: Szenario mit niedriger Nachfrage [27]

Das Szenario mit niedriger Nachfrage wird in der Tabelle 9 dargestellt. Nach dem Szenario erreicht die elektrische Energienachfrage der Türkei im Jahr 2020 den Wert 398160GWh und wird um %6,3 ihres Energiebedarfs erhöht.

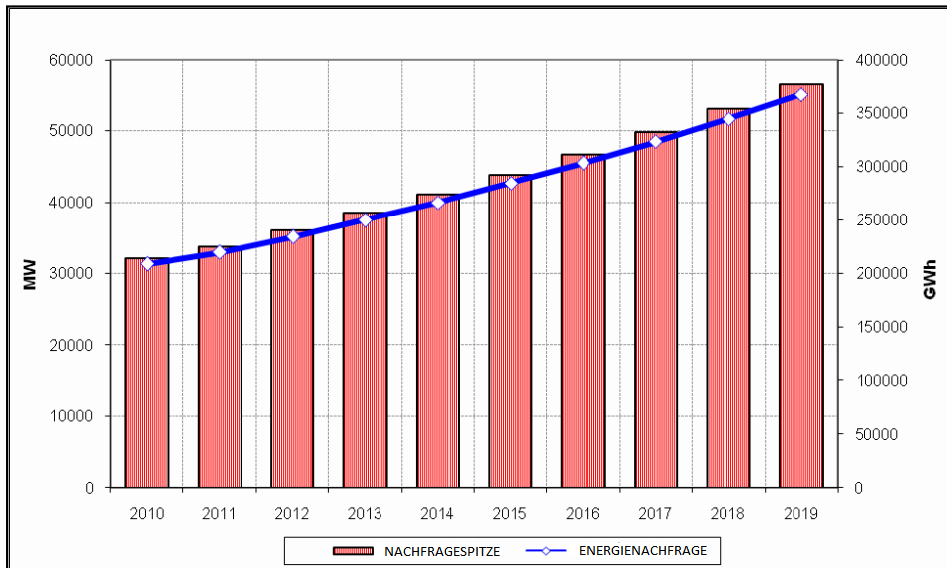


Abbildung 21: Szenario mit niedriger Nachfrage [27]

Die Energienachfrageentwicklung mit niedriger Nachfrage ist in der Abbildung 21 ersichtlich. Die Nachfragespitze der Türkei steigt dann proportional mit der elektrischen Energienachfrage.

In der Abbildung 22 sind die beiden Szenarien für den Zeitraum 2011-2020 ersichtlich. Nach den Szenarien, die nach ETKB berechnet wurden, wird der Energienachfrage der Türkei im Jahr 2020 zwischen 380.000 GWh und 450.000 GWh liegen.

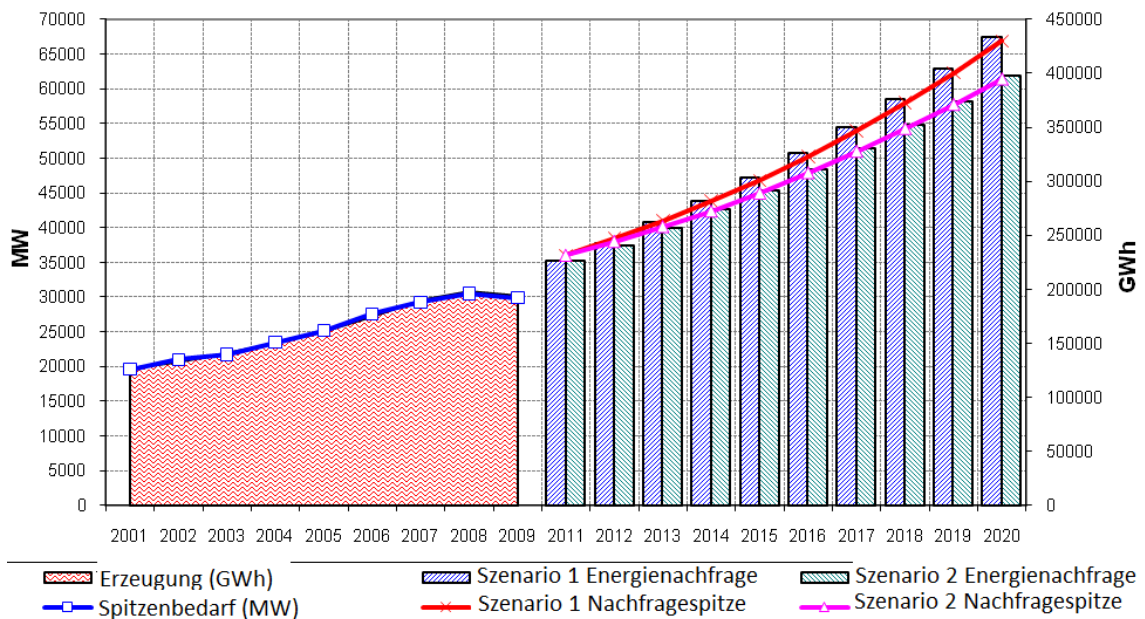


Abbildung 22: Leistungsspitzenbedarf und Energienachfrage der Türkei (2011-2020) [27]



In der Abbildung 23 werden die elektrische Erzeugung und installierte Leistung für das Jahr 2050 geschätzt. Nach der Schätzung, wird die Türkei im Jahr 2050 vom Wasser 110 TWh Energie erzeugen.

2010-2050 Schätzung für elektrische Energieerzeugung der Türkei						
		2010		2023		2050
<b>Energieverbrauch</b>			%		%	
Thermik	TWh	176	77%	231	52.20%	385
Nuklear	TWh	0	0%	36	8.10%	72
Geothermal	TWh	0.18	0.10%	1.9	0.40%	7.6
Wasserkraft	TWh	48.24	21.20%	94.8	21.40%	110.6
Wind	TWh	3.63	1.60%	66	14.90%	141.9
Sonne	TWh	0.01	0%	12.8	2.90%	92.8
Gesamt	TWh	228.06	100%	442.5	100%	809.9
<b>2010-2050 Schätzung für Installierte Leistung der Türkei</b>						
		2010		2023		2050
Einwohner	Person	77,000,000		88,240,000		115,440,000
Energieverbrauch	kWh/Person	2750.00		5000		7000
ges.Energiebedarf	TWh	211.75				
<b>installierte Leistung</b>			%		%	
Thermik	MW	32000	66%	42000	38.50%	70000
Nuklear	MW	0	0%	8000	7.30%	16000
Geothermal	MW	94	0.20%	1000	0.90%	4000
Wasserkraft	MW	15266	31.50%	30000	27.50%	35000
Wind	MW	1100	2.30%	20000	18.30%	43000
Sonne	MW	4	0%	8000	7.30%	58000
Gesamt	MW	48464	100%	109000	100%	226000

Abbildung 23: Schätzung der elektrischen Erzeugung und der installierten Leistung für 2050 [28]

### 3.4 Potentiale der Wasserressourcen und Wasserkraft Potential

#### Potentiale der Wasserressourcen

Die Türkei ist ein reiches Land mit Wasserressourcen- und potential, aber jedoch kein wasserreiches Land. Im Gegenteil, wenn die erforderlichen Maßnahmen nicht genommen werden, kann sie in der Zukunft eine ernste Wasserknappheit bekommen. Die Türkei liegt im Mittelmeerraum und das ist eine Region, die gegen Klimawandel sehr empfindlich ist. In vielen Klimamodellen auf dem Mittelmeerraum wird der Rückgang der Niederschlag infolge der Zunahme der Temperatur beobachtet. Die Verringerung der Niederschläge zeigt die Wasserknappheit in der Zukunft(Calbo, 2010). Daher sollen die Länder Ihr eigenes Wasserpotential richtig berechnen und große Fortschritte bei der Wasserbewirtschaftung nehmen. [29]

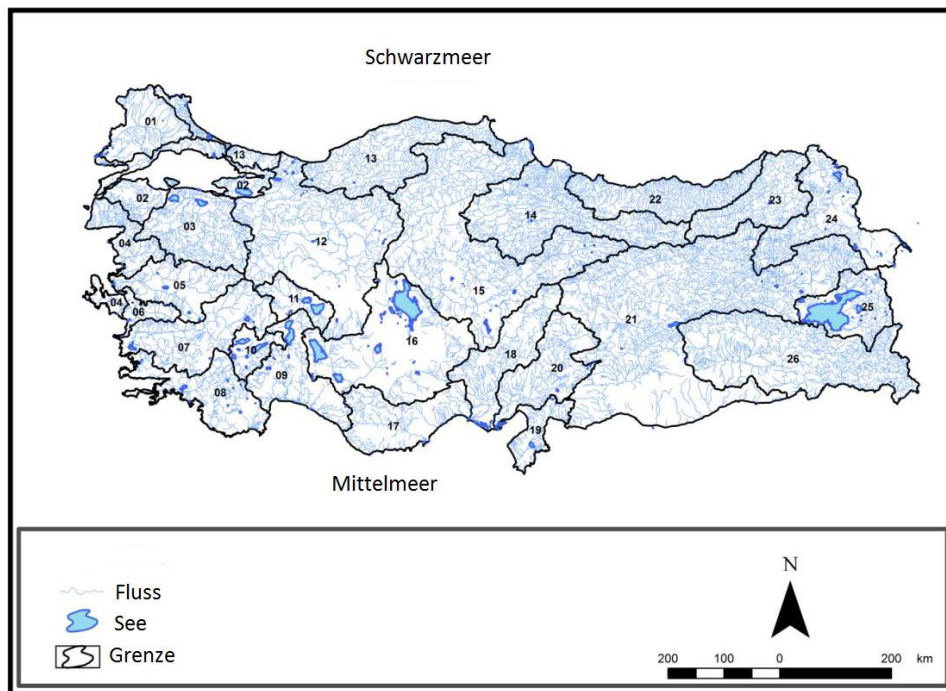


Abbildung 24: Wasserressourcen der Türkei [30]

In der Abbildung 24 sieht man die nach DSI berechneten oberflächlichen Wasserressourcen der Türkei. Die durchschnittliche jährliche Niederschlagsmenge der Türkei ist 643 mm und das entspricht 501 Mrd.m<sup>3</sup>-Wasser (DSI, 2001). 274 Mrd.m<sup>3</sup> des Wassers kommt aus den Boden- und Wasserflächen und Pflanzenoberflächen wieder in die Atmosphäre zurück. 69 Mrd. m<sup>3</sup> führt das Grundwasser durch den Auslauf zu, 158 Mrd.m<sup>3</sup> Wasser fließen in Meeren und Seen. 28 Mrd. m<sup>3</sup> vom Wasser, das ins Grundwasser fließt, kommt ins Oberflächenwasser wieder dazu. Es gibt auch einen Wasseranteil, der aus den Nachbarländern kommt, und er beträgt etwa 7 Mrd.m<sup>3</sup>. Somit erhält die Türkei als Brutto Oberflächenwasser Potenzial 193 Mrd.m<sup>3</sup>. Wird das 41 Mrd.m<sup>3</sup> Wasser berücksichtigt, das durch Auslauf ins Grundwasser zukommt, erhält die Türkei dann 234 Mrd.m<sup>3</sup>. Dieses wird in der Abbildung 25 dargestellt. [29]

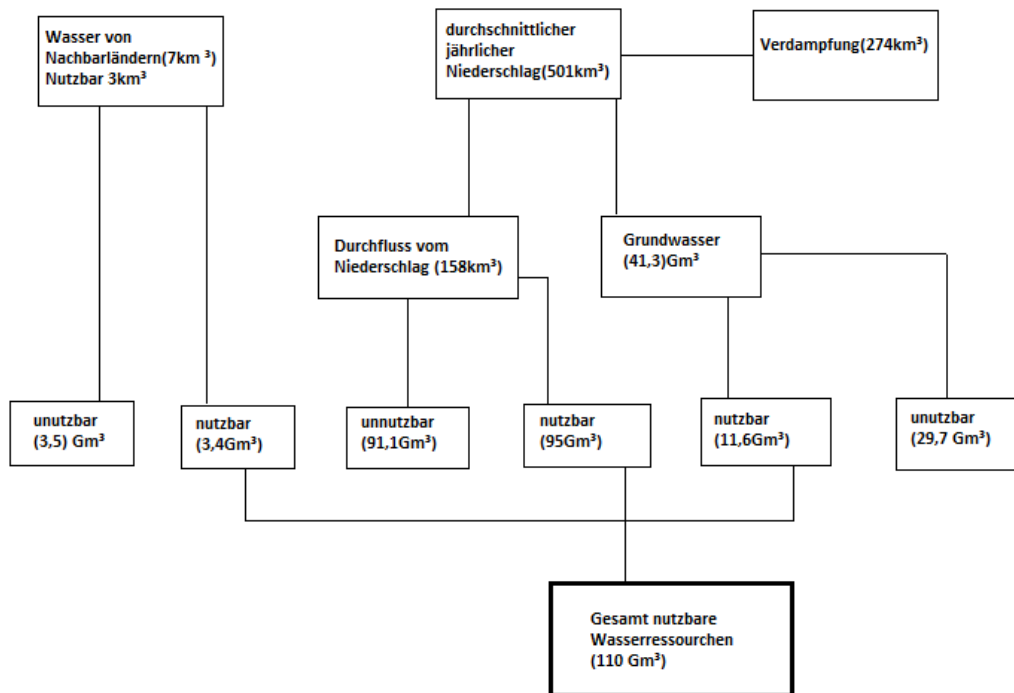


Abbildung 25: Schematische Darstellung der Wasserressourcen[28]

Es wurde festgestellt dass es insgesamt 110 Mrd.m<sup>3</sup> Wasser gibt, das wirtschaftlich und technisch nutzbar ist. 95 Mrd. m<sup>3</sup> vom gesamten ist aus heimischen Flüssen und 3 Mrd. m<sup>3</sup> aus dem Ausland kommenden Flüssen, 12 Mrd.m<sup>3</sup> aus Grundwassern [29].

Jährliche Abfluss	186,00 km <sup>3</sup>
Jährliche Abfluss/Jährlicher Niederschlag	37%
Jährliche nutzbare Wassermenge	95,00 km <sup>3</sup>
Tatsächlicher Verbrauch	32,41 km <sup>3</sup>

Tabelle 10: Oberflächenwasser Ressourcen in der Türkei [29]

### Wasserkraft Potential

Damit ein Land oder ein Gebiet hinsichtlich der Wasserkraftmöglichkeiten charakterisiert werden kann, wird das sogenannte Wasserkraftpotenzial definiert. Das Wasserkraftpotenzial unterscheidet sich in theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und ausschöpfbaren Potenzial.

### ***Theoretisches Potential***

Theoretisches Potential definiert man als ein Potential, das es die potentielle Energie aller Gewässer eines Gebietes enthält, ohne physikalische, technische und wirtschaftliche Nutzungsgrenzen zu beachten. Die theoretischen Potenziale können wegen der technischen Restriktionen<sup>9</sup>, baulicher Einschränkungen infolge der Topographie und vorhandener oder geplanter Konstruktion, umweltbezogener Anliegen und wirtschaftlicher Zwänge nur zum kleinen Teil in Nutzenergie umgewandelt werden.

### ***Technisches Potential***

Das technische Potenzial ist ein Potenzial, das unter Berücksichtigung technischer, ökologischer, infrastruktureller und anderer Belange tatsächlich nutzbar ist. Weil nichthorizontal verlaufender Wasserspiegel (Staulinie) im Oberwasser eines Kraftwerkes ist, kann die gesamte Fallhöhe beim vollständigen Flussaufbau nicht ausgenutzt werden. Infolge der Wasserpegeländerungen wegen der unterschiedlichen Durchflüssen im Unterwasser werden Fallhöhenschwankungen entstanden und das verursacht dann die technisch mögliche Stromerzeugung. Bestimmte Gründe( z.B. Mindestwasserauflagen) verhindern auch das nutzbare Potenzial.

### ***Wirtschaftliches Potential***

Das wirtschaftlich nutzbare Potential entspricht dem Anteil des technischen Wasserkraftpotenzials, der im Vergleich zu anderen Energieformen wirtschaftlich genutzt werden kann. Als Kriterium dafür wird die Amortisation des investierten Kapitals innerhalb der Anlagennutzungsdauer genommen(die Kosten für die Nutzung alternativer Energien, die Höhe des Diskontsatzes und die Struktur des Versorgungssystems) [1]

Die Türkei hat als technisches Wasserkraftpotenzial %1,5 Anteil vom Weltpotential, %17,6 des europäischen Potentials. Die USA hat %86 ihres eigenen Wasserkraftpotenzials technisch entwickelt, Japan %78, Norwegen %72, Canada %56 und die Türkei %28,7(Abbildung 26).

---

<sup>9</sup> z.B. Hochwässer und des damit verbundenen, ungenutzt abfließenden Wassers

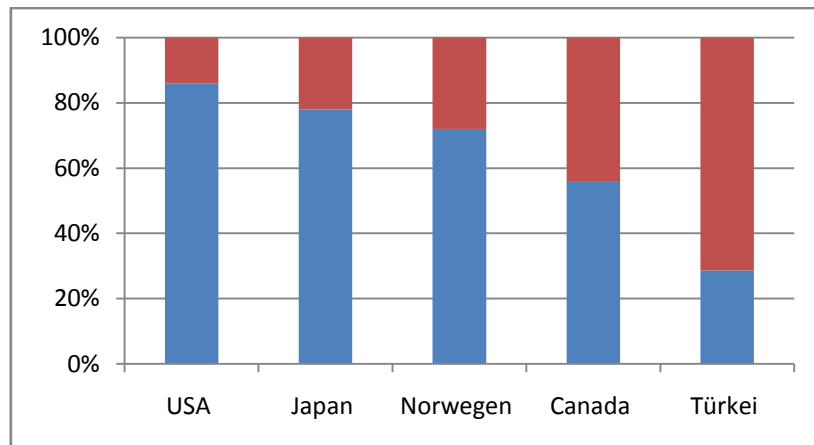


Abbildung 26: technische Nutzung der Wasserkraftpotenziale (Quelle: erstellt basierend auf Daten in [31])

Es wurde berechnet, dass es in der Türkei 433 TWh theoretisches und 216 TWh technisches Potenzial gibt.

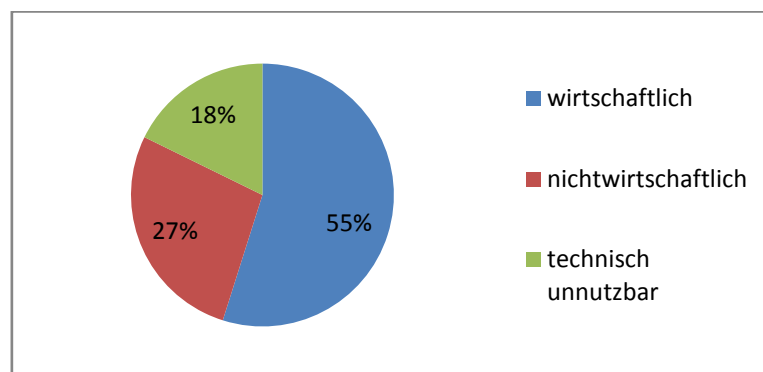


Abbildung 27: Verteilung des Wasserkraftpotentials der Türkei (Quelle: erstellt basierend auf Daten in [31])

Es gibt in der Türkei 303-Wasserkraftanlagen in Betrieb und die gesamte installierte Leistung ist 17.373 MW und das Regelarbeitsvermögen (kurz: RAV) ist 62.000 GWh. Dies entspricht %28,7 des gesamt technischen Potentials. [31]

In der Tabelle 11 befinden sich sowohl berechnetes Wasserkraftpotential nach DSI und als auch Schätzungen nach den neuen Kriterien.

Flusseinzugsgebiet	Berechnete Wasserkraftpotential nach DSI			Schätzung nach den neuen Kriterien	
	Brutto-Pot. (GWh)	Wirtschaftliches Pot. (GWh)	Installierte Leistung (MW)	Wirtschaftliches Pot. (GWh)	Installierte Leistung (MW)
Euphrat	84122	37961	9648	46267	12176
Tigris	48706	16751	5051	24353	7610
Östliches Schwarzmeer	48478	11062	3037	24239	6925
Östliches Mittelmeer	27445	5029	1390	10978	3137
Antalya	23079	5163	1433	9232	2638
Westliches Schwarzmeer	17914	2176	624	7166	2108
Westliches Mittelmeer	13595	2534	674	5438	1511
Seyhan	20875	7571	2001	9394	2609
Ceyhan	22163	4652	1413	8865	2860
Kizilirmak	19552	6320	2094	7821	2697
Sakarya	11335	2373	1096	3967	1984
Coruh	22601	10540	3134	12431	3825
Yesilirmak	18685	5297	1259	8408	2213
Susurluk	10573	1602	507	2643	881
Aras	13114	2287	588	5246	1418
Anders	30749	1722	510	1722	510
Gesamt	432981	123040	34459	188169	55099

Tabelle 11: Berechnetes Wasserkraftpotential in Flusseinzugsgebieten der Türkei [32]

Das größte Wasserkraftpotential der Türkei liegt im Gebiet Euphrat und sein nach DSI berechnetes wirtschaftliches Potential ist über 9.000 MW und enthält %28 der Wasserkraftpotentiale der Türkei.

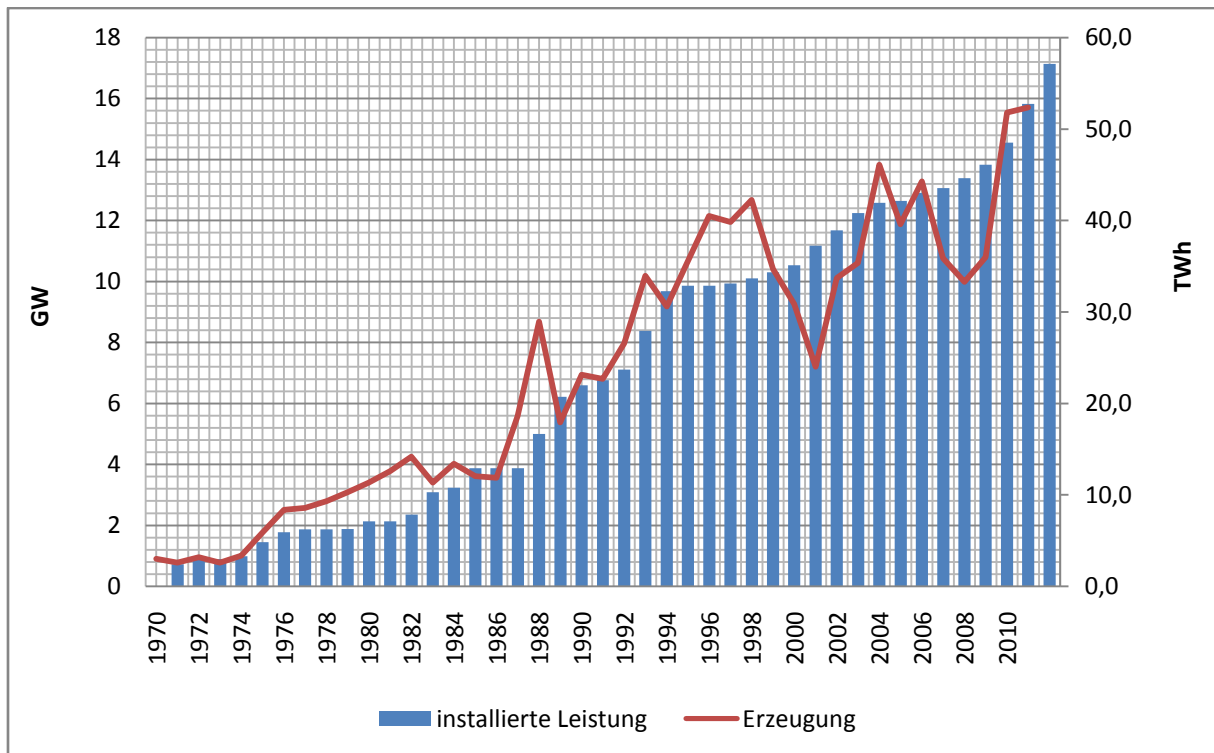


Abbildung 28: installierte Leistung und elektrische Erzeugung der Wasserkraftanlagen(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [19])

In der Abbildung 28 wird die die installierte hydroelektrische elektrische Leistung und Erzeugung ersichtlich. Im Jahr 1997 wurde %38,5 der gesamten elektrischen Erzeugung von Wasserkraft versorgt. Nach den von TEAS veröffentlichten Daten und „*the medium and long-Term Electricity Production Planning Study in December 1997*“ reduziert sich der Anteil der hydroelektrischen Energieerzeugung im Jahr 2020 zu %16,6 und der Anteil der elektrischen Erzeugung mit importierten Brennstoffen steigt von %28,5 auf %65. [32]

### 3.5 Energetische Politik

Die Energiepolitik ist rechtzeitig, zuverlässig, sauber, ununterbrochen und unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Umwelt anzuordnen, sodass sie die Preisstabilität auf dem Markt durchführen kann. Also ist das Hauptziel der Energiepolitik die Energieversorgung zu dem Verbraucher als ausreichende, hochqualitative, ökologisch nachhaltige, wirtschaftliche Weise zu gewährleisten. Um diese Ziele zu erreichen, sollte die Türkei ihre Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit bereitstellen und wettbewerbsfähige Märkte schaffen und die Position der Energiekorridor stärken. In dieser Weise wurden

einige Ziele geplant und im Folgenden die wichtigsten Hauptziele der türkischen Energiepolitik kurz zusammengefasst [33].

- Die Versorgungssicherheit sollte erhöht werden
- Der Energieressourcen sollte diversifiziert werden
- Inländische Ressourcen werden stark genutzt.
- Die Atomenergie wird genutzt
- Der Energieeffizienz wird verbessert. [34]

*Strategieplan 2009 sieht bis 2023 vor:*

- Die Windenergie wird auf 18% (auf 20.000 MW)(Ende 2010 ca. 1386 MW) gestiegen.
- Die Solarenergie, Geothermik und Biomasse werden gestiegen.
- Erzeugung aus Kernenergie 5-10%.
- Die Energieerzeugung aus Wasserkraftwerken wird erhöht.
- Energieanteil aus erneuerbaren Energien soll auf mehr als 30% steigen[34]

## **4 Wasserkraftmodell der Türkei**

Das hier verwendete Modell wird durch die mathematische Programmierungssprache AMPL erstellt. In diesem Kapitel wurden die AMPL und Modell beschrieben.

### **4.1 Lineare Programmierung und AMPL**

Die lineare Programmierung ist eine Optimierungsrechnung. Sie arbeitet mit mathematischen Entscheidungsmodellen. Sie ermöglicht es, Entscheidungen so zu treffen, dass Optimalwerte für wirtschaftliche, technologische oder organisatorische Prozesse erreicht werden können. Der optimale Wert ist also kein „Extremwert“, sondern ein „Extremwert unter bestimmten Bedingungen. Es kann für eine Zielgröße einerseits das Maximum (z.B. der höchste Gewinn), andererseits das Minimum (z.B. die tiefsten Kosten) unter gegebenen einschränkenden Bedingungen (z.B. gegebener Marktpreise) ermittelt werden.

Man kann die Probleme der linearen Optimierung grafisch (bei 2 Variablen) und auch rechnerisch (mit Hilfe der Simplexmethode) lösen. Die Grundidee bei der Simplexmethode ist durch endlich viele Schritte entlang eines Polyeders von einem dem gewünschten Zielwert angenähertem Wert zu einem optimaleren Zielwert weiterzulaufen, bis dies nicht mehr



möglich ist. Es löst ein solches Problem nach endlich vielen Schritten exakt oder stellt dessen Unlösbarkeit oder Unbeschränktheit fest.

Man erstellt den Ansatz einer linearen Optimierung wie folgt;

- Man definiert die Zielfunktion
- Man erstellt die Nebenbedingungen
- Man definiert die Nichtnegativitätsbedingungen [35]

Dieses Optimierungsmodell wurde wie vorher gesagt durch die Programmiersprache AMPL beschrieben. Durch die AMPL wird die Formulierung mathematischer Modelle in abstrakter, der algebraischen Notation naher Form erlaubt. Die AMPL löst das Problem nicht direkt, sondern bringt es in eine Form, die der Optimierungsalgorithmus dann verstehen und weiter bearbeiten kann.

Die Ansätze, die vorher geschrieben wurden, werden in der algebraischen Notation wie folgendes geschrieben;

- $\max c^T x$
- $Ax \leq b$
- $x \geq 0$

Die Zielfunktion des in dieser Diplomarbeit verwendeten HiREPS Modells ist die Maximierung der Erlöse auf dem Stromverkauf der Wasserkraftwerke am Spotmarkt. Als Spotmarktstrompreise wurden die EEX (EpeXSpot) Strompreise verwendet, da türkische Spotmarktpreise nicht erhältlich waren.

Dabei wurden folgende Gleichungen verwendet;

#### Zielfunktion

- Deckung der Nachfrage zu minimalen Kosten => minimiere Gesamtkosten

$$\min[c] \text{ mit } C = \sum_{t,j} (P_{j,t} \cdot c_j + C_{\text{kapazitätskosten}}(j, t)) \quad P \dots \text{installierte Leistung} \quad (3)$$

C..Gesamtkosten

$c_j$ ...Brennstoffkosten

j...Kraftwerke

t....Zeit

$$c_j = \frac{P_j}{\eta} \cdot c_{\text{Kraftstoffpreis}} \quad (4)$$

$$C_{\text{kapazitätskosten}}(j, t) = P_{j,t} \cdot c_{\text{kosten pro einheit}} \quad (5)$$

### Nebenbedingung

Beispielhaft werden einige Nebenbedingungen in folgenden für die Optimierung gegeben;

- Die Last muss gedeckt werden.
- Kraftwerkskapazität ist beschränkt.

$$\text{Lastdeckung} \quad L_{(t)} = \sum_j P_j(t) \quad (6)$$

$j \in \{ \text{Gasturbinenkraftwerk, GuD, Kohlekraftwerk, Wasserkraftwerk, Kernkraftwerk} \}$

$$\text{Maximale Erzeugungskapazität} \quad P_{j(t)} \leq P_{j\_max} \quad (7)$$

In der obigen Gleichung (6) sieht man die Gleichung Lastdeckung, die zu jedem Zeitpunkt von den Kraftwerken gedeckt werden soll.

$$\begin{aligned} V_{\text{damm}}(t+1) &= V_{\text{damm}}(t) + \Delta V_{\text{natürlicher Zufluss}}(t) \\ &\quad + \Delta V_{\text{Ausfluss von oberen Dämmen}}(t) \\ &\quad - \Delta V_{\text{Ausfluss in untere Dämmen}}(t) \\ &\quad + \Delta V_{\text{überlauf von oberen Dämmen}}(t) \\ &\quad - \Delta V_{\text{überlauf in untere Dämmen}}(t) \end{aligned} \quad (8)$$

Die Gleichung (8) beschreibt die Volumenbilanz für die Stauseen zum jeden Zeitpunkt. Wobei geben  $t$  die Zeit,  $V$  das Volumen bzw.  $\Delta V$  die Volumenänderung an. „Zufluss“ oder „Ausfluss“ bezeichnet die Volumenströme, die durch die Turbine bearbeitet wird. „Überlauf“ stellt die Volumenströme dar, die nicht von den Turbinen verarbeitet wird und hat somit keinen Effekt auf die Leistungserzeugung.

$$MW_{max} = \Delta V_{Ausfluss \text{ in untere Dämmen}} \cdot g \cdot h \cdot \eta \quad (9)$$

Die Leistung wird nur dann erzeugt, wenn das Wasser in der Turbine durchfließt. Deswegen nimmt man die Volumenströme „Ausfluss in untere Dämmen“ zur Leistungserzeugung und versucht sie zu maximieren (siehe Gleichung (9)). Dabei stellt  $g$  die Erdbeschleunigung,  $h$  die Fallhöhe und  $\eta$  den Wirkungsgrad an.

## 4.2 Datenerfassung und -Verarbeitung

Um das Wasserkraftverhalten korrekt und realistisch modellieren zu können, werden die Parameter gebraucht, die Wasserkraftwerke beschreiben. Einige Parameter sind Stauziel, Absenkeziel, Nutzvolumen, Gesamtvolumen, installierte Leistung, maximaler Turbinendurchfluss, Turbineneffizienz, maxFallhöhe. Für jedes Kraftwerk ist außerdem die tägliche durchschnittliche Durchflussmenge nötig. Dann braucht das Programm auch stündlichen Strompreis und stündlichen Energiebedarf in den Jahren, in denen die Kraftwerke modelliert werden. In diesem Abschnitt werden die umfangreiche Datenrecherche und deren Ergebnisse beschrieben.

Abbildung 29 zeigt die erstellte KML-Datei für die Türkei. Hierbei kennzeichnen die gelben Pinnadeln Laufwasserkraftwerke, rote Pinnadeln Speicherkraftwerke, weiße Pinnadeln neue Kraftwerke und grüne geplante Pumpspeicher.

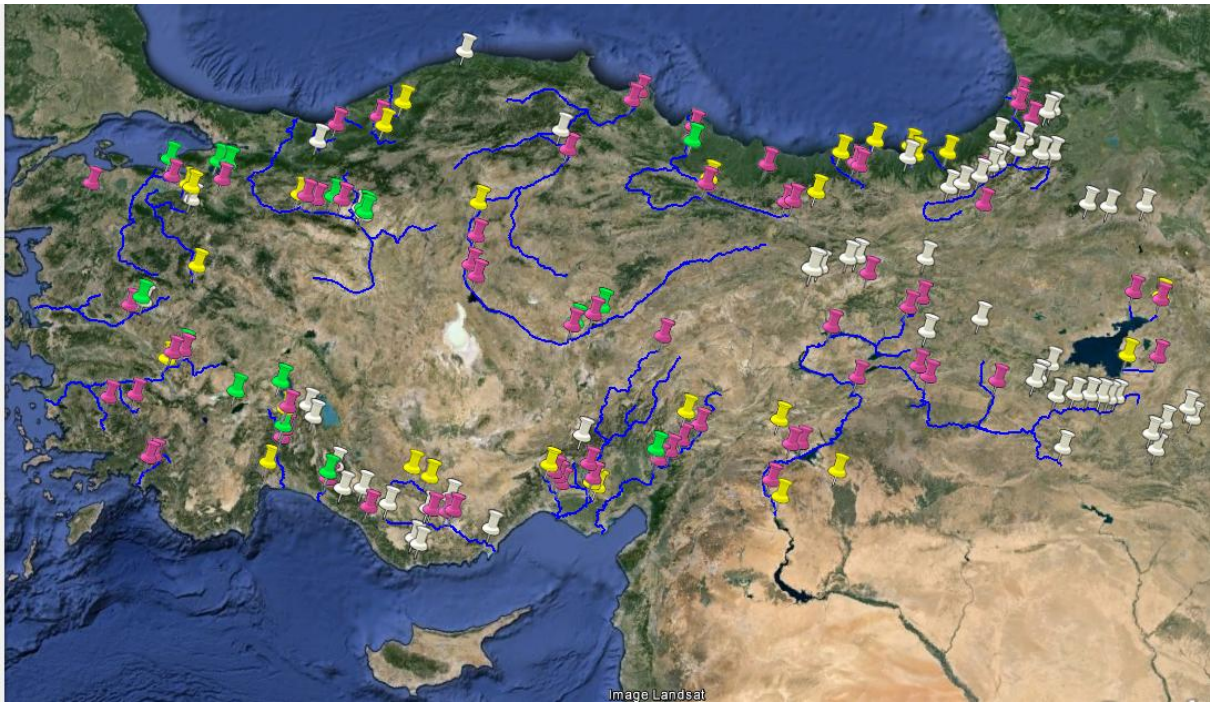


Abbildung 29: Google Maps Ausschnitt KML-Datei Wasserkraftwerke der Türkei(selbst erstellt)

Violett eingezeichnete Strecke sind die Flüsse. In der Türkei gibt es zurzeit jedoch kein Pumpspeicherkraftwerk, daher wurde dieses im Modell nicht berücksichtigt.

### **Kraftwerke**

Die Lage aller Kraftwerke wurde zur Übersicht per Google Maps ermittelt und in einer KML-Datei verortet(siehe Abbildung 29).

Die Parameter für die Kraftwerke wurden von der DSI (*Devlet Su İşleri*), EİE(*Elektrik İşleri Etüt İdaresi*) oder anderer amtlichen Quellen erhalten. Die fehlenden Parameter wurden entweder nach den Berechnungen geschätzt oder mit Hilfe einiger Softwares auf dem Programm Google Maps gemessen.

Die Abbildung 30 zeigt die wichtigsten Kraftwerke der Türkei nach ihrer Leistungsgröße. Ein roter Kreis an der Map kennzeichnet ein Speicherkraftwerk und ihre Größe gibt über die Leistungsgröße an. Die gelben Kreise zeigen die Laufwasserkraftwerke. Wie es an der Map ersichtlich ist, stehen größte Kraftwerke der Türkei im Gebiet des Euphrat.

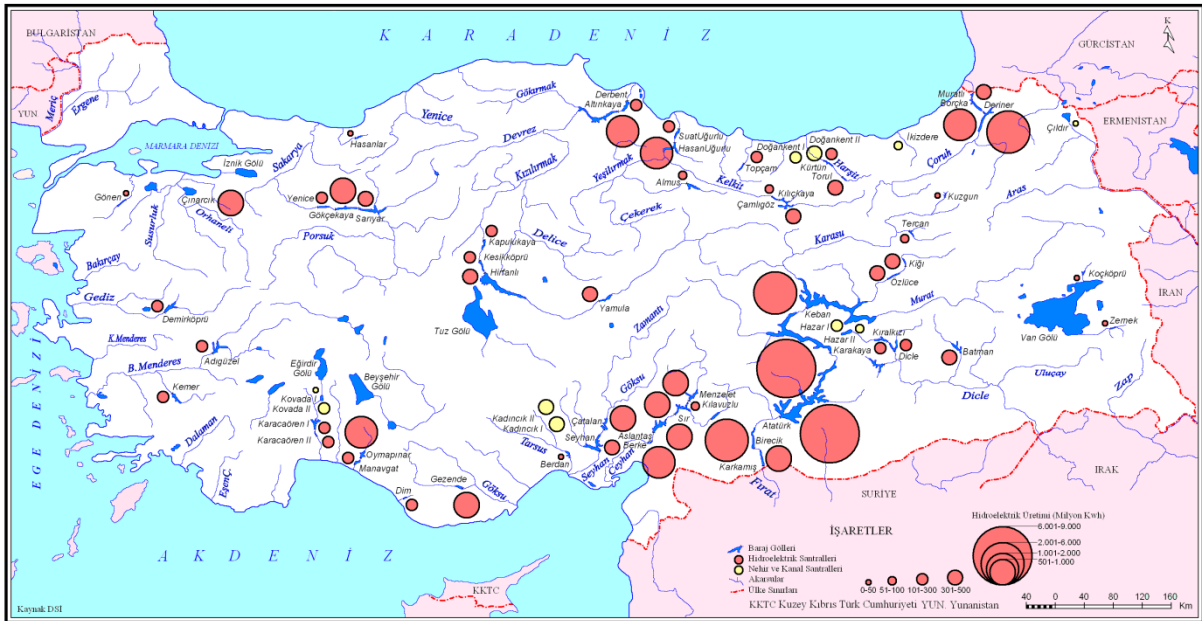


Abbildung 30: wichtige Kraftwerke der Türkei nach Leistungsgröße [36]

In das Modell wurden nicht alle Kraftwerke in der Türkei aufgenommen, sondern nur jene, die eher große installierte Leistungen<sup>10</sup> haben und von denen die Parameter, die für das Programm erforderlich sind, erhalten werden. Die Liste der aufgenommen Kraftwerke im Gebiet Euphrat wurde in der Abbildung 31 dargestellt.

Fluss+Kraftwerksreihe		maxFallHoehe	turbMW	qMaxTurb	RAV	turbinenTyp	turbineEff falls gegeben
Orientierung die Kraftwerke an einem Fluss durchnummerieren	In Landessprache mit Sonderzeichen	Meter	MW	m3/s	GWh	Franzis, Pelton, Kaplan,	[0,1]
EUPHRAT	SEYRANTEPE	36	58.78	190	164	Franzis	0.92
	KEBAN_I	145	630	541.2	6660	Franzis	0.9
	KARAKAYA	144	1800	1432.8	7500	Franzis	0.945
	ATATUERK	161.2	2405	1964.7	8900	Franzis	0.97
	PINAR	69.16	30.1	50.1	136.6	Pelton	0.928
	BIRECIK	44.65	672	1860	2518	Franzis	0.9
	KARKAMIS	12.3	189	1900.02	652.5	Franzis	0.952
SANLIURFA	50	51.9	124	124	Franzis	0.94	

Abbildung 31: das Gebiet Euphrat im Modell(selbst erstellt)

Wenn es mehrere Kraftwerke gibt die zwischen dem gleichen oberen und unteren Stausee arbeiten und auch eine ähnliche Fallhöhe haben und das gleiche Baujahr, dann wird für das Modell ein Kraftwerk daraus entstehen. Ebenso kann man kleine Flusskraftwerke(<5MW), die hintereinander sind, zusammenfassen, wenn ihre Parameter/Daten bekannt sind. Dabei

<sup>10</sup> Grösser als 5MW



werden die Fallhöhen und Leistungen zusammen summiert und als „reine“ Laufkraftwerke modelliert.

In der Abbildung 32 sieht man beispielweise die zusammengefassten Kraftwerke im Gebiet Seyhan.

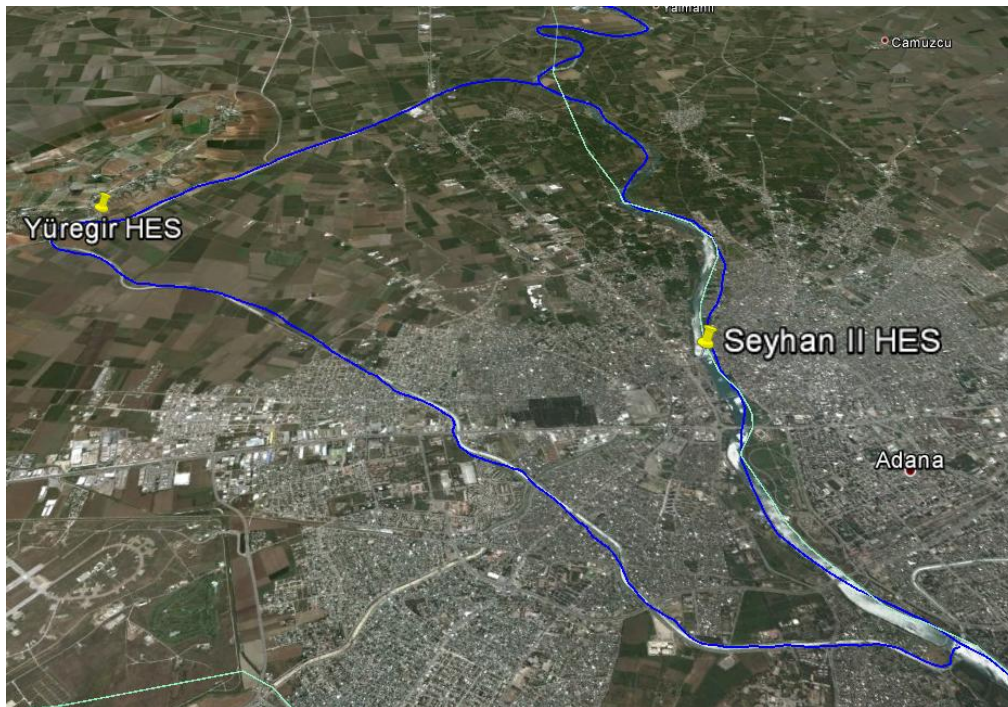


Abbildung 32: Google Maps Ausschnitt zusammengefasste Kraftwerke im Gebiet Seyhan(selbst erstellt)

### Freie Fließstrecken

Im Modell verbindet ein Kraftwerk einen oberen Damm mit einem unteren Damm. Die Fallhöhe wird aus der Differenz der aktuellen Stauhöhen des oberen und des unteren Staudamms ausgerechnet, wenn es zwischen den oberen Damm und unteren Damm eine freie Fließstrecke gibt, weil die Änderung des Pegels im unteren See kein Einfluss auf der Fallhöheänderung hat. In diesem Fall braucht das Wasser eine gewisse Zeit um die freie Fließstrecke abzulaufen. Die Laufzeiten werden nach Manning-Strickler wie folgt definiert;

$$v_m = k_{st} \cdot R^{\frac{2}{3}} \cdot I^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

$v_m$  mittlere Fließgeschwindigkeit [m/s]

$k_{st}$  Abflussbeiwert [ $m^{1/3}/s$ ]

$R$	hydraulischer Radius	[m]
$I$	Fließgefälle Höhe pro Länge	[m/m]

Die Formel (10) ist vom hydraulischen Radius und dem Fließgefälle abhängig und berücksichtigt sämtliche Fließwiderstände in Form eines empirischen Beiwerts. Der Strickler-Beiwert  $k_{st}$  wurde nach der experimentellen Untersuchung gesehen, dass es abhängig von der Oberflächenbeschaffenheit, Bewuchs und Querschnittsform ist (siehe Tabelle 12) und sich grundsätzlich mit der Abflusstiefe ändert, weil der Einfluss der Böschungrauheit mit zunehmender Fließtiefe zunimmt. Seine merkwürdige Einheit hat keine physikalische Bedeutung und wurde so festgelegt, dass die Gleichung dimensionsecht ist [37]

Oberfläche	$k_{st}$ in $m^{1/3}/s$
Glatter Beton	100
Gerades Fließgewässer	30-40
Mäandrierendes Flussbett mit Bodenbewuchs	20-30
Wildbach mit Geröll	10-20
Wildbach mit Unterholz	<10

Tabelle 12: Strickler Abflussbeiwert [37]

Im Modell wurden die Laufzeiten für alle Strecken zwischen den oberen und unteren Damm berechnet, wenn das Wasser nicht gestaut wird. In dem Fall des eingestauten Wassers und bei den Druckrohrleitungen/Überleitungen wurde die Laufzeit nicht ermittelt.

### Staudämme

Als Stausee wird der aufgestaute Bereich eines Laufkraftwerks betrachtet und die Namen des dazugehörigen Kraftwerks werden meistens dem oberen Damm vergeben. Um die Staudämme im Modell richtig und realistisch modellieren zu können, werden einige Parameter wie Stauziel, Absenkeziel, Nutzvolumen, Gesamtvolumen, Stauseefläche benötigt.

Das HIREPS unterscheidet bei der Modellierung nicht zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken. Ob ein Kraftwerk als Jahresspeicherkraftwerk, als Schwellkraftwerk

oder als reines Laufwasserkraftwerk betreibt, wird aus dem Volumen des oberen Speichersees und den zufließenden Wassermengen ermittelt. Das Volumen eines Speichersees kann in Abhängigkeit der Stauseeform aus dem Stauziel, Absenkziel und der Stauseefläche berechnen, wenn sie bekannt sind. Im Fall, wenn die Stauseefläche nicht bekannt ist<sup>11</sup>, kann sie mit Hilfe der Polygon-Flächenberechnung erzielt werden(siehe Abbildung 33).



Abbildung 33: Google Maps Ausschnitt des Kraftwerks Kovada HES(selbst erstellt)

Der reale Wert ist 8,768 km<sup>2</sup>. Die Flächenmessung am Google Map könnte von realen Werten abweichen, weil der maximale reale Wasserstand unterschiedlich sein kann, als es bei Google-Map aussieht.

### **Abflusszeitreihen**

Im Modell müssen für jedes Kraftwerk tägliche Durchflussdaten eingegeben werden, um das aktuelle Wasserstand des dazugehörigen Damms zu bestimmen und somit kann man das Energiedargebot von diesem Kraftwerk über die Zeit erzielen. Diese Zeitserien der Wassermenge muss man meist schätzen aus den Daten der hydrographischen Messstellen der Türkei.

---

<sup>11</sup> Für kleinere Staubecken sind Stauplächen in der Literatur meistens nicht zu finden.



DSI und EIE sind zwei Institutionen in der Türkei, von denen diese Durchflussdaten genommen werden können. DSI gibt tägliche Zeitserien der Wassermenge an und EIE monatliche. Da es sehr aufwändig ist, die Daten aus den oben erwähnten Institutionen zu erhalten, wurden für diese Diplomarbeit die simulierte Zeitserien der Wassermenge, sogenannte „Inflows“ des Swedish Meteorological and Hydrological (SMHI) Institute verwendet. Die Daten sind aber nicht gut kalibriert und basieren auf globalen Datenbanken. Deswegen wurden in der Diplomarbeit tägliche Inflowsdaten von SMHI genommen und mit der bekannten jährlichen Durchflussmenge von Kraftwerken skaliert.

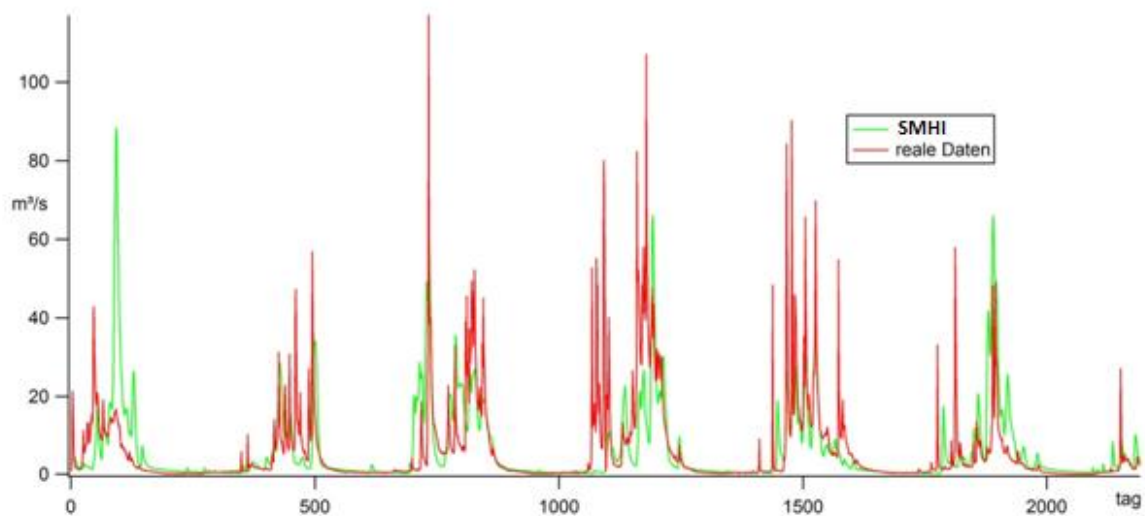


Abbildung 34: schematische Vergleichung der Inflowsdaten für den Fluss Seyhan<sup>12</sup>(selbst erstellt)

In der Abbildung 34 sieht man die Abweichung der Inflowsdaten nach der Skalierung. Die Daten wurden vom Fluss Seyhan für das Zeitraum 2000-2005 ermittelt.

### 4.3 Informationen zu den analysierten Flusseinzugsgebieten

Die Türkei besteht aus 26 Flusseinzugsgebieten (siehe die Abbildung 35). Die gesamte jährliche Durchflussmenge ist etwa 186 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Renditen der Flusseinzugsgebiete sind unterschiedlich voneinander und die Summe von Euphrat und Tigris (Firat und Dicle) enthält %28,5 des Gesamtpotentials des Landes. In diesem Kapitel wird ein Überblick der Flusseinzugsgebiete der Türkei verschaffen [31].

<sup>12</sup>datenNr:747452(grüne)

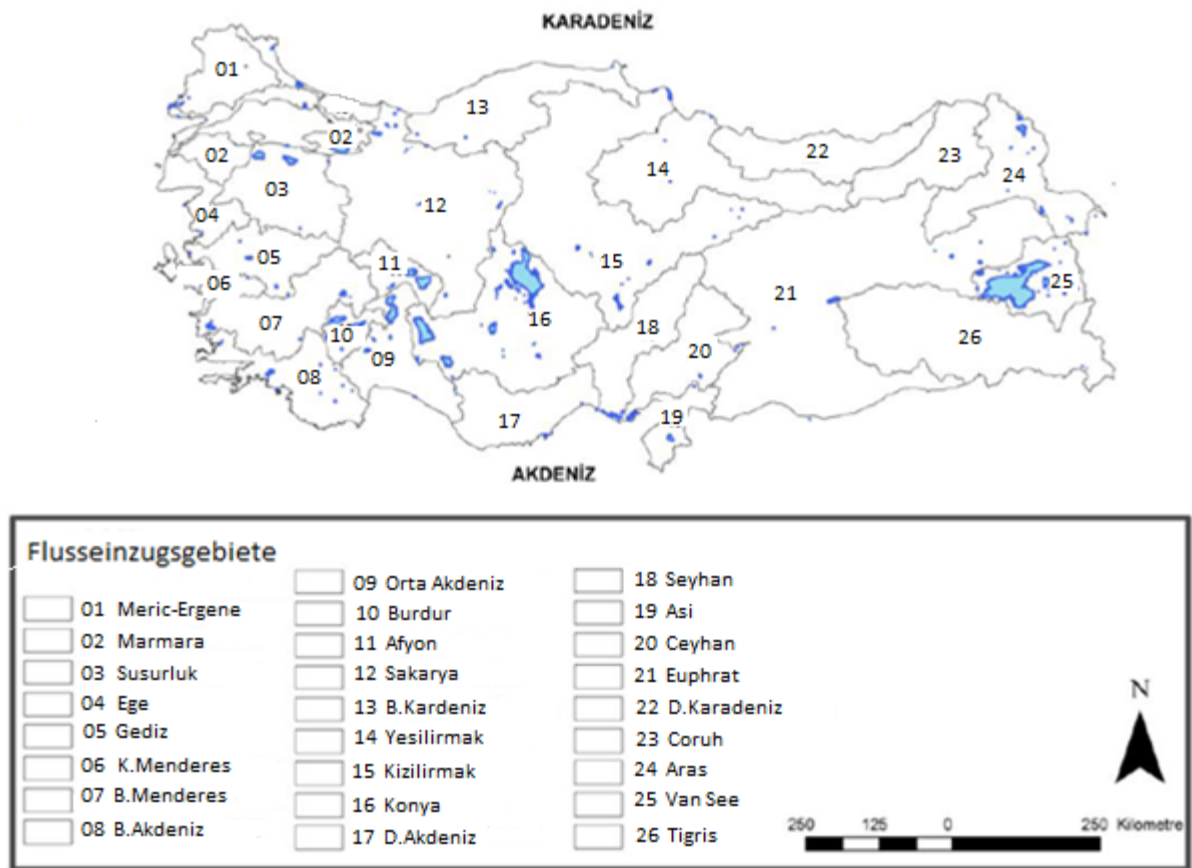


Abbildung 35: Die Flusseinzugsgebiete der Türkei [29]

In der Tabelle 13 sieht man Wasserpotential der Flusseinzugsgebiete der Türkei.

Einzugsgebiet	Wasserpotential(Mrd.m3)
Meriç-Ergene	1,33
Marmara	8,33
Susurluk	5,43
Ege	2,09
Gediz	1,95
K.Menderes	1,19
B.Menderes	3,03
Batı Akdeniz	8,93
Orta Akdeniz	11,06
Burdur	0,50
Afyon	0,49
Sakarya	6,40
Batı Karadeniz	9,93
Yesilirmak	5,80
Kızilirmak	6,48
Konya	4,52

D.Akdeniz	11,07
Seyhan	8,01
Asi	1,17
Ceyhan	7,18
Euphrat	31,61
D.Karadeniz	14,90
Çoruh	6,30
Aras	4,63
Van gölü	2,39
Tigris	21,33

Tabelle 13: Wasserpotential der Flusseinzugsgebiete [29]

Aufgrund des geologisch relativ jungen Alters der Türkei und der Neigung der Gelände kennzeichnen die Durchflüsse der Flüsse meistens unregelmäßig und ein Hochwasser. Deswegen ist die Wassernutzung meistens nicht möglich, bevor die erforderlichen Maßnahmen und Verordnungen nicht genommen werden. Es sieht so aus, dass es in der Türkei viel Wasser gibt, aber trotzdem wird die Nachfrage nicht immer gedeckt, infolge der unterschiedlichen Niederschlagsmenge in Flusseinzugsgebieten und den unterschiedlichen Niederschlagszeiten des Jahres. 14 von 26-Flusseinzugsgebieten (Euphrat, Tigris, Seyhan, Ceyhan, Kızılırmak, Sakarya, Çoruh, Yeşilirmak, Susurluk, Aras, Büyük Menderes, Gediz ve Küçük Menderes) werden als abgeschlossene Flusseinzugsgebiete angenommen. Die anderen 12 Flusseinzugsgebiete (Doğu Akdeniz, Antalya, Batı Karadeniz, Batı Akdeniz, Marmara, Konya, Van Gölü, Kuzey Ege, Meriç, Ergene, Burdur Göller ve Akarçay ) umfassen große und kleine Flüsse und Seen. 4 Flüsse davon sind geschlossene Flusseinzugsgebiete, die in keinem Kontakt mit dem Meer sind [30].

6 von den Flussgebieten der Türkei sind grenzüberschreitende Flussgebiete. Das sind Meriç-Ergene, Asi, Çoruh, Aras, Euphrat und Tigris. Da die Flüsse Euphrat und Tigris sich verbinden und dann in den Persischen Golf abreißen, wird in internationalen Plattformen als ein einziger hydrologisches Einzugsgebiet erkannt. Die grenzüberschreitenden Flussgebiete haben insgesamt 66,37 Mrd.m<sup>3</sup>-Wasser, das aus dem Gebiet der Türkei kommt. Das entspricht %36 des 186 Mrd.m<sup>3</sup> Wasserpotentials in der Gesamtoberfläche der Türkei (siehe auch das Kapitel 3.4). Wie oben dargestellt wurde, dass die geopolitische Lage der geographischen Region hinsichtlich der grenzüberschreitenden Gewässer von großer Bedeutung ist.

In 26 Flusseinzugsgebiete gibt es grenzüberschreitende und auch Grenze bildende Flüsse. Die grenzüberschreitenden Flüsse bedecken etwa ein Drittel der Oberfläche und %40 des Wasserpotentials der Türkei. Die Flüsse sind in der folgenden Tabelle zu sehen.

Nummer	Flussname	Die betroffenen Länder(Flussrichtung ist links nach rechts)
<b>Grenze bildende Flüsse</b>		
1	Meric	Bulgarien- Türkei- Griechenland
2	Aras	Türkei- Aserbaidschan-Iran-Armenien
3	Arpacay	Türkei- Armenien
4	Hezil	Türkei -Irak
5	Mutlu	Türkei - Bulgarien
6	Asi	Türkei-Syrien
<b>Grenzüberschreitende Flüsse</b>		
1	Euphrat	Türkei-Syrien -Irak
2	Habur Bach	Türkei-Syrien
3	Nusaybin Çağ-Çağ Pınar	Türkei-Syrien
4	Sacir Bach (Fırat'ın kolu)	Türkei-Syrien
5	Culap D. (Fırat'ın kolu)	Türkei-Syrien
6	B. Cırcıp Bach (Fırat'ın kolu)	Türkei-Syrien
7	Karacurum Çayı	Türkei-Syrien
8	Balık Bach	Türkei-Syrien
9	Zerkan Bach	Türkei-Syrien
10	Senpas Bach	Türkei-Syrien
11	Tigris	Türkei-Syrien (Grenze)-Irak
12	Zap Suyu (Dicle'nin kolu)	Türkei -Irak
13	ğemdinen Çayı (Zap'ın kolu)	Türkei -Irak
14	Drahini D. (Hezel'in kolu)	Türkei -Irak
15	Nerduç Bach	Türkei-Syrien
16	Çoruh	Türkei - Georgia
17	Asi	Libanon - Syrien - Türkei
18	Afrin Bach	Türkei-Syrien - Türkei
19	Sabun Bach	Türkei-Syrien - Türkei
20	Kura (Kür) Bach	Türkei - Georgia - Aserbaidschan
21	Sarısu	Türkei - Iran
22	Kocadere (Veleka)	Türkei - Bulgarien

Tabelle 14: grenzüberschreitende und Grenze bildende Flüsse der Türkei [29]

Obwohl die Flüsse Euphrat und Tigris ein Viertel des gesamten Wasserpotentials des Landes bilden, sind sie wegen der Eigenschaft des grenzüberschreitenden Flusssystems jene Flüsse, die sehr schwierig zu entwickeln sind. Nachdem das Projekt GAP erstellt wurde, wird %40 Anteil des von der Türkei kommenden Wassers durch den Fluss Euphrat und %65 durch den Tigris in Nachbarländern fließen. In der Türkei übernimmt DSI die Berechnung des Wasserpotentials der Flusseinzugsgebiete. Diese Berechnungen von DSI für Wasserpotential

wurden nicht unter Berücksichtigung der einzelnen Flusseinzugsgebiete ermittelt, sondern das ganze Land wurde dabei betrachtet [18].

Als Folge von neuen Berechnungen wird die durchschnittliche Niederschlagsmenge in mm nach erhaltenen Daten in der Abbildung 36 dargestellt. Nach diesen neuen Berechnungen ist die durchschnittliche Niederschlagsmenge der gesamten Flusseinzugsgebiete 643mm.

Die maximale durchschnittliche jährliche Niederschlagsmenge ist mit einem Wert von 958 mm das östliche Schwarzmeer. Der Grund sind diese plötzlichen Veränderungen in der Topologie des östlichen Schwarzmeers. In diesem Gebiet beträgt die jährliche Niederschlagsmenge von DSI 1.198 mm. Als zweites folgt das zentrale Mittelmeer mit dem Wert 790 mm und als drittes mit dem Wert 816 das Asi-Einzugsgebiet. Die niedrigste durchschnittliche jährliche Niederschlagsmenge ist mit dem Wert 417 mm das Konya Gebiet [29].

In der Abbildung 37 sieht man die Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Niederschlagsmenge. Nach dieser Verteilung ist das Gebiet östliche Schwarzmeer das einzige Gebiet, das über 800 mm jährliche Niederschlagsmenge hat.

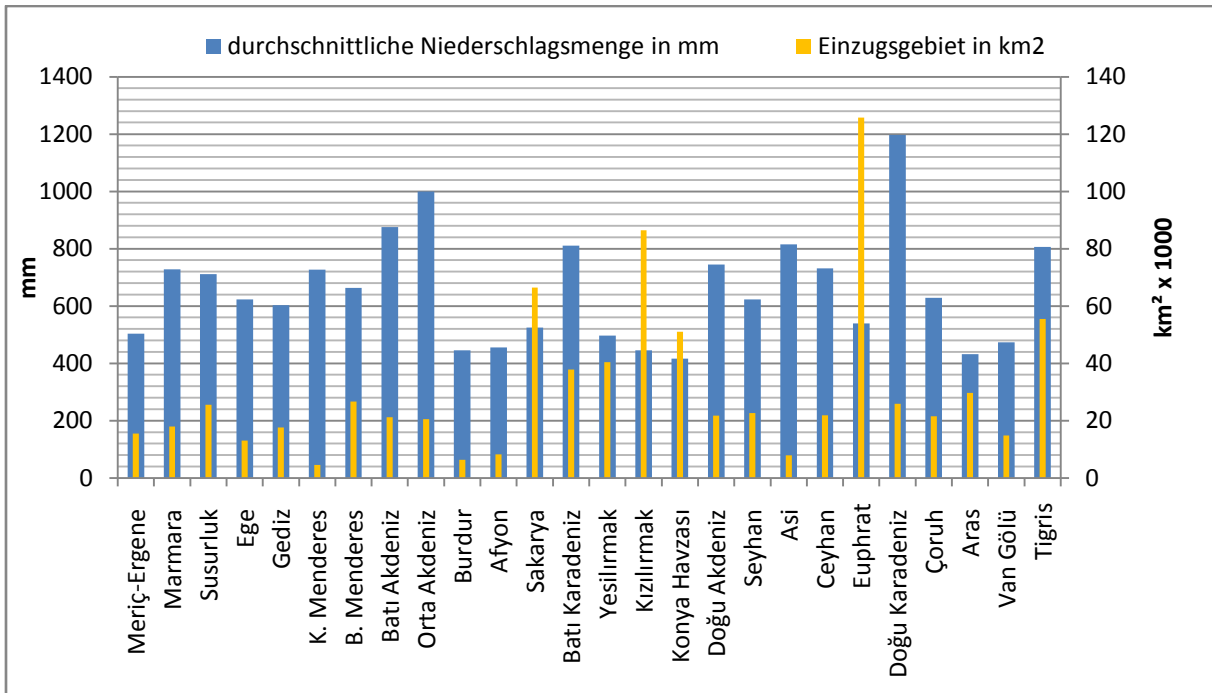


Abbildung 36: Durchschnittliche Niederschlagsmenge in mm (Quelle: erstellt basierend auf Daten in [29])

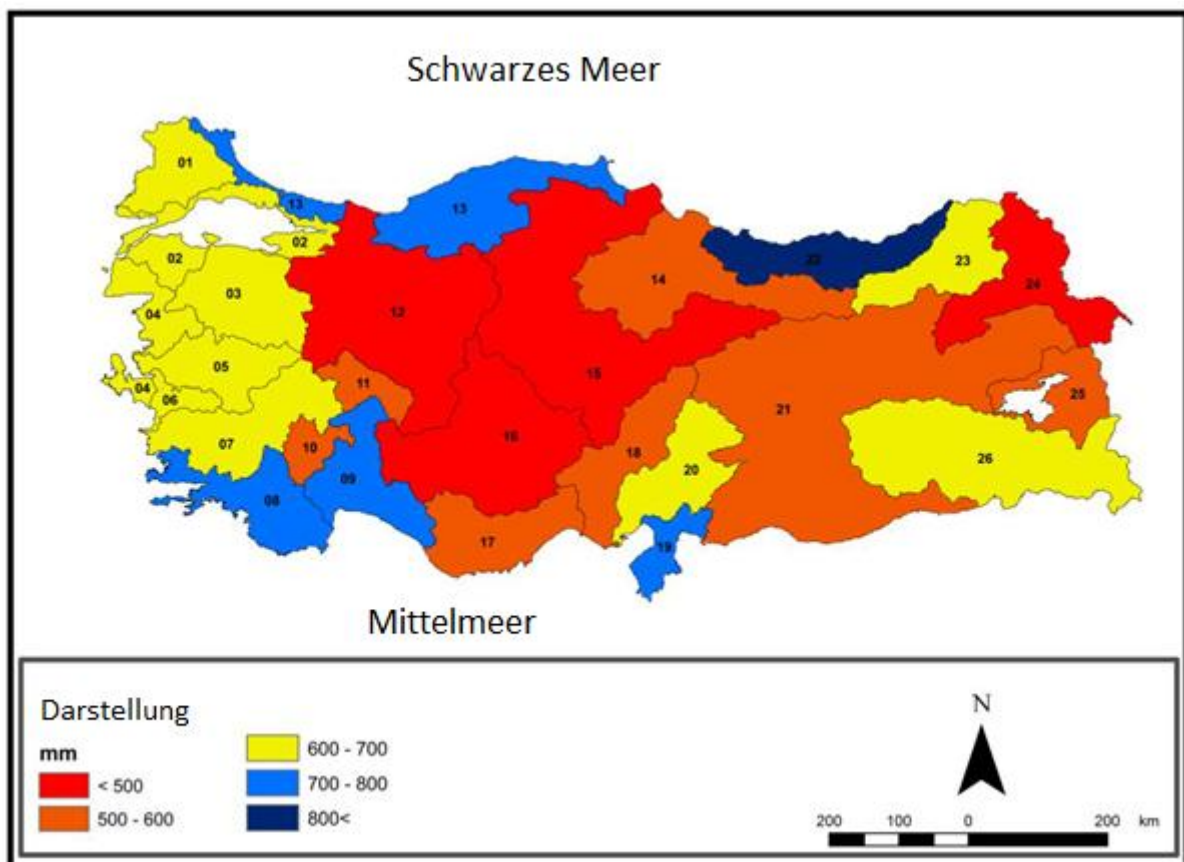


Abbildung 37: Verteilung durchschnittlicher jährlicher Niederschlagsmenge in mm [29]

## Gesamte jährliche Niederschlagsmenge

Nach den Berechnungen von DSI ist die gesamte jährliche Niederschlagsmenge der Türkei 501 Mrd.m<sup>3</sup>. Das wird in der folgenden Abbildung 38 gezeigt. Die maximale gesamte jährliche Niederschlagsmenge ist mit dem Wert 71 Mrd.m<sup>3</sup> Euphrat Gebiet. Daraus folgt Kizilirmak mit dem Wert 40 Mrd.m<sup>3</sup> und Tigris mit dem Wert 38 Mrd.m<sup>3</sup>, Sakarya mit dem Wert 32 Mrd.m<sup>3</sup> und westliche Schwarzmeerregion mit dem Wert 40 Mrd.m<sup>3</sup>. Die niedrigste gesamte jährliche Niederschlagsmenge ist mit dem Wert 3 Md.m<sup>3</sup> Küçük Menderes [26].

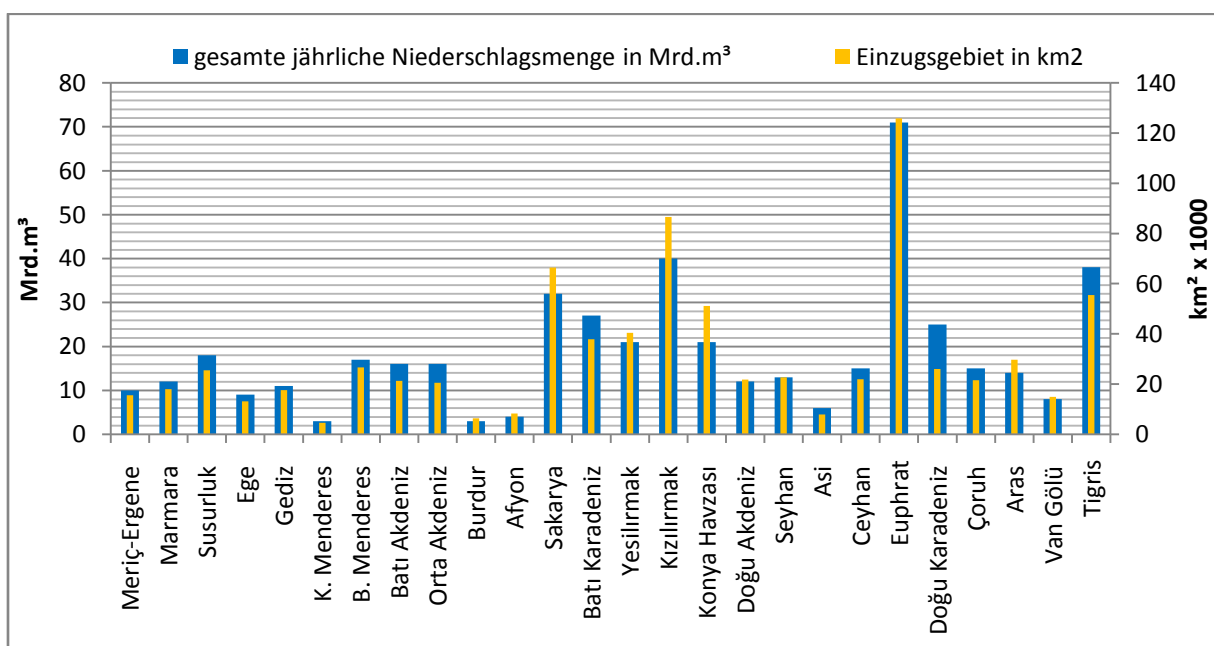


Abbildung 38: gesamte jährliche Niederschlagsmenge der Türkei in Mrd.m<sup>3</sup>(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [29])

Es gibt zwei Flusseinzugsgebiete in der Türkei, deren gesamte jährliche Niederschlagsmengen zwischen 35 und 40 Mrd.m<sup>3</sup> sind. Die sind Kizilirmak und Tigris(siehe die Abbildung 39 ). Das Einzugsgebiet, dessen gesamte jährliche Niederschlagsmenge über 40Mrd.m<sup>3</sup> ist und die höchste Niederschlagsmenge hat, ist das Euphrat Einzugsgebiet [29].

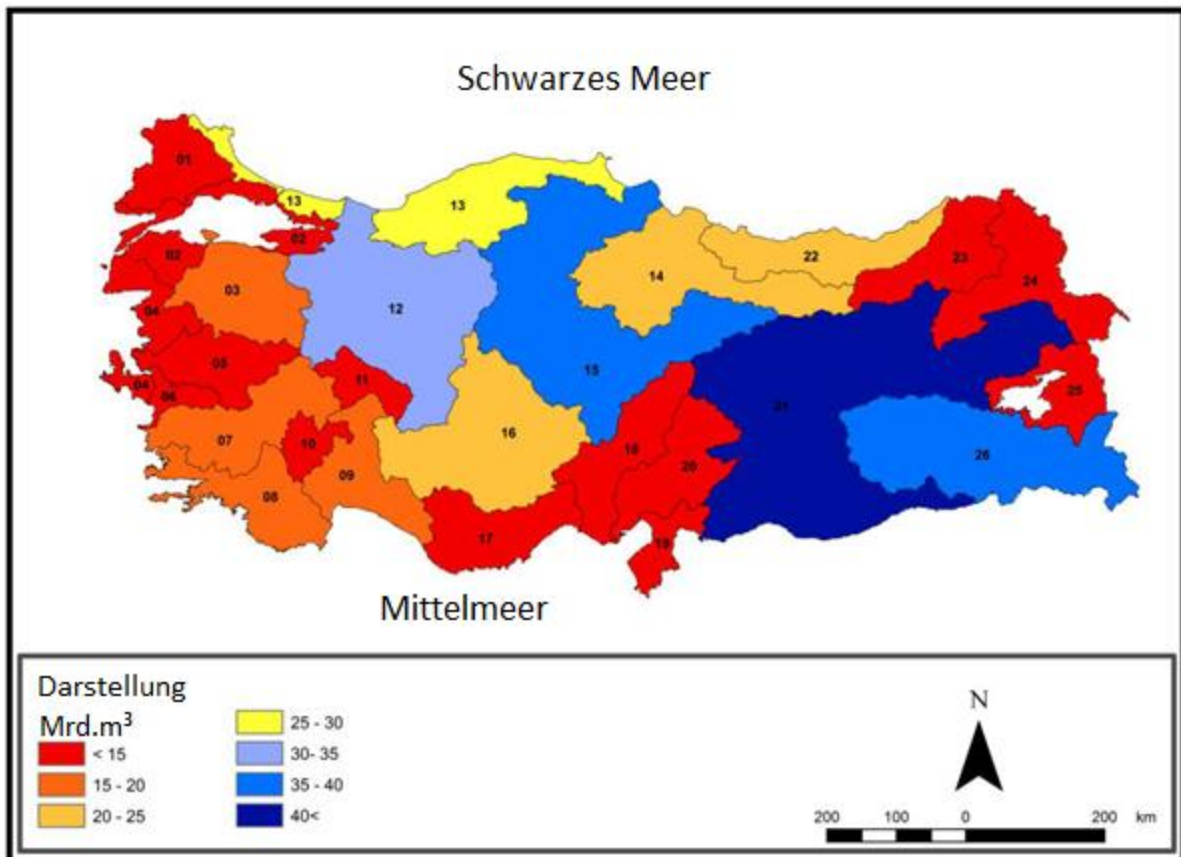


Abbildung 39: Verteilung der gesamten jährlichen Niederschlagsmenge [29]

### Jährliche Durchflussmenge

Der Durchfluss gibt die Wassermenge ( $m^3$ ), die sich innerhalb einer Zeitspanne durch einen Querschnitt des Flusses bewegt, bezogen auf die Zeitspanne an. Der Durchfluss eines Flusses verändert sich innerhalb des Jahres. Die den Durchfluss beeinflussenden Faktoren sind Niederschlagsmenge, Klimazustand, Verdunstung, Neigung des Geländes, die Größe des Einzugsgebietes, Durchlässigkeit und Breite des Landes, und Pflanzendecke. In der Türkei ist der höchste jährliche Durchfluss das Euphrat-Gebiet mit dem Wert 26 Mrd. $m^3$ . Das wird in der Abbildung 40 dargestellt.



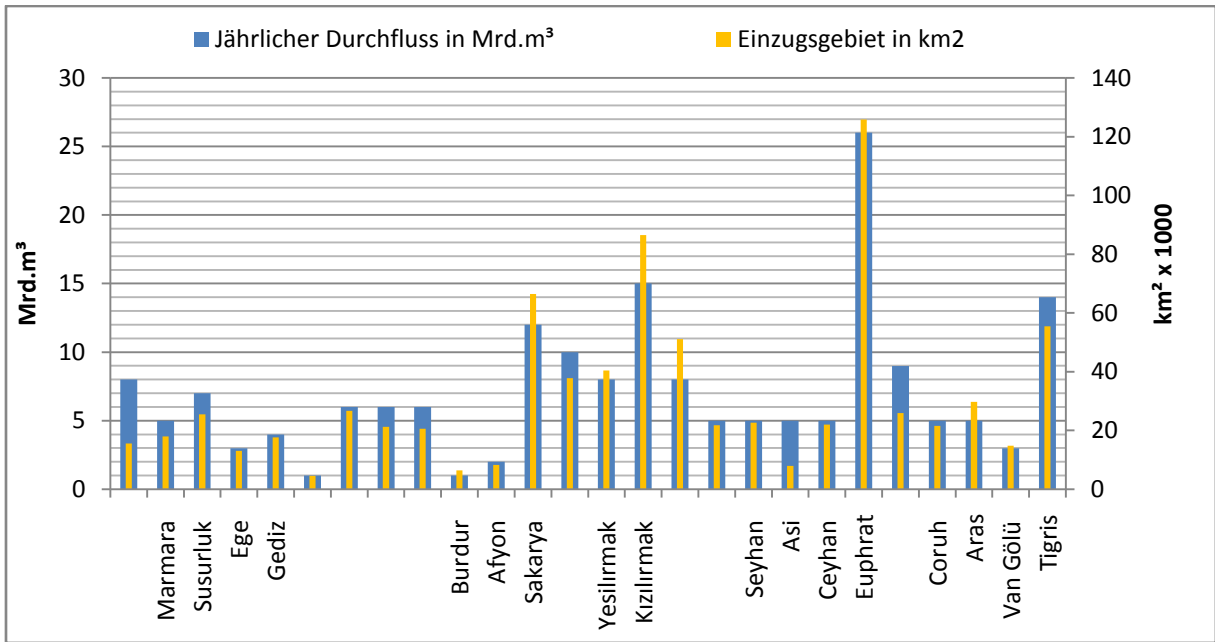


Abbildung 40: Jährliche Durchfluss in Mrd.m<sup>3</sup>(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [29])

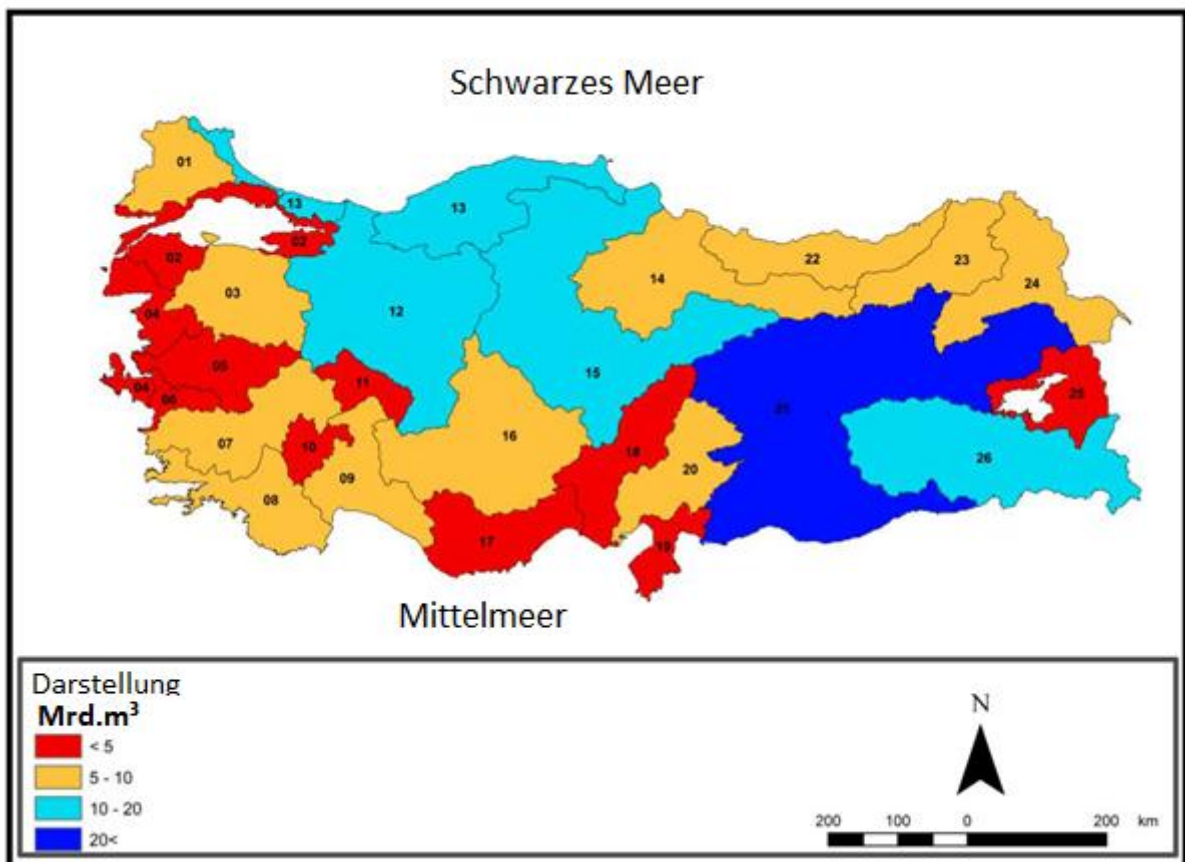


Abbildung 41: Verteilung des jährlichen Durchflusses in Mrd.m<sup>3</sup> [29]

In der Abbildung 41 sieht man die Verteilung des jährlichen Durchflusses der Türkei. Nach dieser Verteilung ist das Euphrat Gebiet ein einziges Gebiet, welches einen jährlichen Durchfluss mehr als 20 Mrd.m<sup>3</sup> hat. Es gibt 4 Gebiete, in dem der jährliche Durchfluss zwischen 10-20Mrd.m<sup>3</sup> ist. Diese sind Sakarya, westlichen Schwarzmeerregion, Kizilirmak und Tigris-Gebiete [16].

## **5 Simulationen und Analysen**

In diesem Kapitel werden einzelne Simulationen mit dem aufgebauten türkischen Modell präsentiert. Einzelne Kraftwerke, Regionen oder das gesamte aufgenommene Gebiet können in verschiedenen Zeitpunkten bearbeitet und betrachtet werden. Hier werden EEX- bzw. Erlöse-Simulationen analysiert und anschließend folgt eine wirtschaftliche Untersuchung eines Kraftwerkes, das neu aufgebaut wird.

Information zu den Strompreisen in Deutschland und Österreich 2050 im 90% Dekarbonisierungsszenario. Es wird dieses Szenario verwendet weil es verfügbar war und die Türkei auch ihrer Speicherwasserkraft beim Ausgleich der erneuerbaren Energien in Europa helfen könnte. Der Strompreis ist das endogene Ergebnis der HiREPS Modellierung und als Schattenpreis der Stromnachfragegleichung definiert. Der wichtigste Kenngröße in diesem Szenario ist ein CO<sub>2</sub>-Preis von 110 €/t CO<sub>2</sub>, der für das Strom- und Wärmesystem gleichermaßen gültig ist. Nach dieser Vorgabe berechnet das HiREPS-Modell im Optimierungslauf die kostengünstigste Art der Strom- und Wärmebereitstellung, die den Szenario-Vorgaben entspricht.

CO<sub>2</sub> Preis 110 Euro/tCO<sub>2</sub> im Strom und Wärmesystem führt zu folgendem Erzeugungsmix in Deutschland und Österreich für das Jahr 2050( siehe Abbildung 42 und Tabelle 15):

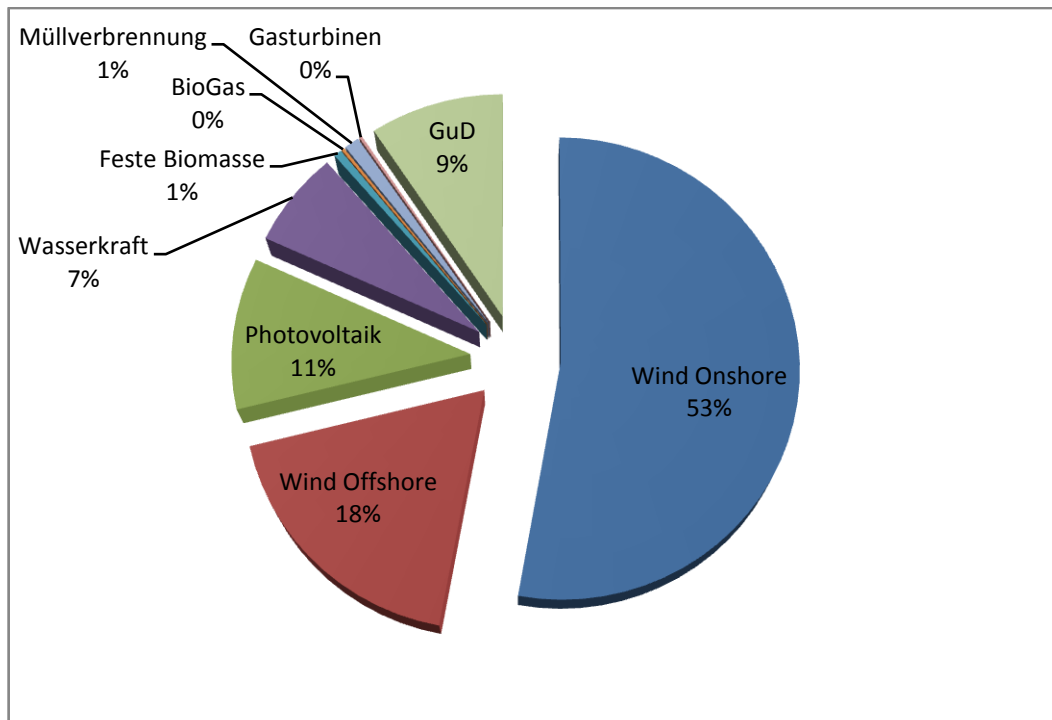


Abbildung 42: Stromerzeugungsmix Erzeugungsmix in Deutschland und Österreich im „Erneuerbaren Szenario 2050“ [38]

In der Abbildung 42 wird gezeigt, dass der erneuerbaren Energieanteil in der Stromerzeugung den Wert 79% entspricht. Das nach den Szenario Vorgaben verfügbare Biomassepotential zur Strom- und Wärmeerzeugung wird vollständig ausgeschöpft.

	Installierte Leistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	VLS
Wind Onshore	200	457	2285
Wind Offshore	38	158	4149
Photovoltaik	111	92	827
Wasserkraft	36	59	
Feste Biomasse	1,2	4,8	4133
BioGas	0,7	1,8	2532
Müllverbrennung	1,3	9	6981
Gasturbinen	59	1,8	30
GuD	77	181	2337
<b>Gesamte Stromerzeugung :</b>		<b>964</b>	

Tabelle 15: Simulationsergebnisse von 90% Dekarbonisierungsszenario [38]

Im 90% Dekarbonisierungsszenario reduzieren sich die spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen der Stromerzeugung für Österreich und Deutschland auf 67 gCO<sub>2</sub>/kWh im Vergleich zu

518 gCO<sub>2</sub>/kWh im Jahr 2011. Die mittleren Stromgestehungskosten im Jahr 2050 belaufen sich auf 81.2 €/MWh. Das ist 18% mehr als im fossilen Szenario mit Stromgestehungskosten von 69 €/MWh im Jahr 2050. Im 90% Dekarbonisierungsszenario entfallen 9% der mittleren Stromgestehungskosten auf eine Kapazitätsprämie um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Bereitstellung gesicherter Leistung ist daher nicht prohibitiv teuer, muss jedoch abseits des Energy-Only Marktes geregelt werden. (VLS : Vollaststundenzahl) [38]

## 5.1 Das Atatürk-Speicherkraftwerk

Im Modell wurden alle Lauf- und Speicherkraftwerke der Türkei aufgenommen. In diesem Abschnitt wurde als Beispiel ein Kraftwerk untersucht. Der Atatürk-Staudamm (türkisch Atatürk Barajı) am Euphrat ist der erste, wichtigste und größte der 22 Staudämme des Südostanatolien-Projektes (GAP) in der Türkei.



Abbildung 43: Google Maps Ausschnitt Atatürk-Speicherkraftwerk(selbst erstellt)

Der nach Mustafa Kemal Atatürk benannte Stausee ist etwa 1,5 Mal so groß wie der Bodensee. Die Talsperre ist nach dem Schüttvolumen des Staudamms die neunt größte der Welt, nach Speicherraum ist sie an zweiundzwanzigster Stelle. Seit 1992 ist er in Betrieb. In der Abbildung 43 ist ein Google-Map Ausschnitt vom Atatürk-Speicherkraftwerk. Das hat 48.700 hm<sup>3</sup> Gesamtvolumen, 2400 MW Leistungsgröße und 8900 GWh Regelarbeitsvermögen. Im Folgenden sind einige Diagramme dargestellt, die als Ergebnis Simulationen darstellen. Die Diagramme wurden einmal mit dem Strompreis von EEX im Jahr 2006 und einmal mit dem Strompreis von EEX im Jahr 2050 erstellt.

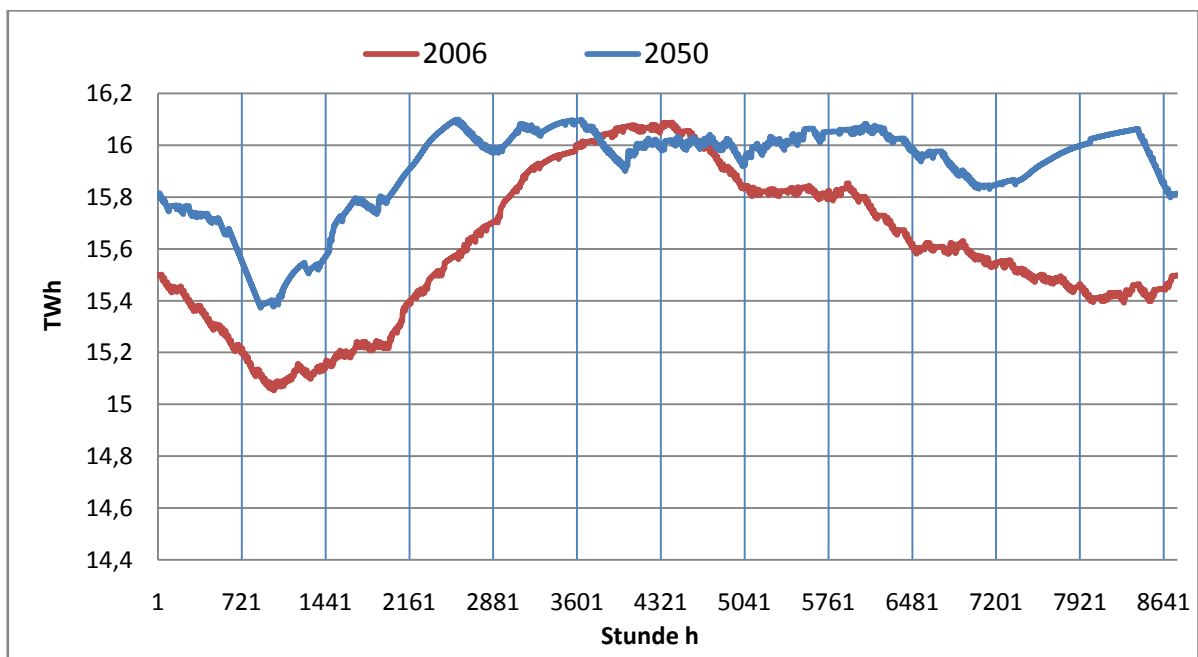


Abbildung 44: Energieinhalt von Atatürk-Speicherkraftwerk

In der Abbildung 44 sind die Energieinhalte des Atatürk-Speicherkraftwerkes dargestellt. Hier wird gezeigt, dass die Energieinhalte bzw. die Stauhöhe grösser werden, weil die höchsten Zuflüsse im Frühling vorkommen (siehe Abbildung 45).

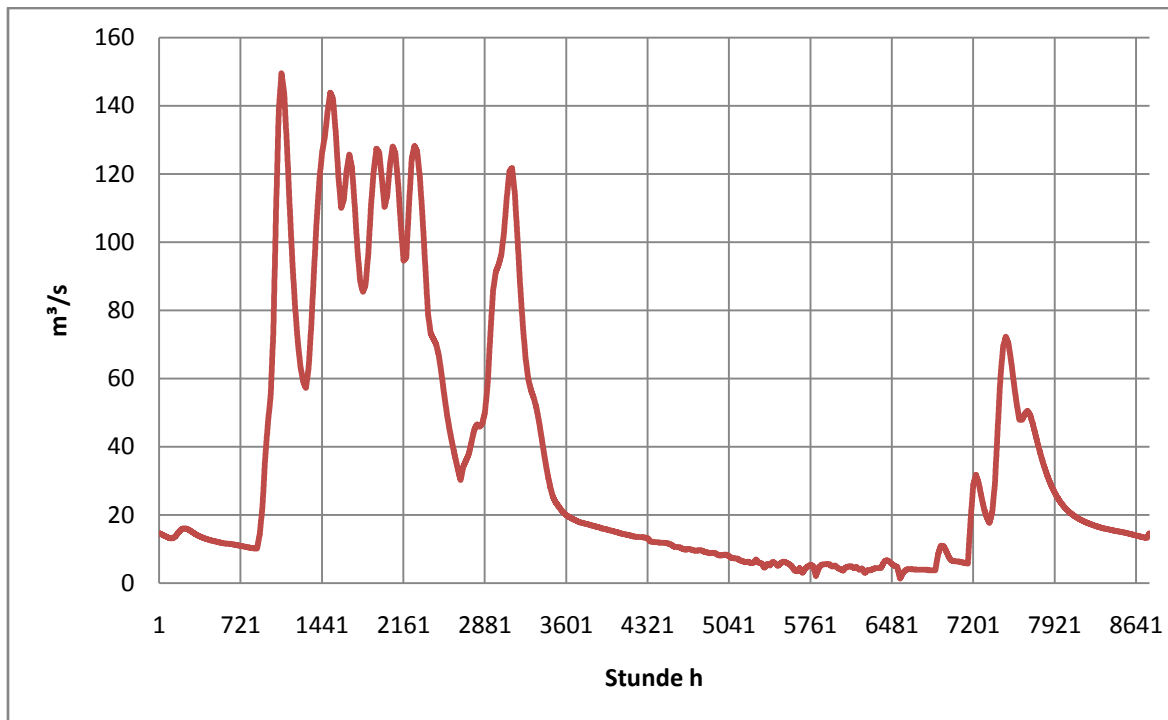


Abbildung 45: Wasserzuflüsse des Atatürk-Speicherkraftwerkes im Jahr 2006

Die Energieinhaltpitze von beiden Kurven, welche die Kapazität der Nutzvolumen beschreibt, ist konstant, weil es sich um das gleiche Kraftwerk bzw. gleiche Staudamm handelt. Die Läufe ändern sich wegen der Wassernutzung. In beiden Fällen, im Jahr 2006, wobei wenig Photovoltaik und Windenergie verwendet wurde, und im Jahr 2050, wobei es schon viel Photovoltaik und Windenergie ca 80% der Gesamtenergieerzeugung gibt, werden die Wassermengen im Stausee im Frühling erhöht, erreichen im Sommer ihre Spitze. Die Wassermenge von 2050 im Frühling ist mehr als 2006. Der Grund könnte sein, dass die erneuerbare Energiequelle, wie Wind und Photovoltaik im Frühling mehr gebraucht und das Wasser gespeichert und wenig verwendet wird. Der Energieinhalt im Jahr 2050 ändert sich mehr als im Jahr 2006, weil die erneuerbare Energieerzeugung in dem Tag und der Nacht unterschiedlich ist und auf die Preisänderung wirkt. Wegen der schnellen Preisänderung wird die Nutzung des Wassers im Stausee auch beeinflusst.

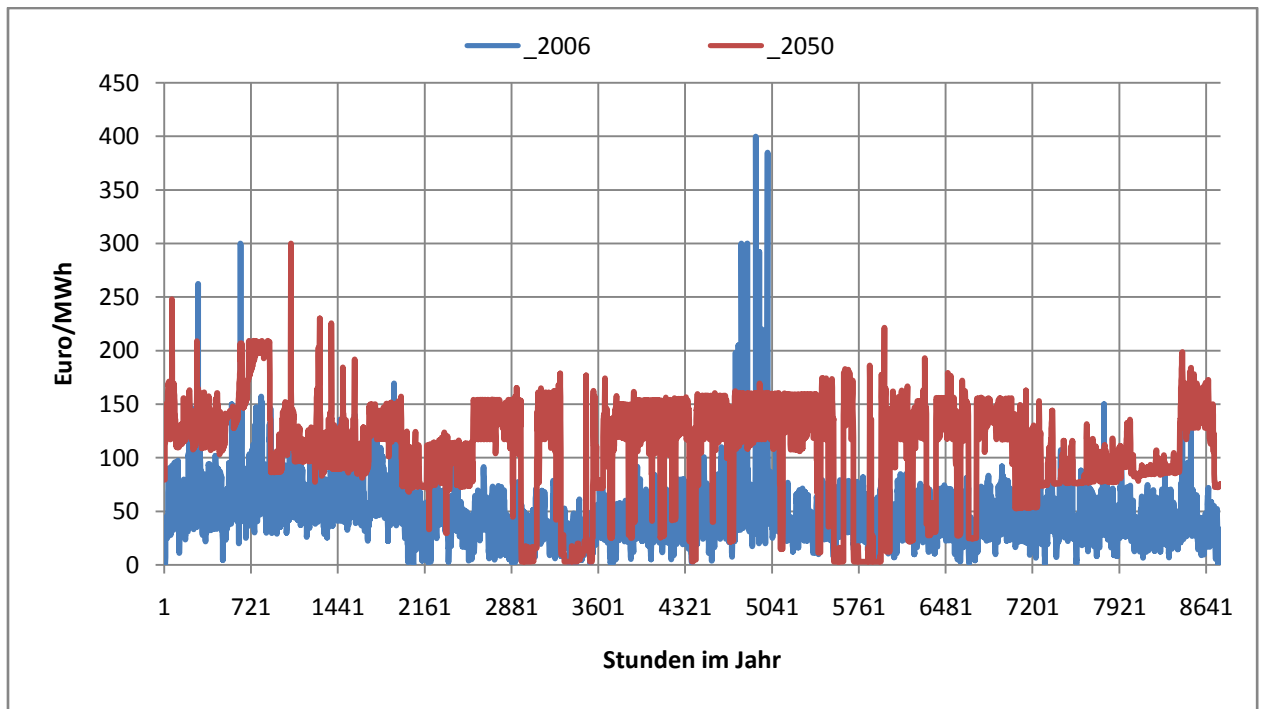


Abbildung 46: Strompreisen für 2006 und 2050

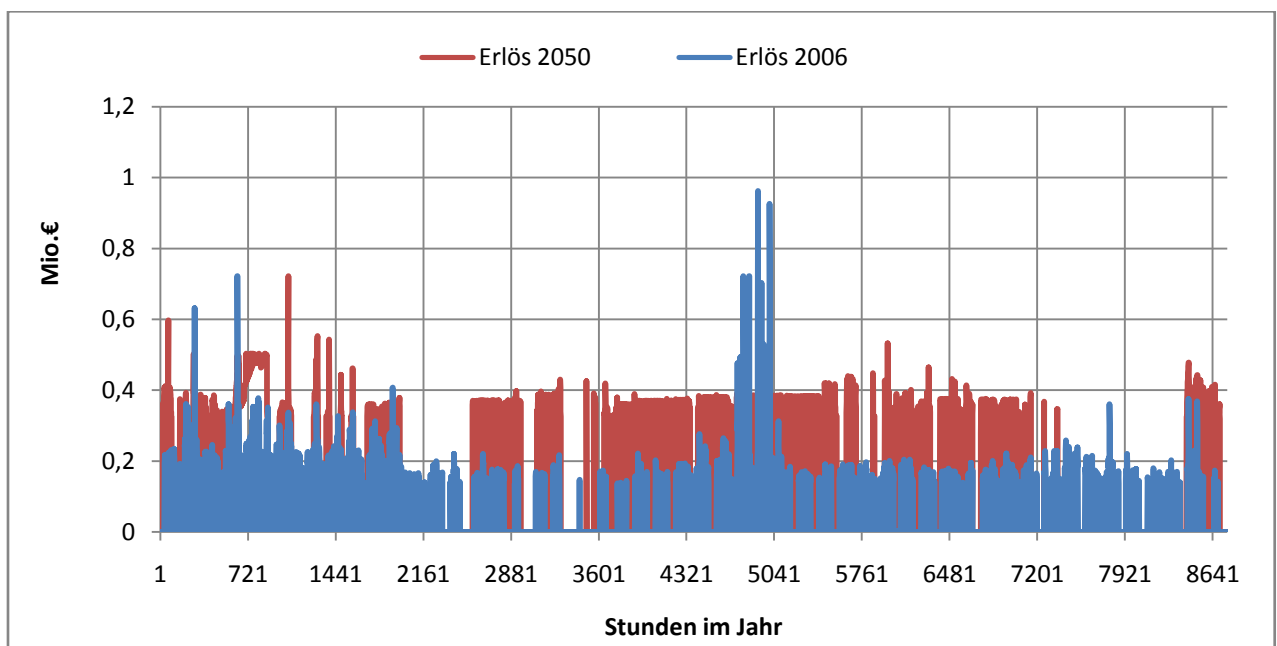


Abbildung 47: Vergleich der Verteilung der Erlöse über das Jahr 2006 und 2050

Man kann sehen in der Abbildung 47 dass die Erlöse im Jahr 2006 gleichmäßiger über das ganze Jahr verteilt sind und weniger Lücken auftreten. In der Simulation mit den Strompreisen für das Jahr 2050 gibt es einige Monate mit fast gar keinem Kraftwerkseinsatz.

Das sind Monate wo die Wind und Solarstromerzeugung stark war und die Strompreise drücken.

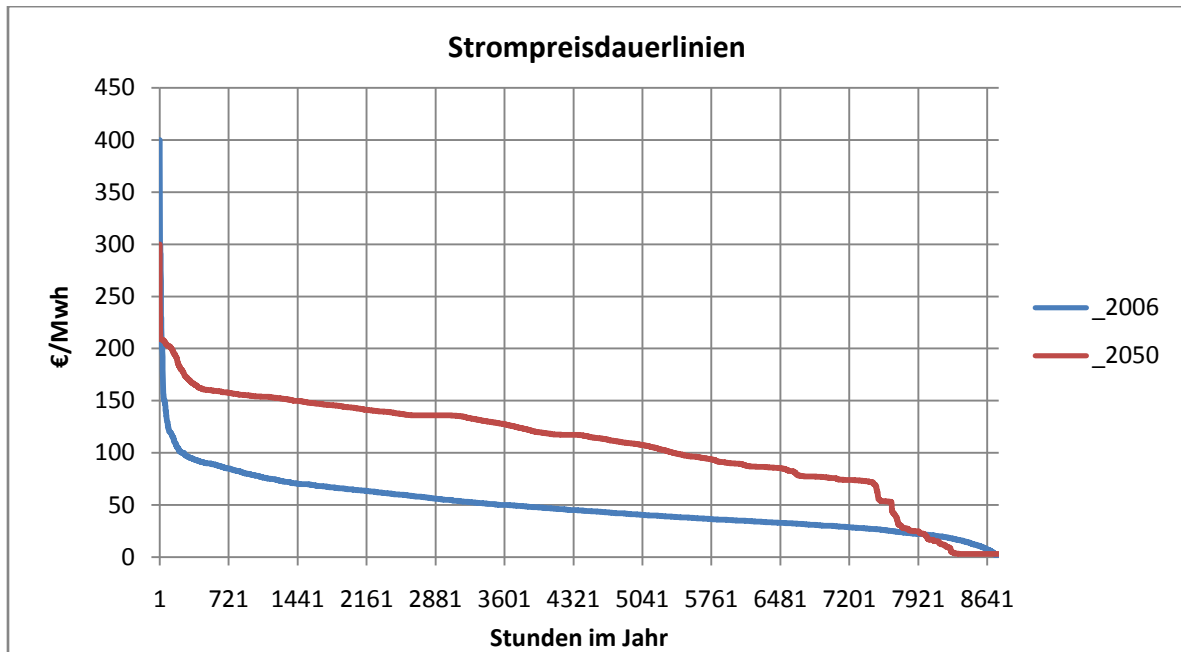


Abbildung 48: Strompreisdauerlinien für das Jahr 2006 und 2050

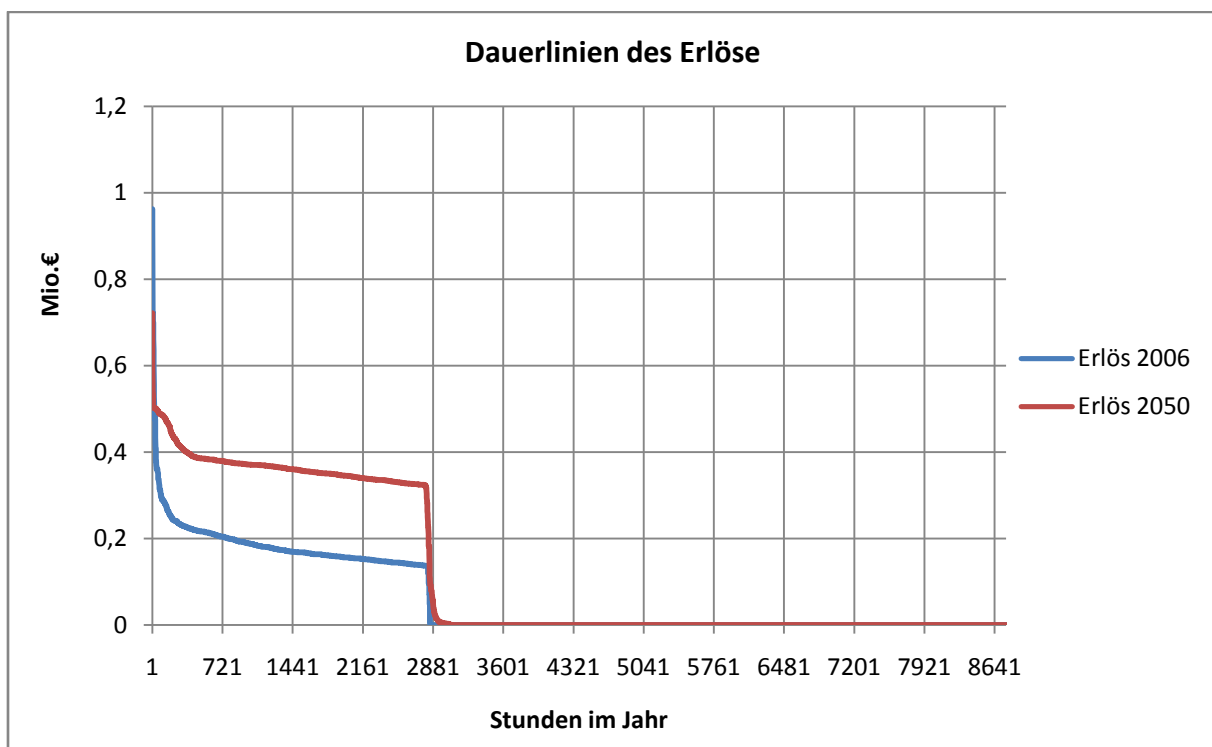


Abbildung 49: Dauerlinien der Erlöse vom Atatürk-Speicherkraftwerk für das Jahr 2006 und 2050



Das Kraftwerk Atatürk hat in beiden Simulationsläufen ca. 2800-2900 Turbinen Einsatzstunden. Da Atatürk kein Pumpspeicher ist konzentriert sich die Erzeugung auf die Stunden mit den höchsten Strompreisen(siehe Abbildung 49).

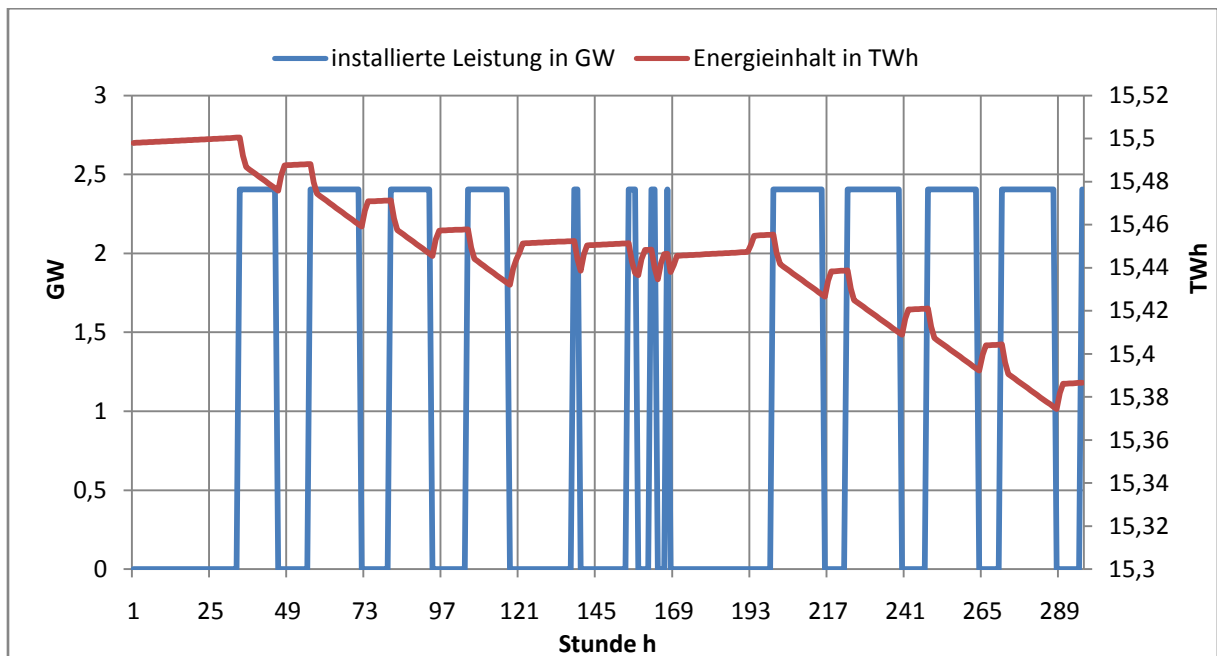


Abbildung 50: Turbinenverlauf im Zeitraum 01.01.2006-12.01.2006

In der Abbildung 50 wird der Turbinenverlauf im Zeitraum 01.01.2006-12.01.2006 dargestellt. Hier sieht man die Reduzierung der Wassermenge bei der Stromerzeugung der Turbine. In den Tagezeiten wird mehr Strom verbraucht als in der Nacht und daher ist die Turbine in diesen Zeiten belastet. Die Turbinenleistung hängt vom Strompreis ab. Deswegen sieht man in der Abbildung 51, dass beim höheren Strompreis das Kraftwerk mehr Strom erzeugt.

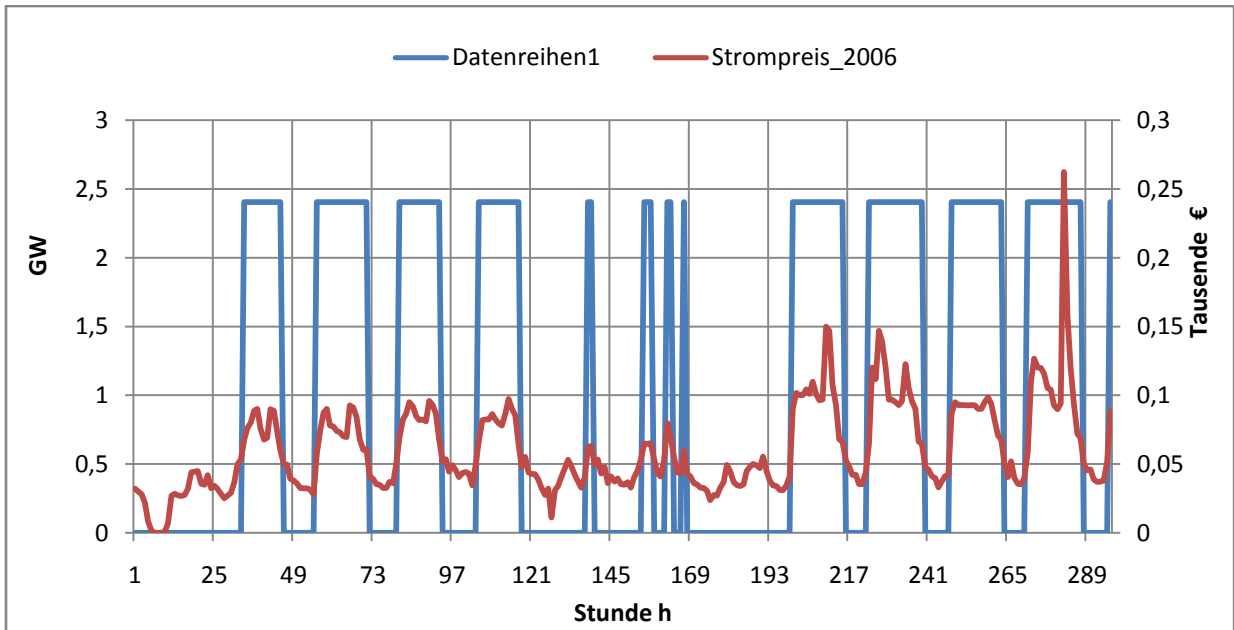


Abbildung 51: Turbinenleistung und EEX-Preis

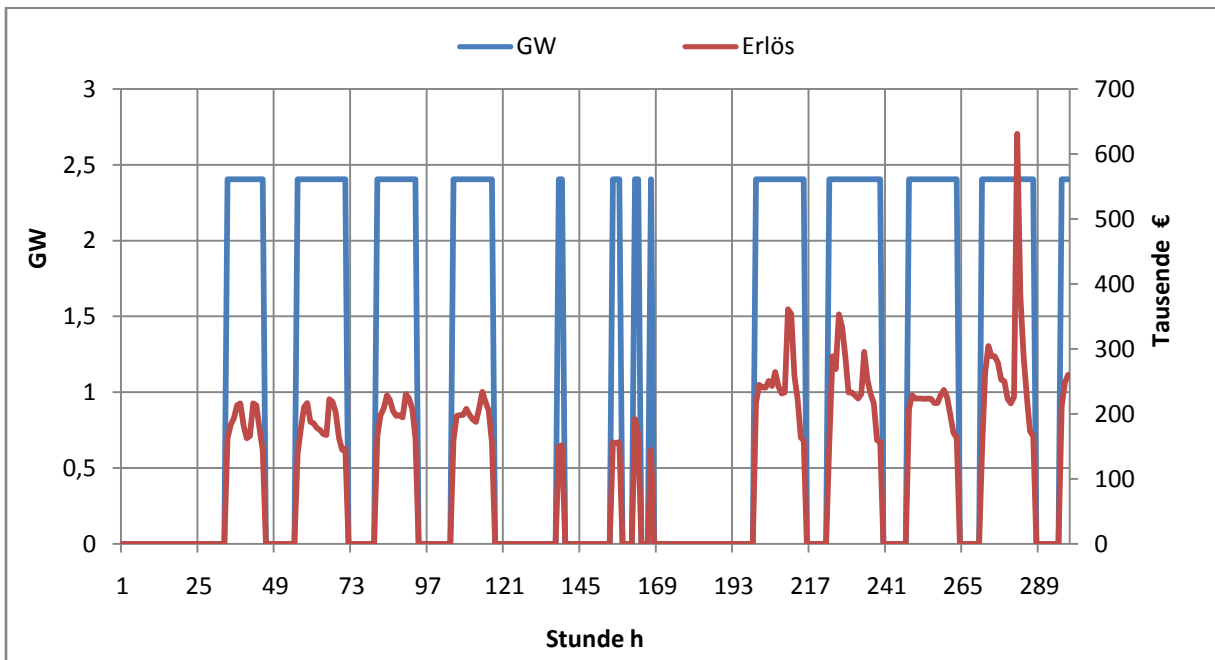


Abbildung 52: Turbinenleistung in GW und die Erlöse in tausend Euro

Der Atatürk-Speicherkraftwerk hat im Jahr 2006 um 561,62 Mio. € Erlös gehabt und sein Profit wurde nach der Investitionsberechnung (siehe Kapitel 5.3) um 305,42 Mio. € geschätzt.

## 5.2 Betrachtung der gesamten Türkei

In diesem Abschnitt wurden alle Kraftwerke der Türkei zusammen betrachtet und die Änderung der Speicherbewirtschaftung mit steigendem Erneuerbaren Anteil beobachtet. Im Modell wurden 150 –Wasserkraftwerke aufgenommen, 58 Kraftwerke davon sind geplante Kraftwerke, die noch nicht in Betrieb sind. Die Türkei hat 433 TWh theoretisches und 216 TWh technisches Potenzial( siehe das Kapitel 3.3 ). In der folgenden Abbildung 53 sieht man dass die Spitze der Kurve von Energieinhalte im Jahr 2050 genau dem Wert 433 TWh entspricht. Das bedeutet dass die Türkei bis 2050 ihr gesamt theoretisches Wasserpotential ausgenutzt haben wird.

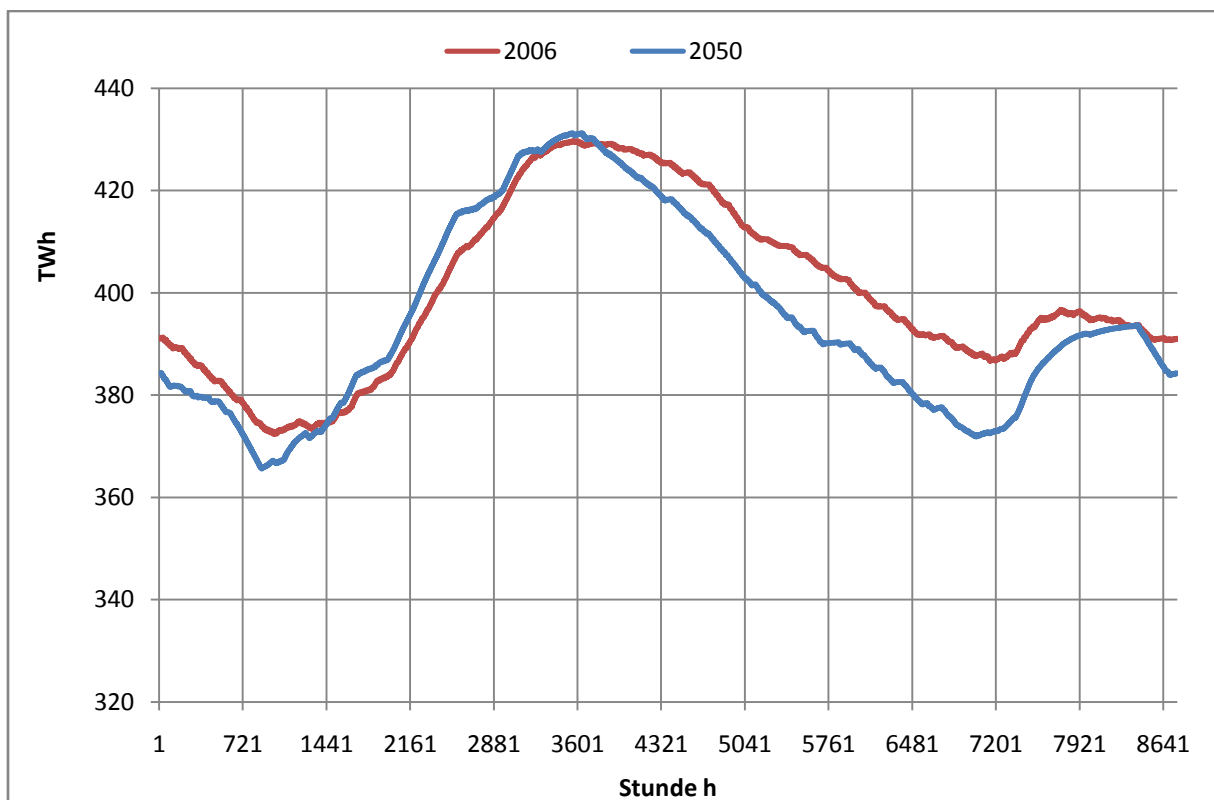


Abbildung 53: Energieinhalte der Türkei im Jahr 2006 und 2050

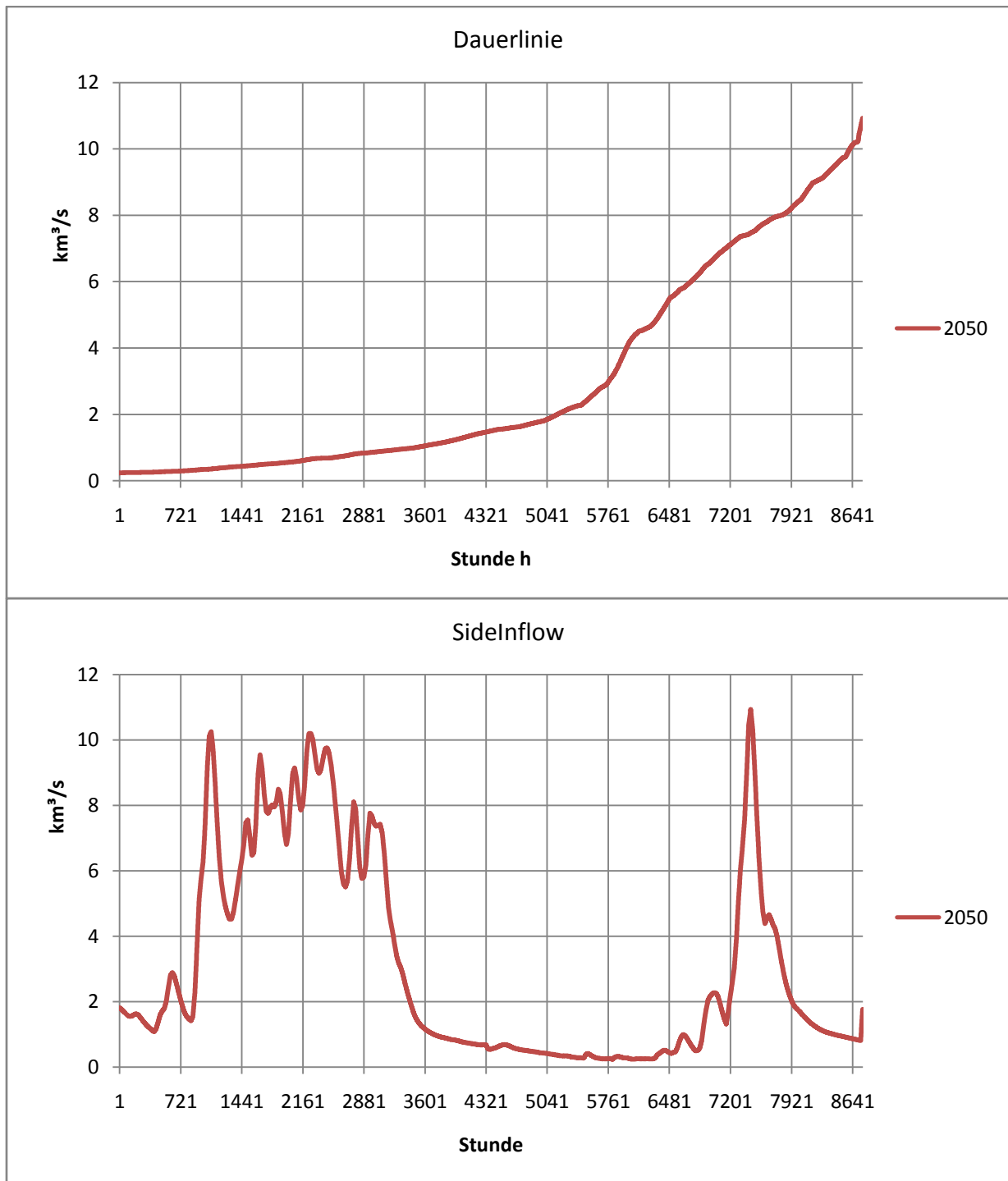


Abbildung 54: Wasserzuflüsse der Türkei im Jahr 2006 und 2050 und Dauerlinie

Der Energieinhalt der Türkei hat im Jahr 2050 wie in der Abbildung 53 ersichtlich mehr Schwankungen als die Kurve von 2006, weil ,wie schon vorher erwähnt wurde, mit steigendem erneubaren Energieanteil der Kraftwerkeinsatz mit dem Wasserkraftwerk optimiert wird. Im Frühling wird der Stausee geleert um die erhöhten Abflüsse über die Sommermonate aufnehmen und speichern zu können. In der Abbildung 54 werden die

Wasserzuflüsse nach Dauerlinie dargestellt. Die Dauerlinie beschreibt wie oft die Wasserzuflüsse vorkommen. Aufgrund der erhöhten Ausnutzung der zugehörigen Niederschlagsmenge durch geplante Wasserkraftwerke bis zum Jahr 2050 fließen die Wasserzuflüsse des gesamten Staudammes über  $2000\text{m}^3/\text{s}$  fünf Monate lang. In der folgenden Abbildung 55 wird die gesamte Turbinenleistung der Türkei, die mit den Strompreisen von EXX im 2006 und im 2050 ausgelastet sind, dargestellt. Es wird gesehen, dass in beiden Fällen die Turbine gleich belastet ist, weil es in jedem Jahr eine gleiche Niederschlagsmenge gibt. Aus den Dauerlinien liest man, dass die Türkei 8 Monate von der Wasserkraft eine installierte Leistung von unter 10 GW hat.

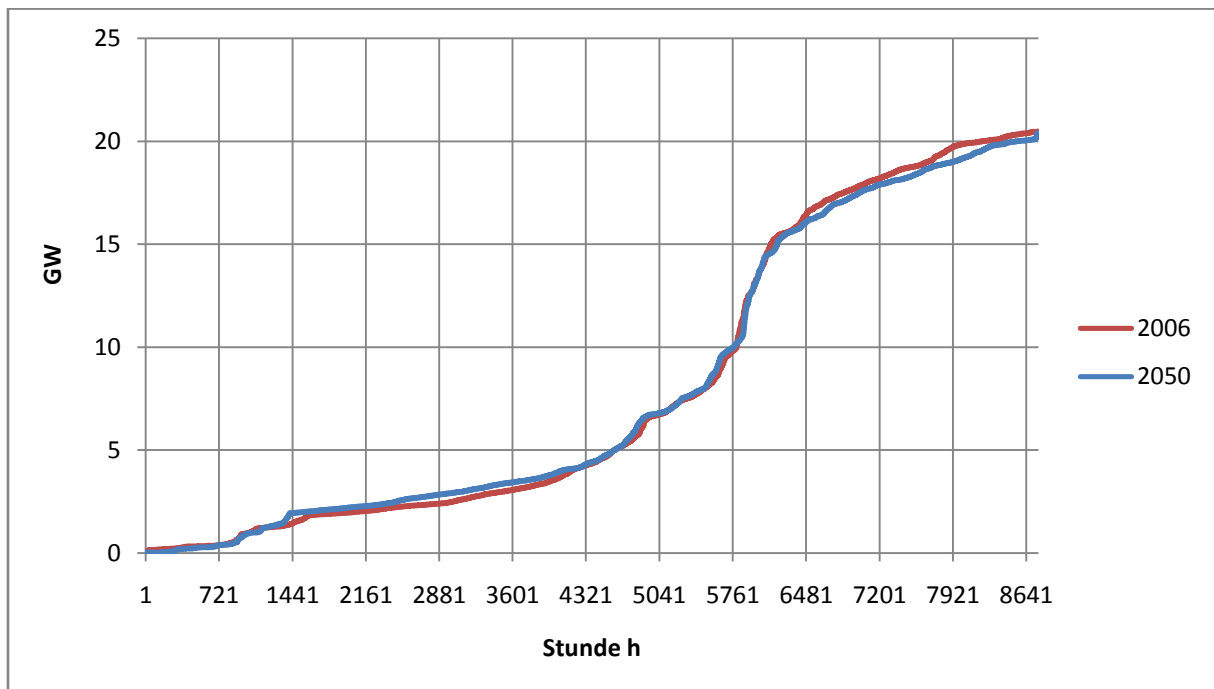


Abbildung 55: Dauerlinie der Turbinenleistungen

### 5.3 Wirtschaftliche Untersuchung

In diesem Kapitel werden die Erlöse und der Profit der Türkei für die Strompreise im Jahr 2006 und 2050 untersucht. Bei der Berechnung der Erlöse des Kraftwerkes müssen die Turbinenleistungen zu jedem Zeitpunkt mit jeweiligen Strompreisen multipliziert und danach alle Preise summiert werden.

$$\text{jährliche Erlös} = \sum_i P[i] \cdot p[i] \quad (11)$$

$i$ ...Zeit

$P[i]$ ..installierte Leistung zu dem Zeitpunkt  $i$

$p[i]$ ...Strompreis zu dem Zeitpunkt  $i$

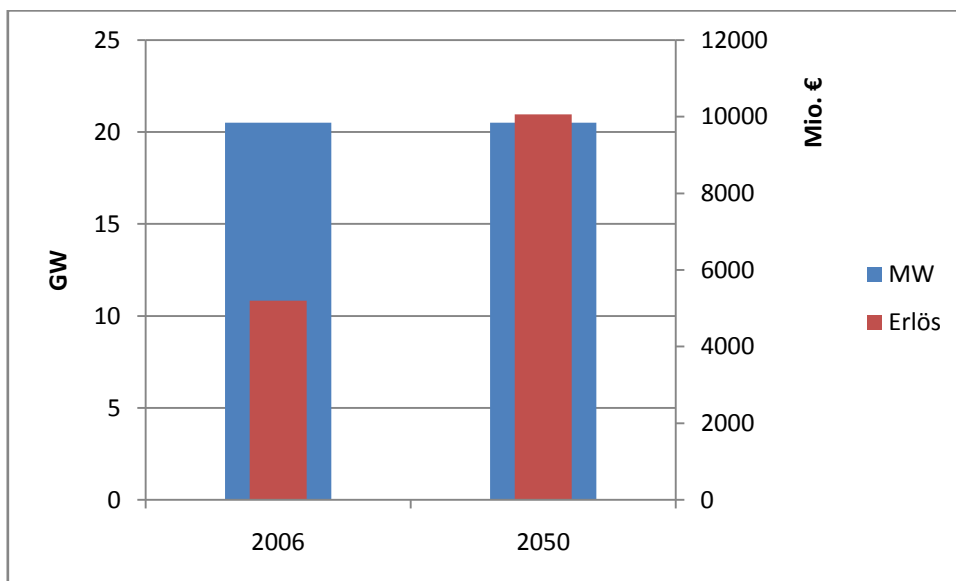


Abbildung 56: installierte Leistung und Erlös der Türkei im Jahr 2006 und 2050

Die Türkei hat im Jahr 2006 5194 Mio. € Erlös und erreicht nach der Berechnung mit dem Strompreis von EEX für das Jahr 2050 zu 10058 Mio. €. Der Grund für die gestiegenen Erlöse ist dass der Strompreis für 2050 eine CO2 Steuer von 110 €/tCO2 beinhaltet und daher deutlich höher ist. Beide sind auf derselben installierten Leistung, weil im Modell die neuen Kraftwerke auch mitberücksichtigt wurden.

Die Beziehung zwischen der Mindestannuität MA, bei der sich das Kraftwerk gerade noch amortisiert, und der Investitionssumme A ist in folgenden gegeben;

$$A = MA * \sum_{n=0}^{T-1} \frac{1}{(1+i)^n} \quad (12)$$

A..Investitionskosten

MA..Mindestannuität

T.. Lebensdauer

i...Zinssatz

Die Investitionskosten bei der Wasserkraft schwanken erheblich. Es kommt beispielsweise darauf an, ob eine neue Anlage gebaut oder eine alte reaktiviert oder modernisiert wird. Außerdem hängen die Investitionskosten von der Art und Leistung der Turbinen und den Gewässereigenschaften ab. Zur wirtschaftlichen Untersuchung sind noch die Nutzungsdauer und ein Zinssatz nötig. Im Modell wurde die Investitionskosten, Nutzungsdauer und Zinssatz wie folgendes angenommen;

Installierte Leistung P	Investitionskosten €/kW	Nutzungsdauer T	Zinssatz i
P < 10 MW	3.000-5.000	40	3
10MW < P < 100MW	2.000-3.000	40	3
P > 100MW	1.000	40	3

Tabelle 16: Annahme der Investitionskosten [39]

Der Gewinn ist die Differenz zwischen dem Erlös und der Mindestannuität. Als ein Beispiel wurde hier der Profit des Kaleköy-Speicherkraftwerkes untersucht. Es hat 293 MW Leistung und 1293 GWh Regelarbeitsvermögen.

Die Frage ist nun, wie viele Investitionskosten das Kraftwerk mit Nennleistung im betrachteten Jahr maximal hat, um einen Gewinn erwirtschaften zu können.

Investitionskosten €/kW	1000	2000	3000	4000	5000	6000
Abschreibungsdauer	40	40	40	40	40	40
Zinssatz	3	3	3	3	3	3
Jährliche Fixkosten	10	20	30	40	50	60
Annuität MA[Mio.€]	15.61	31.21	46.82	62.42	78.03	93.64
Erlöse 2006[Mio.€]	89.02	89.02	89.02	89.02	89.02	89.02
Erlöse 2050[Mio.€]	179.38	179.38	179.38	179.38	179.38	179.38
Gewinn 2006[Mio.€]	73.42	57.81	42.20	26.60	10.99	<b>-4.61</b>
Gewinn 2050[Mio.€]	163.78	148.17	132.56	116.96	101.35	85.75

Hier wird in der obigen Tabelle der Gewinn in Abhängigkeit von den Investitionskosten dargestellt. Wie auch in der Tabelle gezeigt wird, kann das Kraftwerk mit maximal 5000 €/kW Investitionskosten im betrachteten Jahr mit Nennleistung investiert werden, damit der Investitionsbetrag amortisiert ist. Im Modell wurden die Investitionskosten des Kraftwerkes 2000 €/kW angenommen und das entspricht einem Gewinn von 57,8 Mio. €.

In der Abbildung 57 und Abbildung 58 wurden die Erlöse und der Profit der neuen Kraftwerke erstellt. Dabei wurden Zinssatz, Abschreibungsdauer, Strompreise im Jahr 2006 und Investitionskosten wie in der Tabelle 16 verwendet.



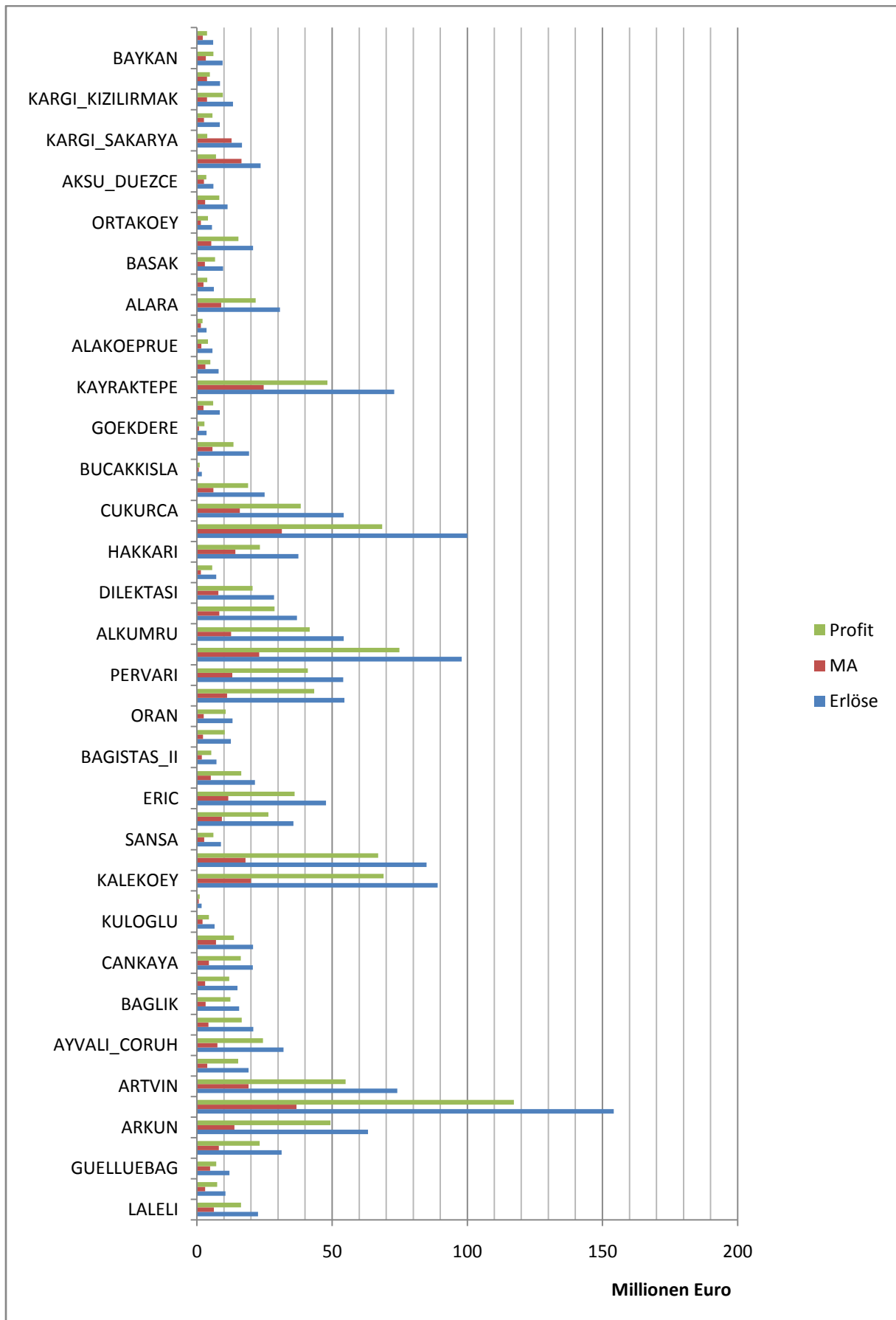


Abbildung 57: Darstellung der Erlöse und Mindestannuität der neuen Kraftwerke

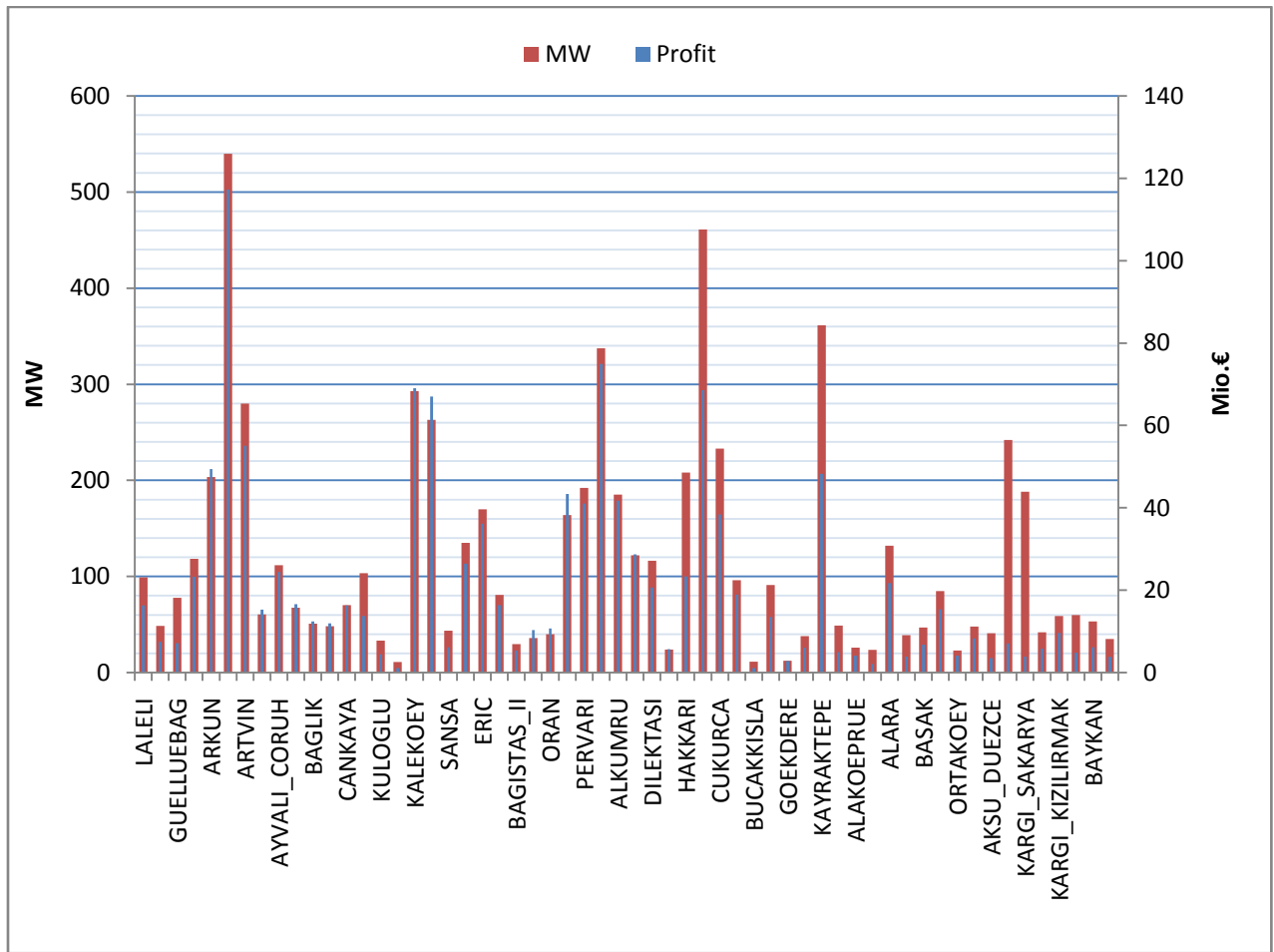


Abbildung 58: Profit in Abhängigkeit mit installierter Leistung MW

## 6 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die Aufgabe der Diplomarbeit ist die Änderung der Speicherbewirtschaftung mit steigendem Erneuerbaren Anteil und die Erlöse für folgende 2 Strompreiskurven von EEX („*European Energy Exchange*“) zu analysieren;

- Strompreise der EEX von 2006 ( wann wenig erneubare Energiequellen verbraucht wurden)
- Strompreise Deutschland + Österreich 2050 bei 80% Erneuerbaren Anteil (Die Strompreise sind ein Simulationsergebnis des Autres100 Forschungsprojektes.)

Dabei wurden alle Lauf- und Speicherkraftwerke der Türkei mit minimaler Leistungsgröße von 5 MW behandelt. Alle Parameter wie Stauziel, Absenkziel, Fallhöhe wurden recherchiert und berechnet. Zur Simulation des Energiedargebots sind noch die stündlichen Wasserzuflüsse nötig. Dafür wurden Daten des Schwedischen Meteorologischen und Hydrologischen Institut(SMHI) verwendet. Die Daten sind aber nicht gut kalibriert und basieren auf globalen Datenbanken. Deswegen wurden in der Diplomarbeit tägliche Inflowsdaten von SMHI genommen und mit der bekannten jährlichen Durchflussmenge von Kraftwerken skaliert.

Die Änderung der Speicherbewirtschaftung des Atatürk-Speicherkraftwerkes wurde mit den Strompreisen EEX von 2006 und 2050 beobachtet, dass der Energieinhalt des Speicherkraftwerkes im Jahr 2050 mehr fluktuiert wurde, aufgrund der erhöhten Preisänderung durch den steigenden Energieanteil( wie Photovoltaik und Wind). Die Türkei hat im Jahr 2006 eine gesamte installierte Leistung von 12,25 GW und 2859,16 Mio. € Erlös von Wasserkraftwerken. Mit neu aufgebauten Kraftwerken erreicht die Türkei 20,5 GW installierte Leistung und hat 5194 Mio. € Erlös.

Anschließend wurde ein geplantes Kraftwerk untersucht, bis zu welchen maximalen Investitionskosten es profitabel ist. Dabei wurde gesehen, dass es beim anderen fix angenommenen Parameter maximal 5000 €/kW investieren kann, um zugehörige Mindestannuität amortisieren zu können.

Zur besseren Modellierung sind genau Wasserzuflüsse benötigt. Die Daten aus HYPE können von dem realen Werten abweichen. Im Modell wurden die Bewässerung und Trinkwasser auch nicht berücksichtigt. Das Wasser im Stausee wird bei jedem Kraftwerk nicht zur Energie

verbraucht. Die Strompreise, die im Modell verwendet wurden, sind nicht türkische Preise sondern von der EEX (European Energy Exchange) entnommen.

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energiekreislauf des Wassers [2] .....	11
Abbildung 2: Ein Speicherkraftwerk [2] .....	13
Abbildung 3: Ein typisches Laufwasserkraftwerk schematisch (rechts) [6], Seyhan HES(links).....	14
Abbildung 4:eine freie fließende Strecke nach einem Kraftwerk [8].....	15
Abbildung 5:keine freien Fließstrecken mehr beim eingestauten Kraftwerk [8] .....	15
Abbildung 6: schematische Darstellung eines eingestauten Laufwasserkraftwerks [8] .....	16
Abbildung 7: Unterwasserspegelkurve [9].....	16
Abbildung 8: Vertikale Kaplan-Turbine [13].....	19
Abbildung 9: Francis-Turbine [13] .....	20
Abbildung 10: Pelton-Turbine [13] .....	21
Abbildung 11: Mengen der Kohlendioxid Emission durch die verschiedenen Energiequellen(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [14] ) .....	22
Abbildung 12:Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der Türkei(1984-2006)(Quelle: erstellt basierend auf in [19]) .....	24
Abbildung 13:Die Verteilung der Primärenergienutzung in Prozent%(1984-2006)(Quelle: erstellt basierend auf in [19]) .....	24
Abbildung 14:Verteilung vom Primärenergieverbrauch nach Energiequelle für das Jahr 2011(1984-2006)(Quelle: erstellt basierend auf in [19]).....	25
Abbildung 15: Windpotential der Türkei in 70m. [21].....	26
Abbildung 16: Solarkarte der Türkei (EIE) [22].....	28
Abbildung 17: Elektrische Energieerzeugung (links) und installierte Leistung (rechts) für 2011(erstellt basierend auf Daten in [19]).....	31
Abbildung 18: Die Belastungskurve der maximalen elektrischen Energienachfrage im Jahr 2010 [27] .....	32
Abbildung 19: Die Belastungskurve der minimalen elektrischen Energienachfrage im Jahr 2010 [27] .....	33
Abbildung 20: Szenario mit höherer Nachfrage [27] .....	34
Abbildung 21: Szenario mit niedriger Nachfrage [27] .....	35
Abbildung 22: Leistungsspitzenbedarf und Energienachfrage der Türkei (2011-2020) [27].....	35
Abbildung 23: Schätzung der elektrischen Erzeugung und der installierten Leistung für 2050 [28] .....	36
Abbildung 24: Wasserressourcen der Türkei [29] .....	37
Abbildung 25: Schematische Darstellung der Wasserressourcen[28] .....	38
Abbildung 26:technische Nutzung der Wasserkraftpotenziale(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [30]) ..	40
Abbildung 27: Verteilung des Wasserkraftpotentials der Türkei(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [30])	40
Abbildung 28: installierte Leistung und elektrische Erzeugung der Wasserkraftanlagen(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [19]).....	42
Abbildung 29: Google Maps Ausschnitt KML-Datei Wasserkraftwerke der Türkei(selbst erstellt) .....	47
Abbildung 30:wichtige Kraftwerke der Türkei nach Leistungsgröße [36] .....	48
Abbildung 31: das Gebiet Euphrat im Modell(selbst erstellt).....	48

Abbildung 32: Google Maps Ausschnitt zusammengefasste Kraftwerke im Gebiet Seyhan(selbst erstellt) ....	49
Abbildung 33: Google Maps Ausschnitt des Kraftwerks Kovada HES(selbst erstellt) .....	51
Abbildung 34: schematische Vergleichung der Inflowsdaten für den Fluss Seyhan(selbst erstellt) .....	52
Abbildung 35: Die Flusseinzugsgebiete der Türkei [28].....	53
Abbildung 36:Durchschnittliche Niederschlagsmenge in mm(Quelle: erstellt basierend auf Daten in [28])..	57
Abbildung 37: Verteilung durchschnittlicher jährlichen Niederschlagsmenge in mm [28] .....	57
Abbildung 38: gesamte jährliche Niederschlagsmenge der Türkei in Mrd.m <sup>3</sup> (Quelle: erstellt basierend auf Daten in [28]) .....	58
Abbildung 39: Verteilung der gesamten jährlichen Niederschlagsmenge [28] .....	59
Abbildung 40: Jährliche Durchfluss in Mrd.m <sup>3</sup> (Quelle: erstellt basierend auf Daten in [28]) .....	60
Abbildung 41: Verteilung des jährlichen Durchflusses in Mrd.m <sup>3</sup> [28] .....	60
Abbildung 42: Stromerzeugungsmix Erzeugungsmix in Deutschland und Österreich im „Erneuerbaren Szenario 2050“ [38].....	62
Abbildung 43: Google Maps Ausschnitt Atatürk-Speicherkraftwerk(selbst erstellt) .....	63
Abbildung 44: Energieinhalt von Atatürk-Speicherkraftwerk .....	64
Abbildung 45: Wasserzuflüsse des Atatürk-Speicherkraftwerkes im Jahr 2006 .....	65
Abbildung 46: Strompreisen für 2006 und 2050 .....	66
Abbildung 47: Vergleich der Verteilung der Erlöse über das Jahr 2006 und 2050.....	66
Abbildung 48: Strompreisdauerlinien für das Jahr 2006 und 2050.....	67
Abbildung 49: Dauerlinien der Erlöse vom Atatürk-Speicherkraftwerk für das Jahr 2006 und 2050 .....	67
Abbildung 50: Turbinenverlauf im Zeitraum 01.01.2006-12.01.2006 .....	68
Abbildung 51: Turbinenleistung und EEX-Preis .....	69
Abbildung 52: Turbinenleistung in GW und die Erlöse in tausend Euro .....	69
Abbildung 53: Energieinhalte der Türkei im Jahr 2006 und 2050 .....	70
Abbildung 54: Wasserzuflüsse der Türkei im Jahr 2006 und 2050 und Dauerlinie.....	71
Abbildung 55: Dauerlinie der Turbinenleistungen .....	72
Abbildung 56: installierte Leistung und Erlös der Türkei im Jahr 2006 und 2050 .....	73
Abbildung 57: Darstellung der Erlöse und Mindestannuität der neuen Kraftwerke .....	76
Abbildung 58: Profit in Abhängigkeit mit installierter Leistung MW .....	77

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:Reserven bzw. das Potential der Energiequellen in der Türkei(Quelle: erstellt basierend auf in [17] ) .....	23
Tabelle 2: Potenziale erneuerbarer Energie in der Türkei [20].....	26
Tabelle 3: geplante zukünftige installierte Windleistung [23].....	27
Tabelle 4: Solarenergie der Türkei (Quelle: (ETKB) Ministerium für Energie und Rohstoffe) .....	28
Tabelle 5: Geothermieranlagen der Türkei [25] .....	29
Tabelle 6:installierte Leistung, Produktionskapazität und ihr Auslastungsrate der Türkei im Jahr 2007 und 2008 [16].....	30
Tabelle 7: Leistungsspitzenbedarf und Energienachfrage der Türkei (2001-2010) [27] .....	32
Tabelle 8:Szenario mit höherer Nachfrage [27] .....	33
Tabelle 9: Szenario mit niedriger Nachfrage [27] .....	34
Tabelle 10: Oberflächenwasser Ressourcen in der Türkei [28].....	38
Tabelle 11: Berechnete Wasserkraftpotential in Flusseinzugsgebieten der Türkei [31] .....	41
Tabelle 12:Strickler Abflussbeiwert[37].....	50
Tabelle 13: Wasserpotential der Flusseinzugsgebiete [28] .....	54
Tabelle 14: grenzüberschreitende und Grenze bildende Flüsse der Türkei [28] .....	55
Tabelle 15: Simulationsergebnisse von 90% Dekarbonisierungsszenario [38].....	62
Tabelle 16: Annahme der Investitionskosten[38] .....	74

## **Abkürzungsverzeichnis**

DSI: Devlet Su Isleri (Generaldirektion für Wasserwirtschaft)

EIE: Elektrik Isleri Etüt Idaresi (Electric Power Resources Survey and Development Administration)

TEIAS: Türkiye Elektrik Iletim Anonim Sirketi (Turkish Electricity Transmission Corporation)

AutRES100: Austrian Renewable Energies 100

EEX: European Energy Exchange

OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development

EU: Europäische Union

AMPL: A Mathematical Programming Language

TÜİK: Türkiye İstatistik Kurumu (Statistikinstitut der Türkei)



## Literaturverzeichnis

1. **Horlacher, Prof. Dr.-Ing. habil. Hans-Burkhard.** *Globale Potenziale der Wasserkraft.* Berlin, Heidelberg : s.n., 2003. wasserkraft.
2. **Kimya Mühendisi.** *Hidroelektrik Enerji.*  
[http://eng.harran.edu.tr/~ccetiner/hidro\\_elektrik\\_enerji\\_2.pdf](http://eng.harran.edu.tr/~ccetiner/hidro_elektrik_enerji_2.pdf) : s.n.
3. **Schwab, Adolf J.** *Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.* s.l. : Springer Verlag, 2006. ISBN 3-540-29664-6.
4. **Lexion, Das Rp Energie.** <http://www.energie-lexikon.info/pumpspeicherkraftwerk.html> : s.n.
5. **KOCAMAN, B.** *Elektrik Enerjisi Üretim Santralleri.* Istanbul : Birsen Yay, 2003. Tez2.
6. **Stadtwerke München GmbH.** *Stadtwerke München GmbH.* s.l. : ABW Agentur für Kommunikation GmbH, 2010.
7. **KOSSLER, E.** *Installed and Planed Minihydro Power.* Osstruction : s.n., 1992. Tez2.
8. **Klaus Jorde, Martin Kaltschmitt, Moritz Nill.** *Stromerzeugung aus Wasserkraft.* s.l. : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2003. 978-3-662-07115-1 (doku3).
9. **Hülsemann, Matthias.** *Kurzfristige Schwellkettenoptimierung mit einem genetischen Algorithmus.* Dissertation an der Technische Universität Wien : s.n., 1995.
10. **Jürgen Giesecke, Emil Mosonyi.** *Wasserkraftanlagen.* Universität Stuttgart : Springer, 1997.
11. **Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages,** „Das Meer als Energiequelle“, s.l. : Infobrief, 10.11.2005. WasserKraftwerke.
12. <http://www.pa.msu.edu>. *Wasserkraftwerke.* WasserKraftwerke.
13. **Winkler, Christoph.** *Wasserkraft Spezialgebiet Kleinwasserkraft.* 2011.
14. **Choosing the Nuclear Power Option: Factors to be considered, UAEA.** 1998.
15. **ÖZEL, Rıdvan.** *Kazandırdıkları ve Kaybettirdikleriyle Barajlar.* 1999.

16. **Adem AKPINAR, Murat D. KÖMÜRÇÜ, Murat KANKAL.** *Türkiye’de Hidroelektrik Enerjinin Durumu ve Geleceği.* Gümüşhane Üniversitesi, Karadeniz Teknik Üniversitesi : s.n. TEZ1.
17. **Yazar, Yusuf.** *Türkiye’nin Enerjideki Durumu ve Geleceği.* s.l. : www.setav.org, Dez.2010. doku9.
18. **TMMOB, Elektrik Mühendisi Odası.** *Enerji Raporu Verimliliği.* Ankara : Emo, 2002. 978-605-01-0275-8 doku12.
19. **Türkiye Elektrik İletim a.ş.** *türkiye elektrik üretim - iletim istatistikleri (electricity generation & transmission statistics of turkey).* 2011.
20. **Turgut Görez, Ahmet Alkan.** *Türkiye’ nin Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Hidroelektrik Enerji Potansiyeli.* Dokuz Eylül Üniversitesi : s.n. erneubareEnergie2.
21. **[http://www.ecoenerji.net/haber\\_detay.asp?haberID=16](http://www.ecoenerji.net/haber_detay.asp?haberID=16).**
22. **TEKİN, Ali Güner.** *Erneuerbare Energie in der Türkei.* Ankara : s.n. erneubareEnergie3.
23. **Gencoglu, Muhsin Tunay.** *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından Önemi.* Fırat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi : s.n.
24. **Liepert, Beate G.** *Observed reductions of surface solar radiation at sites in the United States and worldwide from 1961 to 1990.* USA : s.n., 2012.
25. **Bakanlığı, Enerji ve Tabii Kaynaklar.** *Geothermal in der Türkei.* 2012.
26. **isleri, Devlet Su.** <http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>.
27. **Müdürlüğü, Türkiye Elektrik İletimi Genel.** *Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu.* Nov.2011.
28. [http://www.gensed.org/pdf/sunum\(mmoantalya031210\).pdf](http://www.gensed.org/pdf/sunum(mmoantalya031210).pdf) : s.n.
29. **Karsili, Cansu.** *Türkiyede Akarsu Havzalarında Kisi Basına Düsen Su Miktarinin Coğrafi Bilgi Sistemleriyle Analisi.* Ankara : s.n., 2011. Tez\_8.
30. **Ebru Olgun, Sevil Öksüz, Hacer Selamoğlu, Filiz Korkmaz, Coskun Kumru.** *Havzalarda Örnekleme Noktası Belirleme ve Su Kalitesi İzleme Noktası.* Juli.2011.
31. **Devlet Su İşleri, DSI.** *Hidroelektrik Enerji.* doku15.

32. **Bakir, N. Nadi.** *Türkiyenin Hidroelektrik Potansiyeli ve Avrupa Birliği Perspektifinden Türkiyenin Elektrik Üretimin Politikalarına Bakis.* Ankara : s.n. TEz\_3.
33. **Narin, Doc. Dr. Müslim.** *Türkiyenin Enerji Yapisi ve İzleyeceği Önemli Politikalar.* Ankara Sanayi Odası : asodosya, 2008. energiepolitika3.
34. **Caynak, Sinem.** *Türkiyenin Yenilenebilir Enerji Stratejisi.* Istanbul : s.n., 2012. Türkiye\_enerjie\_politiklarimiz3.
35. **ibc.** *lineare Optimierung.*  
<http://www.ibc.ac.at/externe/mathe/LineareOptimierungGrundlagen.htm> : s.n.
36. *Türkiye Hidroelektrik Santralleri Haritasi.* <http://www.cografyaegitimi.biz/forum/turkiye-hidroelektrik-santralleri-haritasi-t550.0.html> : s.n.
37. **Wikipedia.** *Fliessformal.* <http://de.wikipedia.org/wiki/Fließformel> : s.n.
38. **Gerhard TOTSCHNIG, Johannes RADL, Andre ORTNER.** *Klima und Energiefonds Neuer Energien 2020 Projekt Nr.: 834447, "FlexiPower – Flexibel und schnell regelbare thermische Kraftwerke in Österreich".* JOANNEUM RESEARCH, TU Wien, GE Jenbacher, VERBUND Thermal Power, Oktober 2013 : Energy Economics Group TUWIEN, 2013.
39. <http://www.regenerative-zukunft.de/erneuerbare-energien-menu/wasserkraft>.
40. **Pinarak.** *Entwicklungen und Rahmenbedingungen im türkischen Energiemarkt.* 2011.
41. **Lexion, RP-Energie.** <http://www.energie-lexikon.info/pumpspeicherkraftwerk.html> : s.n.