

Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

VIENNA  
UNIVERSITY OF  
TECHNOLOGY

# DIPLOMARBEIT

Master Thesis

zum Thema

## **Regulatorische Randbedingungen und energiepolitische Maßnahmen zur Realisierung von 12% der türkischen Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020**

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplomingenieurs

unter der Leitung von

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

Univ. Ass. Dipl. -Ing. Dr. techn. Hans Auer

am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft  
eingereicht an der Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Demet Suna

9726198

Hernalserhauptstraße 86/2/6

A-1170 Wien

Email: [demetsuna@gmx.net](mailto:demetsuna@gmx.net)

**Wien, im Januar 2004**

---

Ich möchte an dieser Stelle all jenen danken, die mich bei der Erstellung der vorliegenden Arbeit in unterschiedlichster Weise unterstützt haben.

Besonderer Dank gilt Herrn Univ. Prof. Reinhard Haas, der mir die Umsetzung dieser Arbeit ermöglicht hat. Für die gute Betreuung meiner Diplomarbeit und die zahlreichen Ratschläge, welche stets zur Verbesserung dieser Arbeit beigetragen haben, bin ich Herrn Univ. Prof. Reinhard Haas und Herrn Dipl. Ing. Gustav Resch sehr dankbar.

Besonderer Dank gilt der Österreichischen Orient Gesellschaft, die mir dieses Studium finanziell ermöglicht hat, insbesondere Frau Dr. Theresia Laubichler für die moralische Unterstützung.

Weiters möchte ich mich bei Herrn Heimo Rud, bei Frau Dr. Handan Odionikhere und allen meinen Freunden bedanken, die die vorliegende Arbeit einer kritischen und sprachlichen Korrektur unterzogen haben.

Weiters möchte ich mich bei allen türkischen Windenergieunternehmen und beim Univ. Doz. Dr. Tanay Sidki Uyar bedanken, die mir durch ihre Kooperationsbereitschaft behilflich waren und mir umfangreiche Ratschläge für die vorliegende Arbeit lieferten.

Abschließend bedanke ich mich auch bei meiner Familie und Herrn Volkan Boyali für ihre Unterstützung während meines Studiums.

Für meine Schwester Nesrin Suna

## Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b>	<b>3</b>
<b>Abstract</b>	<b>4</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>8</b>
1.1 Motivation	8
1.2 Zentrale Aufgabenstellung dieser Studie	9
1.3 Aufbau der Arbeit	10
<b>2 Das Energiesystem der Türkei</b>	<b>12</b>
2.1 Allgemeines zur Strommarktliberalisierung	12
2.1.1 Anteil der privatrechtlichen Energieversorger in der Türkei	12
2.1.1.1 YID Modell (BOT; Build-Operate-Transfer)	13
2.1.1.2 YOP Modell	14
2.1.1.3 IHD Modell	14
2.1.1.4 YI Modell (Build-Operate)	14
2.1.1.5 Eigenerzeugung	15
2.1.2 Das neue Energiewirtschaftsgesetz	16
2.2 Der türkische Strommarkt	18
2.2.1 Historische Entwicklung des Stromverbrauchs und Prognose	20
2.3 Betrachtung und Prognosen für die einzelnen Energieträger	22
2.3.1 Erdöl	23
2.3.2 Erdgas	24
2.3.3 Steinkohle	25
2.3.4 Braunkohle	26
2.3.5 Wasserkraft	26
2.3.6 Biomasse	28
2.3.7 Geothermische Energie	28
2.3.8 Sonnenenergie	29
2.3.9 Windenergie	30
2.4 Das türkische Verbundnetz	30
2.5 Entwicklung der Stromkosten in der Türkei	32
<b>3 Windenergie in der Türkei</b>	<b>34</b>
3.1 Meteorologische Gegebenheiten	34
3.2 Energiewirtschaftliche Analyse	39
3.2.1 Referenzanlage	39
3.2.2 Potenziale und Nutzung	40
3.2.2.1 Teoretisches Potenzial	40
3.2.2.2 Technisches Angebotspotenzial	41
3.2.2.3 Technisches Nachfragepotenzial	42

3.2.3	Ökonomische Analyse	44
3.2.3.1	Wirtschaftlichkeitsrechnungen	44
3.3	Aktueller Stand der Windenergienutzung in der Türkei	47
3.3.1	Windpark Bores	48
3.3.2	Windpark Ares	49
<b>4</b>	<b>Szenario für 12% der türkischen Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020</b>	<b>51</b>
4.1	Statische Kostenkurve des Szenarios	56
4.2	Dynamische Kostenkurve des Szenarios	57
<b>5</b>	<b>Auswirkungen des Szenario 12%</b>	<b>62</b>
5.1	Ökologische Analyse	62
5.1.1	Ökologische Analyse der Referenzanlage	63
5.1.2	Weitere Umwelteffekte	64
5.2	Externe Kosten	65
5.3	Arbeitsplätze	66
<b>6</b>	<b>Nötige regulatorische Randbedingungen und energiepolitische Maßnahmen für die Türkei</b>	<b>69</b>
6.1	Förderungskonzepte für Windenergie	69
6.1.1	Förderung freiwilliger Maßnahmen	69
6.1.2	Ordnungsrechtliche Instrumente	69
6.1.3	Staatliche Fördermodelle	70
6.1.3.1	Preissteuerung mit Hilfe von Einspeisevergütungen	70
6.1.3.2	Quotenmodell mit Ausschreibung	70
6.1.3.3	Quotenmodell mit Zertifikatenhandel	71
6.1.4	Die Unterstützung der Windenergie auf den marktführenden Märkten	71
6.2	Erforderliche Randbedingungen für die Entwicklung der Windenergie	71
6.3	Nötige Förderungskonzepte für die Türkei	73
6.4	Notwendige politische Randbedingungen für die Türkei	77
6.5	Finanzierung der Förderungen	79
<b>7</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>80</b>
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen</b>	<b>82</b>
	<b>Literatur</b>	<b>84</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>89</b>

### **Kurzfassung**

Die türkische Wirtschaft wächst stetig durchschnittlich rund 8% jährlich. Aus diesem Grund besteht ein hoher Bedarf an Investitionen in Energieerzeugungsanlagen. Da die einheimischen Ressourcen nicht ausreichend sind, ist die Türkei gänzlich auf den Import fossiler Brennstoffe angewiesen und daher wird auch in der Zukunft eine enorme Steigerung der Treibgasemissionen sowie der Importabhängigkeit erwartet.

Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit lautet: „Welche regulatorischen Randbedingungen und welche sonstigen Maßnahmen sind notwendig, um einen 12% igen Windenergieanteil bis zum Jahr 2020 erreichen zu können?“

Für das Szenario 12% der Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020 zu decken liegen Windmessungen zugrunde, die aus dem Windatlas der Türkei entnommen werden. Um das Windenergie Potenzial abschätzen zu können wird von einer 1.500 kW Referenzanlage ausgegangen und die charakteristischen Kenngrößen dieser Anlage verwendet.

Die Berechnung der Erzeugungskosten für Strom aus Windenergie nach der Annuitätsmethode erfolgt auf vier verschiedenen Varianten. Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Szenarios geht man von zwei Varianten aus, hier werden statische und dynamische Kosten des Szenarios dargestellt. Schließlich um dieses Szenario zu realisieren wurden die regulatorischen und energiepolitischen Maßnahmen unter der Berücksichtigung der Förderungsmodelle zur Windenergie und internationale Erfahrungen untersucht.

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Arbeit sind;

- Windenergie ist trotz der instabilen Wirtschaftssituation der Türkei mit fossilen Energieträgern konkurrierbar
- Um dieses Ziel zu erreichen bedarf es politischer Maßnahmen und Förderungen
- Für eine gezielte Förderpolitik wären gesetzlich geregelte Einspeisetarife von Nöten
- 16 Milliarden € Investitionskosten sind bis zum Jahr 2020 nötig.
- 342.200 Arbeitsplätze können geschaffen werden.
- Es könnten dadurch 42 Millionen Tonne CO<sub>2</sub>- Äquivalent- Emissionen vermieden werden.

## **Abstract**

The Turkish economy has steadily grown with an annual average of 8%. From this factual reason, there is a high demand for investment in energy producing equipment. Because of the Shortfall in internal resources, Turkey is forced to rely on import for liquid gas and therefore, pollution and dependence on imports are likely to increase in the future.

The main question for this project is: which regulatory basis and special measures are needed in order to ensure that 12% of wind energy usage is reached by the year 2020.

For the above, the following methodology has been used.

In order to produce 12% of energy out of wind energy in the year 2020, which is the goal of this project, data have been taken from the Wind atlas of Turkey.

However to estimate the potencial of wind energy one can rely on the specimen equipment of 1500 kW and its technical characteristics.

The calculation of the production cost for electricity from wind energy according to the annuity value has resulted from different variances. For the first scenario, the growth rate of the leading World economies has been taken in to consideration with regards to Turkish economy. The second factor is that the statistical and dynamical costs of the scenes has been demonstrated in order to realise the impact of regulation on energy politics and the needed measures while taking into consideration the necessary models on wind energy and the resource from international experience.

It is also necessary to regulate those price driven strategies such as feed in tariffs.

The important results from this project are:

- The wind energy in Turkey despite its unstable economic situation is competitive with fossil energy.
- There is the need for political measures and support if the aim is to be met.
- For the realisation it is necessary to have laws to regulate rates and price driven strategies.
- 16 billion Euro investment costs untill 2020.
- 342.200 employments can be created.
- It is possible to reduce CO2 equivalent emissions by 42 million tons.

## Zusammenfassung

Aufgrund der weiteren erfolgreichen Entwicklung der Windenergie hat sich die Energiepolitik vieler Ländern auch auf diese neue und umweltfreundlichere Art der Energiegewinnung konzentriert. Während in der westlichen Welt die Windenergie als hilfreiches Mittel zur Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen eingesetzt wird, zieht man aus ihr in Entwicklungsländern andere Vorteile. Ein rasantes Wirtschaftswachstum in den asiatischen Ländern (China und Indien), wie auch in anderen Teilen dieser Erde (Brasilien), macht die Erschließung von zusätzlichen Energiequellen notwendig.

Die türkische Wirtschaft wächst stetig durchschnittlich um 8% jährlich, aus diesem Grund besteht ein hoher Bedarf an Investitionen in Energieerzeugungsanlagen.

Da die einheimischen Ressourcen nicht ausreichend sind, ist die Türkei gänzlich auf den Import fossiler Brennstoffe angewiesen und ca. 70% der türkischen Elektrizität wird aus fossilen Brennstoffträgern erzeugt. Im Jahr 2020 wird dieser Anteil auf 82% anwachsen und eine enorme Steigerung der Treibhausgasemissionen und Importabhängigkeit nach sich ziehen.

In der Türkei wird der Strombedarf vorwiegend durch Wasserkraft und durch fossile Energieträger, wie Kohle, Erdgas und Erdöl gedeckt.

In großen Mengen wird Elektrizität durch das GAP (Südost Anatolien Projekt) produziert und auf dem Landweg in sehr weit entfernt liegende Ballungszentren wie Ankara und Istanbul geliefert. Dies führt zu enormen Übertragungsverlusten. In den letzten fünf Jahren führte dies zu einer enormen Trockenheit und Dürre im Osten des Landes, was wiederum zu einem Absinken des Wasserspiegels und in weiterer Folge zu einer geringeren Stromerzeugung führte.

Wenn ein kleiner Anteil des Energiebedarfes durch Windenergie gedeckt wird, werden sich mit der Zeit neue Märkte für die Windenergie ergeben. Die lokale Produktion von Windturbinen, die Bildung von lokalen Konsortien (inklusive Technologietransfer) sind in diesen Märkten Faktoren von großer Bedeutung. Zudem ist das Umweltproblem mehr denn je evident geworden: die Bevölkerung wächst und ein großer Teil der Energie wird in thermischen Kraftwerken mit niedrigem Wirkungsgrad hergestellt.

Die Ägäis-, Marmara- und Ostmittelmeerregionen der Türkei sind in der glücklichen Lage über hohe Windgeschwindigkeiten zu verfügen. Gleichzeitig sind dies Industrie- und Agrarregionen des Landes. Aus diesem Grund ist es mehr denn je notwendig sich um die Erschließung und Nutzung dieser einheimischen Quellen zu bemühen. Ein 12%-iger Windenergieinput in einer Energiemischung aus anderen erneuerbaren Energien,

Kohle, Wasser und Erdgas würde die Türkei nicht nur von der Abhängigkeit von Importbrennstoffen emanzipieren, sondern auch in erheblichem Ausmaß die Treibhausgasemissionen verringern helfen.

Unter diesen Rahmenbedingungen lautet die zentrale Fragestellung dieser Arbeit: Welche regulatorischen Randbedingungen und welche sonstigen Maßnahmen sind nötig, um einen 12% Windenergieanteil bis zum Jahr 2020 erreichen zu können.

Dazu werden folgende Methoden verwendet:

- Analysen von Marktentwicklung, Wettbewerb, gesetzliche Randbedingungen und Auswertung des türkischen Strommarktes.
- Verarbeitung der meteorologischen Gegebenheiten zur Berechnung von Windpotenzialen und Nutzung der Windenergie laut dem Windatlas Türkei.
- Wirtschaftlichkeitsanalyse der Windenergie in der Türkei nach der Annuitätsmethode.
- Erstellung des Szenarios 12% Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020 und Berechnung der statischen und dynamischen Stromerzeugungskosten sowie ökologische und volkswirtschaftliche Auswirkungen des Szenarios.
- Analysen der internationalen Erfahrungen mit unterschiedlichen Maßnahmen bei Realisierung ähnlicher Szenarien.

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Studie sind:

- Die Türkei hat mit ihrem technischen Windenergiepotenzial von rund 183 TWh/a das größte Windenergiepotenzial innerhalb der europäischen OECD-Staaten.
- Nach der Referenzanlage von 1.500 kW bewies durchschnittlich sehr hohe Volllaststunden wie von rund 1600 h für die gesamte Türkei auf.
- Die meteorologischen Gegebenheiten lassen eine gute Leistungsbereitstellung erwarten. Bei einer Referenzanlage mit 1.500 kW könnte man mit durchschnittlichen 2575 Volllaststunden pro Jahr dieses Szenario 12% Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020 erreichen.
- Windenergie ist trotz der unstabilen Wirtschaftssituation in der Türkei mit fossilen Energieträgern konkurrierbar.
- 16 Milliarden € Investitionskosten sind bis zum Jahr 2020 nötig.
- 342.200 Arbeitsplätze können geschaffen werden

- Es können dadurch 42 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen vermieden werden.

Für eine gezielte Förderpolitik wären gesetzlich geregelte Einspeisetarife, die die noch auftretenden Mehrkosten der Windenergieerzeugung zur herkömmlichen Stromerzeugung decken, vonnöten.

Um dieses Ziel zu erreichen bedarf es politischer Maßnahmen und Förderungen. Es sollte nicht im Interesse des Landes liegen, eine starke Abhängigkeit zu den Erdgasimporteuren aufzubauen, sondern Windenergie als einheimische und saubere Energiequelle nutzen.

## 1 Einleitung

Die Windkraft ist neben der Wasserkraft jener erneuerbare Energieträger, mit dem man relativ schnell und im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien relativ kostengünstig große Leistungen installieren kann.

Einen ersten Höhepunkt erlebte die Windkraft Mitte des 19. Jahrhunderts. Zu dieser Zeit waren in Europa etwa 200.000 Windmühlen im landwirtschaftlichen Einsatz. Anfang des 20. Jahrhunderts erfolgte eine Verdrängung dieser Windmühlen durch Kohle und Öl. Erst als mit der Energiekrise der 90er Jahre erstmals eine Verknappung dieser Energieträger spürbar wurde, entsann man sich wieder der Windkraft.

Die Industrieländer setzen hauptsächlich aus Gründen der Umweltfreundlichkeit auf Windenergie. In Entwicklungsländern liegt der Vorteil der Windenergie darin, dass die Anlagen schnell installiert werden können und darüberhinaus keine weiteren Treibstofflieferungen mehr notwendig sind.

### 1.1 Motivation

Die Debatte über den Umwelt- und Klimaschutz, die seit den achtziger Jahren kontinuierlich geführt wird, hat zur Veränderung der Energiepolitik in vielen Industrieländern beigetragen. Insbesondere der exzessive Gebrauch fossiler Energieträger und der damit verbundene massive Ausstoß von CO<sub>2</sub> ist als Hauptursache für den Treibhauseffekt erkannt worden.

Als Antwort darauf haben viele Regierungen Ziele zur Verringerung des CO<sub>2</sub> Ausstoßes aufgestellt. Auf der Suche nach Lösungen zur Neuorganisation der nationalen Energieversorger ist klar geworden, dass eine umweltfreundliche und nachhaltige Energiepolitik nur durch die Mobilisierung aller Energiesparmöglichkeiten in Kombination mit einem intensivierten Gebrauch von erneuerbaren Energiequellen erreicht werden kann. Um zu einer wahrhaftig nachhaltigen Energiepolitik zu gelangen, müssen sämtliche Energiequellen, die in einen Energiemix einfließen, bestimmte Schlüsselbedingungen erfüllen: langausreichende Ressourcen, technische und ökonomische Verfügbarkeit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit.

Unter diesen Randbedingungen haben erneuerbare Energieträger (EET) in der internationalen Diskussion um die zukünftige Sicherung der Energieversorgung in den letzten Jahren beträchtlich an Stellenwert gewonnen. Die Verwendung

erneuerbarer Energiequellen soll vor allem eine Entlastung der Umwelt bezüglich der Schadstoff- und CO<sub>2</sub>-Emissionen bewirken. Windenergie hat als ein EET bewiesen, dass sie eine lebensfähige Option für die nahe Zukunft und mit den fossilen Energieträgern wirtschaftlich wettbewerbsfähig ist .

Die Windenergie wies mit durchschnittlich 25%/a die größte jährliche Wachstumsrate beim weltweiten Trend nach Energieeinsätzen auf.<sup>1</sup> Alleine Deutschland hat als Weltführer zw. 1996 und 2002 jährlich mit durchschnittlich 40%/a Wachstumsrate seine Kapazität entwickelt. Die Wachstumsrate in Spanien lag bei rund 69%/a und die in Dänemark bei 24%/a.

Die Türkei besitzt ein sehr hohes Windenergiepotenzial (das größte Potenzial OECD weit, Van Wijk, A.J.M; Coelingh, J.P. (1993)), besonders an der Westküste, von Canakkale bis Datca mit einem Kapazitätsfaktor<sup>2</sup> von 30% bis 40%.

Ca. 70% der türkischen Elektrizität wird mit fossilen Brennstoffen erzeugt. Bis zum Jahr 2020 wird dieser Anteil auf 82% anwachsen und eine enorme Steigerung der Treibhausemissionen und Importabhängigkeit nach sich ziehen<sup>3</sup>.

Im Jahr 1997 wurde das Weißbuch der Europäischen Union "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger" veröffentlicht. Darin wird gefordert, dass bis zum Jahr 2010 der Anteil an EET von damals durchschnittlich 6% auf 12% zu erhöhen ist; Als ein EU- Kandidatenland muss die Türkei ihre zukünftige Energieversorgung nach diesen Forderungen planen. Windenergie kommt in diesem Zusammenhang besonders in Betracht.

## 1.2 Zentrale Aufgabenstellung dieser Studie

In dieser Studie werden die Windenergiepotenziale in der Türkei unter den Rahmenbedingungen des türkischen Strommarktes untersucht. Die zentrale Aufgabenstellung dieser Arbeit lautet:

„Welche Randbedingungen und welche sonstigen Maßnahmen sind nötig, um einen 12%-igen Windenergieanteil bis zum Jahr 2020 erreichen zu können?“.

Dazu werden die folgenden Faktoren berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> The Choice; An Energy Strategy for the 21 Century, Worldwatch News Release,2001

<sup>2</sup> **Kapazitätsfaktor**; tatsächliche Energieproduktion dividiert durch den theoretischen, maximalen Ertrag, wenn die Anlage bei Nennleistung die gesamten 8766 Stunden eines Jahres laufen würde.

<sup>3</sup> Internationale Förderungsmodelle, (auf Türkisch) [www.egetek.unimedya.net.tr/pages/Christ01.html](http://www.egetek.unimedya.net.tr/pages/Christ01.html);

- Der türkische Strommarkt und die Prognosen für die Stromerzeugung nach den Energieträgern für das Jahr 2020.
- Windenergiedaten für die Türkei und die Berechnungen der Windenergiepotenziale.
- Szenario 12% Strom aus Windenergie im Jahr 2020 unter Berücksichtigung der Erwartungen für die Welt - Windenergieentwicklung und der ökologischen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Szenarios.
- Die Fördermaßnahmen im internationalen Vergleich, um dieses Ziel zu erreichen.

### 1.3 Aufbau der Arbeit

Die verwendete Methodik basiert auf Prognosen für die türkische Stromerzeugung bis zum Jahr 2020. Für das Szenario 12% der Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020 zu decken liegen Windmessungen zugrunde, die aus dem Windatlas der Türkei entnommen werden. Um das Windenergiepotenzial abschätzen zu können wird von einer 1.500 kW Referenzanlage ausgegangen und die charakteristische Kenngrößen dieser Anlage verwendet.

Der Berechnung der Erzeugungskosten für Strom aus Windenergie werden zwei Faktoren zugrunde gelegt. Einerseits der Annuitätenfaktor (zwei berechnete Werte) in Abhängigkeit vom jährlichen Ertrag in der Türkei, andererseits die Investitionskosten (zwei gewählte Werte). Es ergeben sich daraus vier mögliche Kombinationen die behandelt werden.

Bei der Erstellung des Szenarios wird die Wachstumsrate der marktführenden Länder berücksichtigt und an die Türkei angepasst. Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Szenarios werden wieder beide Variationen berücksichtigt. Um die Grenzkosten der Erzeugung zu erhalten werden die statischen Kosten berechnet, und um diese Kosten zu dynamisieren wird die Annahme getroffen, dass historische Kostensenkungen des Weltmarktes auch die Kostenstruktur des türkischen Strommarktes bestimmen wird.

Die ökologischen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen, die eine Realisierung des Szenarios ergäben, werden durch Vergleich mit verschiedenen Studien behandelt.

Schließlich wird im letzten Kapitel der Versuch unternommen, Antworten, die regulatorische und energiepolitische Maßnahmen zur Realisierung des 12% Szenarios

betreffen, zu geben. Es werden Förderungsmodelle zur Windenergie und internationale Erfahrungen berücksichtigt und nach den Preisregelungen der Einspeisetarif für die jährlichen Förderkosten berechnet. Für den türkischen Energie-markt wird versucht Probleme aufzuzeigen und Lösungsansätze darzustellen.

Bei der Sammlung von Daten werden Studien türkischer wie auch internationaler Energie- und Windenergieinstitutionen und -behörden verwendet, sowie der Windenergieatlas der Türkei, Türkei Report von IEA und Studien vom deutschen Windenergieinstitut DEWI.

Zu den wichtigsten Quellen zählen zwei Bücher (Erneuerbare Energien; Kaltschmitt, Wiese, Streicher; 2003 und Erneuerbare Energien in Österreich; Neubarth, Kaltschmitt; 2000), mehrere Studien, die vom Institut für Energiewirtschaft der TU Wien stammen, die Studie Windforce 12 sowie eine umfangreiche Internetrecherche.

Eine große Hilfe waren auch persönliche Interviews mit türkischen Windenergieunternehmen, die im Rahmen der Datensammlung erfolgten.

Schwierigkeiten bei der Datensammlung entstanden durch eine fehlende Standardisierung für Energiekosten und mangelhafte Informationen betreffend Windenergienutzung in der Türkei.

## **2 Das Energiesystem der Türkei<sup>4</sup>**

In diesem Kapitel wird der türkische Energieverbrauch ausgehend aus Primärenergie bis zum Nutzenergieverbrauch dargestellt. Daneben werden die langfristige Entwicklung der Energienachfrage bis zu dem Jahr 2020 und der türkische Strommarkt im Rahmen der Liberalisierung analysiert.

### **2.1 Allgemeines zur Strommarktliberalisierung**

Die fortschreitende Liberalisierung des Energiemarktes und die Annäherung an die Europäische Union lösten in der Türkei neue Reformen im Energiebereich aus. Vor diesem Hintergrund wurde am 3. März 2001 das "Energiemarkt-Gesetz" beschlossen, das den Rahmen für alle entsprechenden Aktivitäten bildet.

#### **2.1.1 Anteil der privatrechtlichen Energieversorger in der Türkei**

Parallel zu weltweiten energiewirtschaftlichen Entwicklungen wurden Anfang der 80er Jahre erstmals parlamentarische Sitzungen über die Öffnung und Privatisierung des türkischen Energiemarktes durchgeführt.

Es setzte sich zunehmend die Einsicht durch, dass mit einer stärkeren Wettbewerbsorientierung die wirtschaftliche Effizienz der Energieversorgung gesteigert und der Bedarf zusätzlicher Erzeugungskapazitäten abgedeckt werden könnte sowie u. U. die teilweise als „übererhöht“ empfundenen Strompreise gesenkt werden könnten.

Erst Ende 1984 ist dann dem Privatsektor die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und der Verkauf von Elektrizität erlaubt worden. Der Status einer Betätigung von Privatunternehmen im Energiesektor wird mit dem folgenden Gesetz (Nr. 3096, Amtsblatt vom 19.12.1984): „Richtlinien der privat-rechtlichen Stromerzeugung, -verteilung, -transport und -vertrieb“ definiert - insbesondere Artikel 4. Obwohl der Privatsektor auf den Erlass dieses Gesetzes sehr positiv reagiert hat, die Bereitschaft einer aktiven Beteiligung im Energiesektor vorhanden war, sowie auch Pläne zum Bau neuer Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 5.500 MW existierten, dauerte es aber immer noch 12 Jahre bis die erste Anlage nach diesem Gesetz

---

<sup>4</sup> Beruht auf dem Länderbericht der Türkei; Sahin M., (2002)

betrieben werden konnte. Verantwortlich für die Verzögerung waren neben den bürokratischen Hindernissen vor allem einzelne Bestimmungen dieses Gesetzes, die durch das oberste Gericht für unwirksam oder undurchführbar erklärt worden sind. Ziel dieses Gesetzes war und ist es, die Monopolstellung des damaligen Staatsunternehmens TEK aufzuheben, für den Privatsektor auch den rechtlichen Rahmen für die Eigenerzeugung zu schaffen sowie kapitalkräftige Partner für die Modernisierung bestehender Anlagen im Bereich der Erzeugung und des Netzes zu gewinnen. Hierbei werden neben der Eigenerzeugung der Industrie 4 Modelle für den Energiesektor angewendet. Diese sind:

- Yap-Islet-Devret“ (YID),
- Yap-Islet-Sahip-Ol“ (YOP),
- Isletme Hakkı Devri“ (IHD) und
- Yap-Islet“ (YI).

#### **2.1.1.1 YID-Modell (BOT; Build-Operate-Transfer)**

Das YID-Modell, welches unter Gesetznr. 3096 des Energiewirtschaftsgesetzes definiert ist, existiert in der Türkei seit 1984. Mit Änderungsgesetzen Nr. 3996 (Amtsblatt vom 13.06.1994) und Nr. 4493 (Amtsblatt vom 22.12.1999) wurde das Gesetz 3096 den Marktverhältnissen angepasst. Obwohl das Modell ein rein finanztechnisches Investitionsverfahren darstellt, ermöglicht es den privatrechtlichen Investoren ihr Know-how und Kapital in Kraftwerksanlagen, Netzen und im Stromhandel zu investieren. Die Investoren haben somit die Möglichkeit, die von ihnen selbstfinanzierten Anlagen für eine bestimmte Laufzeit zu betreiben. Der überwiegende Teil der privatrechtlichen Kraftwerksbetreiber, die die erzeugten Strommengen an TEAS nach diesem Modell verkaufen, werden nach einer Betriebslaufzeit von 16 bis 20 Jahren diese Anlagen an TEAS übergeben. Während dieser Phase muss der Strommonopolist TEAS diese Strommengen zu einem vorher fest vereinbarten Einkaufspreis abnehmen.

Nach diesem Modell sind bis heute (Stand: März 2001) 7 Kraftwerksanlagen mit einer Leistung von 309 MW und einer Jahresenergie von 2,2 Mrd. kWh in Betrieb genommen worden. Das gesamte Investitionsvolumen beträgt ca. 278 Mio. US-\$. Daneben werden zurzeit 7 Wasserkraftwerke mit einer Leistung von 974 MW und einer Jahresenergie von 3,7 Mrd. kWh und 3 konventionelle (Wärme-)Kraftwerke mit einer Leistung von 1.140 MW gebaut. Das Investitionsvolumen dieser Anlagen

beträgt ca. 4,2 Mrd. US-\$. Des Weiteren sind von Investoren Genehmigungsanträge für 35 Anlagen mit einer Kapazität von 5.000 MW beantragt worden.

Die erhöhte Anzahl der Genehmigungsanträge der Investoren im Bereich der Windkraftwerke macht die Möglichkeit deutlich, dass in Zukunft die Windenergie einen „spürbaren“ Anteil an der gesamten, installierten Leistungskapazität der Türkei haben kann.

#### **2.1.1.2 YOP-Modell**

Das YOP-Modell unterscheidet sich von dem YID-Modell nur dadurch, dass solche mit Betriebslaufzeiten genehmigten Anlagen nicht an den Staat abgegeben werden müssen. Die Anwendung dieses Modells wird zurzeit nicht praktiziert, soll aber für künftige Investitionsvorhaben im Energiebereich in Betracht gezogen werden.

#### **2.1.1.3 IHD-Modell**

Das Hauptaugenmerk dieses Modells ist es, die Modernisierung und Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen voranzutreiben. So wurden nach dem Ministerratsbeschluss vom 05.04.1998 die Möglichkeit eröffnet, für die thermischen Kraftwerke in Tuncbilek A-B, Soma A-B, Orhaneli, Catalagzi B und Cayirhan das Betreiberrecht an interessierte Investoren abzugeben. Die Betriebslaufzeit solcher Anlagen beträgt bis zu 20 Jahren. Für die Kraftwerke in Yatagan, Yeniköy und Kemerköy eröffnete der Ministerratsbeschluss vom 28.05.1998 und für Kangal vom 17.06.1998 die Möglichkeit der Handhabung dieses Modells.

Der am 02.08.2001 erlassene Ministerratsbeschluss ermöglicht seit kurzem die Herabsetzung der Mehrwertsteuer (Katma Deger Vergisi - KDV) von 18% auf 1% für sämtliche Anlagen der Elektrizitätswirtschaft. Somit wird auch dieses Modell in diese ermäßigte Steuergruppe integriert. Sinn und Zweck dieser Ermäßigung begründet der Ministerrat mit der steuerlichen Gleichbehandlung der obigen Modelle.

#### **2.1.1.4 YI-Modell (Build- Operate)**

Die Anwendung des BO-Modells erfolgte erst im Jahr 1997 durch den Erlass mit der

Gesetzesnr. 4283 des Energiewirtschaftsgesetzes. Insgesamt sind derzeit (Stand: 10/2000) für 4 Erdgas-Kraftwerke (Adapazari, Gebze I-II, Ankara und Izmir-Aliaga) und ein Importkohle-Kraftwerk (Gesamtleistung der 5 Kraftwerke: 5.200 MW) mit entsprechenden Investorengruppen die Verträge abgeschlossen, so dass diese Anlagen bis spätestens 2003 in Betrieb genommen werden können. Nach diesem Modell sollen weitere 7 thermische Kraftwerke mit einer Leistung von 5.500 MW bis zum Jahr 2008 zusätzlich ins Stromnetz integriert werden.

Neben den Erzeugungsanlagen wird nach dem BO-Verfahren versucht, die Wirtschaftlichkeit der Netze voranzutreiben. Um eine regionale Preistarifizierung und geringe Netzverluste zu erreichen, wurde das türkische Stromnetz in 29 regionale Netze aufgeteilt. Für diese Aufteilung waren als Kriterien der Jahresverbrauch und der aktuelle Stand der Netze maßgebend. Des Weiteren besteht für ausländische Investoren die Möglichkeit, das "Betreiberrecht" eines jeweiligen Netzes zu übernehmen. Neben den 4 schon vorher privatisierten Netzen wurden für 25 Netze nach dem BO-Verfahren ausländische Partner gesucht. Das Betreiberrecht für 20 dieser 25 Netze wurde an die meistanbietende Investorengruppe abgegeben. 5 Netze wurden nicht an Investoren abgegeben, da das Investitionsvolumen nicht ausreichend war. Der Ministerratsbeschluss vom 05.04.1998 ermöglichte das Betreiberrecht des jeweiligen Stromnetzes für 30 Jahre den entsprechenden Investoren zu überlassen. Dieser Übergang erfolgt Schritt für Schritt je nach Firmenform und Stand des Investors.

#### **2.1.1.5 Eigenerzeugung**

Der Anteil der privatrechtlichen Stromeigenerzeugung beläuft sich auf ca. 15% der gesamten Erzeugung. Ein Teil dieser Erzeugung wird an den Strommonopolisten TEAS verkauft, aber hauptsächlich ist diese Eigenerzeugung von Industrieunternehmen.

Nach den gesetzlichen Vorschriften einer Eigenerzeugungsanlage hat der derzeitige Strommonopolist TEAS und der Netzmonopolist TEDAS mit den entsprechenden Industriebetrieben Rahmenverträge abgeschlossen. Diese 39 Eigenerzeugungsanlagen, die den eigenen Bedarf der Industriebetriebe abdecken, haben eine Leistungskapazität von 885 MW und erzeugten im Jahr 1999 eine Jahresenergie von 6,8 Mrd. kWh. Daneben wurden entsprechende Rahmenverträge für 48 geplante Eigenerzeugungsanlagen mit einer Leistung von 1.114 MW und einer Jahresenergie von 7,4 Mrd. kWh abgeschlossen. Des weiteren sind nach diesem Modell über 52

Anträge beim Energieministerium eingereicht worden. Für diese Anlagen mit einer Leistung von 1.841 MW und eine durchschnittliche Jahresenergie von 8,4 Mrd. kWh müssen entsprechende Baumaßnahmen bzw. Genehmigungen noch erarbeitet werden.

Am 16.08.1985 wurde der Paragraph 85/9799 des Gesetzes "Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Sirketi ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Sirketi Disındaki Kuruluslara Elektrik Enerjisi Üretim Tesisi Kurma ve İşletme İzni Verilmesi Esaslarını Belirleyen Yönetmelik" durch den Paragraphen 98/11982 ergänzt, welcher ab 01.11.1998 die Anerkennung der mit Hilfe von Windkraft und Sonnenenergie arbeitenden Erzeugungsanlagen als Eigenerzeugungsanlagen ermöglicht. Erst diese Gesetzesänderung ermöglicht es den Unternehmen und den Kommunen den Eigenbedarf mit Hilfe von Eigenerzeugungsanlagen basierend auf Windkraft und Sonnenenergie abzudecken.

### **2.1.2 Das neue Energiewirtschaftsgesetz**

Anfang März 2001 ist das neue Energiewirtschaftsgesetz in Einklang mit der Elektrizitätsdirektive der Europäischen Kommission vom türkischen Parlament verabschiedet worden. Das neue Gesetz wird erst im Jahr 2003 in Kraft treten. Erst ab diesem Zeitpunkt werden private sowie ausländische Energieversorger in der Türkei sich dem Stromwettbewerb stellen.

Für die türkische Stromwirtschaft können grundsätzlich drei Versorgungsstufen unterschieden werden.

- die Erzeugungs- und Importstufe,
- die Transport- und Verteilungsstufe sowie
- die Endverbraucherstufe

Zu beachten ist, dass die privaten Kraftwerksbetreiber den überwiegenden Teil der erzeugten Mengen der Handelsgesellschaft TETAS zum Weiterverkauf anbieten. Die letzte Stufe wird durch das staatliche Versorgungsunternehmen TEDAS (Türkiye Elektrik Dağıtım Kurumu A.S.) wahrgenommen. Beide Unternehmen sind erst 1994 durch die Zerschlagung des damaligen Strommonopolisten TEK (Türkiye Elektrik Kurumu A.S.) entstanden. Im Zuge der weiteren Privatisierung der jeweiligen Versorgungsstufen ist TEDAS in 29 regionale Netzbetreiber aufgeteilt worden.

Parallel zur EU-Strommarkttrichtlinie ist auch TEAS im Oktober 2001 in drei selbständige Gesellschaften aufgeteilt worden. Dabei betreibt eine Gesellschaft (Elektrik Üretim A.S.- EÜAS) diejenigen Kraftwerke, die nicht an Private verkauft werden können und/oder sollen. Die zweite Gesellschaft (Türkiye Elektrik İletim A.S.- TEİAS) kümmert sich um die überregionale Stromverteilung, die dritte (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.S.- TETAS.) kümmert sich als Handelsgesellschaft neben Stromimporten und -exporten auch darum, von den privat betriebenen Kraftwerken die Strommengen abzunehmen, zu denen sich die türkische Regierung in den Abnahmeverträgen verpflichtet hat.

Sämtliche Aktivitäten der staatlichen Versorgungsstufen sind dem Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen unterstellt.

Es gibt eine staatliche Aufsichtsbehörde. Diese Behörde EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, staatliche Kommission für Energieregulierung) wird den Wettbewerb des liberalisierten Marktes beobachten und bei Bedarf regulierende Maßnahmen treffen. Die Verträge zwischen privaten Stromerzeugern und "geeigneten Großabnehmern" wird sie nicht prüfen. Eingreifen soll diese Behörde allerdings bei Stromverbrauchern, die weniger als 9 Mio. kWh/a konsumieren und daher ihren Versorger nicht frei wählen können.

In diesem Fall wird die Regulierungsbehörde den Strompreis auf der Grundlage der Produktionskosten überprüfen. Gegenwärtig sind ca. 850 Stromverbraucher als "geeignete Großabnehmer" qualifiziert, die ihren Versorger von 2003 an frei wählen können. Ziel ist es, den dazu erforderlichen Mindestverbrauch stufenweise zu senken, so dass schließlich auch Haushalte ihre Versorger frei wählen können. Künftig soll es nicht mehr möglich sein, dass der Tarif einer Verbrauchergruppe oder -region andere Konsumententarife subventioniert.

Eine Besonderheit der Deregulierung des türkischen Strommarkts sind die hohen Kapitalkosten und kurzen Kreditlaufzeiten für private Investoren. Daher bieten diejenigen, die sich nicht günstiger verschulden können als der türkische Staat, den Strom in den ersten Jahren nach der Abnahmeverpflichtung des Staates zu hohen Preisen an.

Nach Analysen des Energieministeriums werden ab dem siebten und achten Jahr die Stromproduktionskosten aber auf 3 bis 4 \$-Cent sinken, so dass die privaten Investoren daran interessiert sind, von ihren Verpflichtungen gegenüber dem türkischen Staat befreit zu werden.

Das größte Ziel ist es, eine Überkapazität an Strommengen hervorzurufen, um einen „richtigen“ Wettbewerb im Stromhandel zu gewährleisten.

Parallel zur Deregulierung des Strommarktes versucht der türkische Staat künftig die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Modelle nicht mehr weiter zu verfolgen. Hierbei wird das Modell „Varlik Satisi“ („VS“) favorisiert. Dies sieht den Verkauf bzw. die Überlassung des Betreiberrechts für Kraftwerke und Netze an private Investoren ohne etwaige Garantien (z. B. Abnahmeverpflichtungen des türkischen Staates für die erzeugten Strommengen) vor.

Inwieweit das Modell „VS“, das von türkischen Finanzkreisen und von der Weltbank „vorgeschrieben“ wird, zur Finanzierung derzeitiger oder neuer Anlagen genutzt werden kann, wird sich bei der Umsetzung zeigen. Zurzeit liegen diesbezüglich keine Erfahrungswerte vor. Man rechnet jedoch für die ersten „VS“-Anlagen mit einer Übergangsfrist von 5-6 Jahren, da erwartungsgemäß Investoren die neuen Marktbedingungen beobachten werden.

## 2.2 Der türkische Strommarkt

Der jährliche Stromverbrauch in der Türkei beträgt ca. 130.000 GWh. Der Jahresverbrauch 2001 (2000) lag bei 125.600 (128.300) GWh. Der jährliche Pro-Kopf-Verbrauch liegt bei 1.934 (1.950) kWh und ist somit mit dem im Durchschnitt auf jeden Weltbürger entfallenden Stromverbrauch von gut 2.000 kWh pro Jahr auf gleichen Niveau (Abb. 2-1).

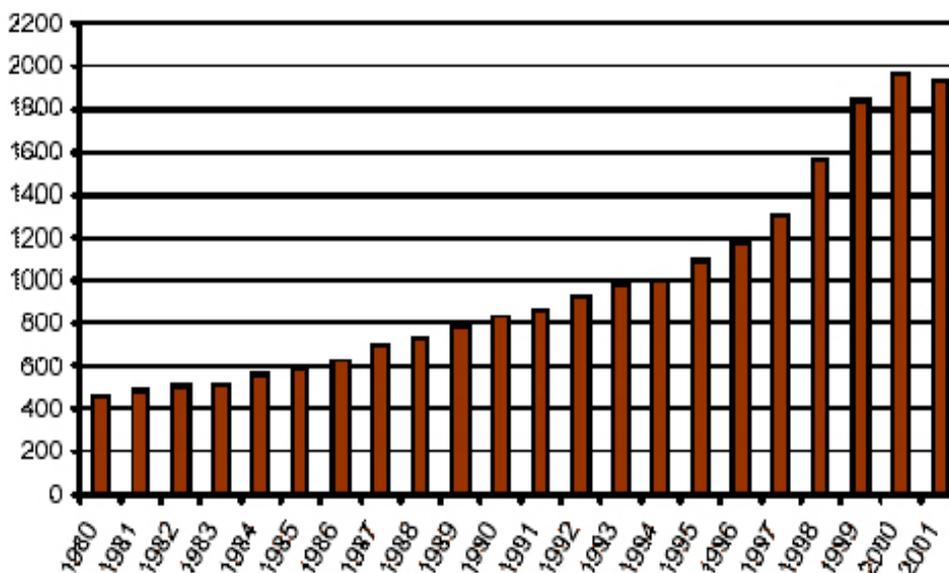


Abb. 2. 1: Jährlicher Pro-Kopf-Verbrauch in kWh für die Jahre 1980 bis 2001 (Sahin, Türkei Bericht 2002)

In Abb. 2-3 wird der Gesamtenergieverbrauch und die elektrische Energie pro Kopf mit dem internationalen Verbrauch verglichen. Der Stromverbrauch in der Türkei ist deswegen so niedrig, da die meisten Verbraucher aus Kostengründen den erheblichen Energieverbrauch durch LPG, Holz, Steinkohle oder Gas abdecken. Der Nettostromverbrauch ist 2001 im Durchschnitt über alle Verbrauchergruppen um 2,1% gesunken. Im Jahr 2001 verteilt sich der Stromverbrauch wie in Abb.2-2.

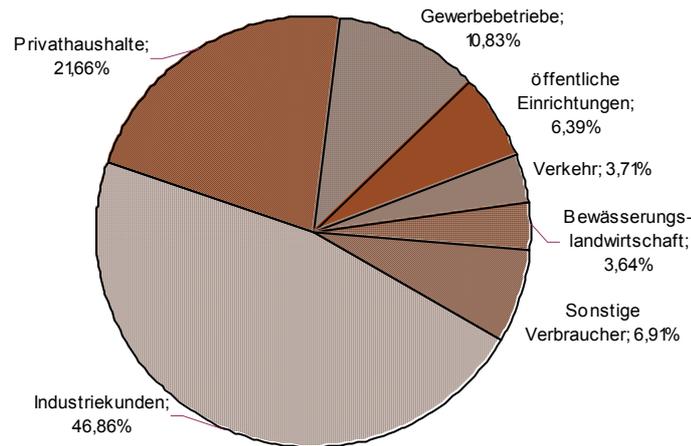


Abb. 2. 2: Verteilung des Stromverbrauchs nach Verbrauchergruppen für 2001 (nach EÜAS)

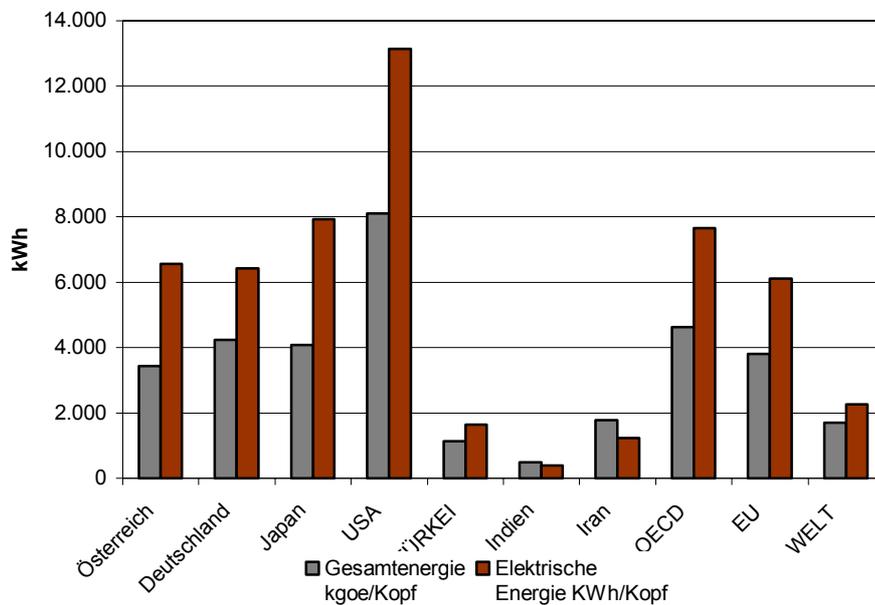
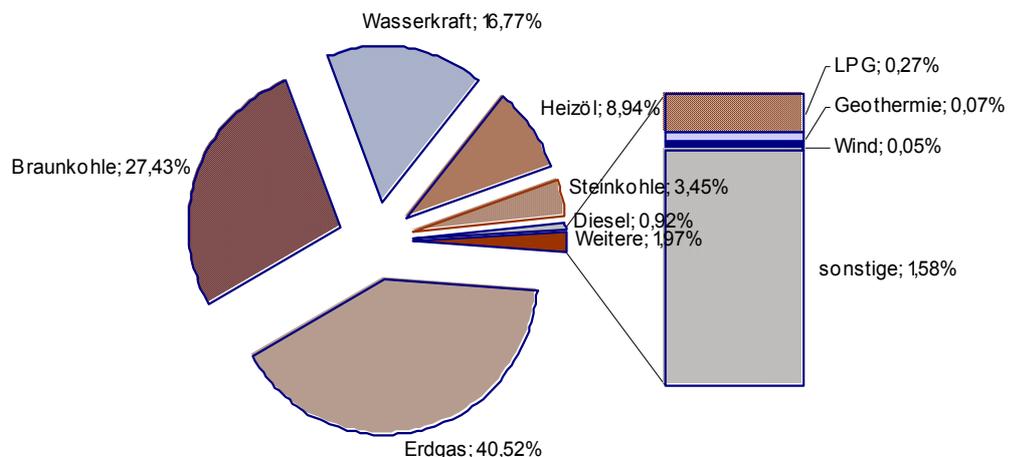


Abb. 2.3: Gesamtenergieverbrauch und elektrischer Energieverbrauch pro Kopf im internationalen Vergleich

In Abb. 2.4. ist die gesamte Stromerzeugung nach Einsatzenergien für das Jahr 2001 dargestellt. Somit stützt sich die Stromerzeugung bis zu 85 % auf die drei Säulen: Erdgas, Braunkohle und Wasserkraft.

Die installierte Leistungskapazität der landesweit verteilten 279 Kraftwerke beträgt 28.246 MW, davon sind 16.561 MW thermische Kraftwerke, 11.666 MW Wasserkraftwerke und 19 MW Windkraftwerke. Alle anderen Kraftwerkstechnologien (u. a. Solarenergie, Geothermie) spielen für die derzeitige Elektrizitätserzeugung noch keine wichtige Rolle.



**Abb. 2. 1: Die gesamte Stromerzeugung der Türkei nach Energieträgern für 2001**

### 2.2.1 Historische Entwicklung des Stromverbrauchs und Prognose

Der Stromverbrauch in der Türkei (Abb.2-5 ) stieg zwischen 1970 bis 2000 jährlich um 8 - 9 % . Dagegen stieg die jährliche Stromerzeugung zwischen

- 1982 - 1991 um 12 - 13 %
- 1992 - 1996 um 3,5 - 4 % und
- 1997 - 2001 um 6,5 - 7 %.

Im Jahr 2001 ist die Nachfrage an Energie zum erstenmal seit 1970 gesunken (Abnahme um 2,1% des Vorjahres-Wertes), weil die Türkei derzeit in der schwersten Wirtschaftskrise seit 50 Jahren steckt (Abb.2.2).

Ohne Krise würde die vom Energieministerium für 2001 prognostizierte Nachfrage bei 139,7 Mrd. kWh/a liegen. Nimmt man diesen Wert als Sollwert an, so sank die Nachfrage um 10,1%.

Daher ist eine langfristige Prognose des Energiebedarfs und für die Versorgungsstruktur schwierig und mit Unsicherheiten behaftet. So erreicht das Bruttoinlandsprodukt der Türkei pro Kopf (BIP) im Jahr 2000 nach den Angaben des Europäischen Statistikamts „Eurostat“ nur 28% des EU-Durchschnitts von 22.530 KKS<sub>3</sub> und lag damit etwa auf dem Niveau von Lettland und Litauen. Zwischen 1990-2000 stieg das BIP jeweils um 4%. Der Anteil der Staatsverschuldung des BIP betrug im Jahr 1999 46%. Spitzenreiter ist die Türkei in punkto Bevölkerungsdynamik. Die Quote der unter 15-jährigen liegt mit rund 30% weit über dem EU-Durchschnitt von 17%. Während die EU-Länder 2001 ein Wachstum von 2,4% erreichten, lag der Wert der Türkei bei 3,9% (2000: 7,2 %). Weiterhin prognostiziert man, dass das BIP von 3.615 US-\$ (2000) auf 15.047 US-\$ (2023) steigen soll. Eine solche BIP-Entwicklung würde die Türkei der Gruppe der führenden Industriestaaten zuordnen.

Für die Türkei rechnet das Energieministerium künftig mit 7 bis 10% Zuwachsraten beim Energieverbrauch. Wenn man davon ausgeht, dass die Produktionsrate in der Türkei jährlich bei 10% liegt, so bedeutet dies eine 7,5%-Erhöhung der jährlichen Stromnachfrage. Dementsprechend wird der Jahres-Energiebedarf der Türkei für 2010 mit 290 Mrd. kWh und für 2020 mit 547 Mrd. kWh prognostiziert. Unter Berücksichtigung dieser Gegebenheiten müssen in jedem Jahr Kraftwerksanlagen mit einer installierten Leistung von 3.500 MW in das Versorgungsnetz neu aufgenommen werden. Für diese Maßnahmen muss jährlich ein Budget von 3,5 Mrd. US-\$ (Annahme eines niedrigen Kostenfaktor 1.000 US-\$/kW) bereitgestellt werden. Unter Berücksichtigung der Verteilungs- und Transportkosten muss die Türkei jährlich über 4 bis 5 Mrd. US-\$ investieren.

Ein solches Investitionsvolumen wird weltweit nur noch von China und Indien übertroffen. Diese Investitionen muss und kann die Türkei nur mit ausländischen Partnern vornehmen. Um diesen Energiebedarf abdecken zu können, wurden und werden sowohl staatliche als auch private Investitionen beim Bau neuer Kraftwerksanlagen nach dem Yap-Islet-Devret-, Yap-Islet- und/oder Eigenerzeugungs-Modell (siehe Kapitel 2.1.1) bevorzugt behandelt.

Im Jahr 2010 soll die gesamte installierte Leistungskapazität der Türkei bei ca. 67.000 MW liegen. Um die Kapazitätserhöhung von 45.100 MW zu erreichen, wurde im Jahr 1997 vom Energieministerium der folgende Einsatz von 33 Kohlekraftwerken, 20 Erdgas-Kraftwerken, 6 Importkohle-Kraftwerken, 2 Atomkraftwerken und 75

Wasserkraftwerken vorgeschlagen, die bis 2010 zusätzlich in das Versorgungsnetz integriert werden müssen. Zwischen 1997 bis 2001 wuchs die installierte Leistungskapazität nur um 6.350 MW.

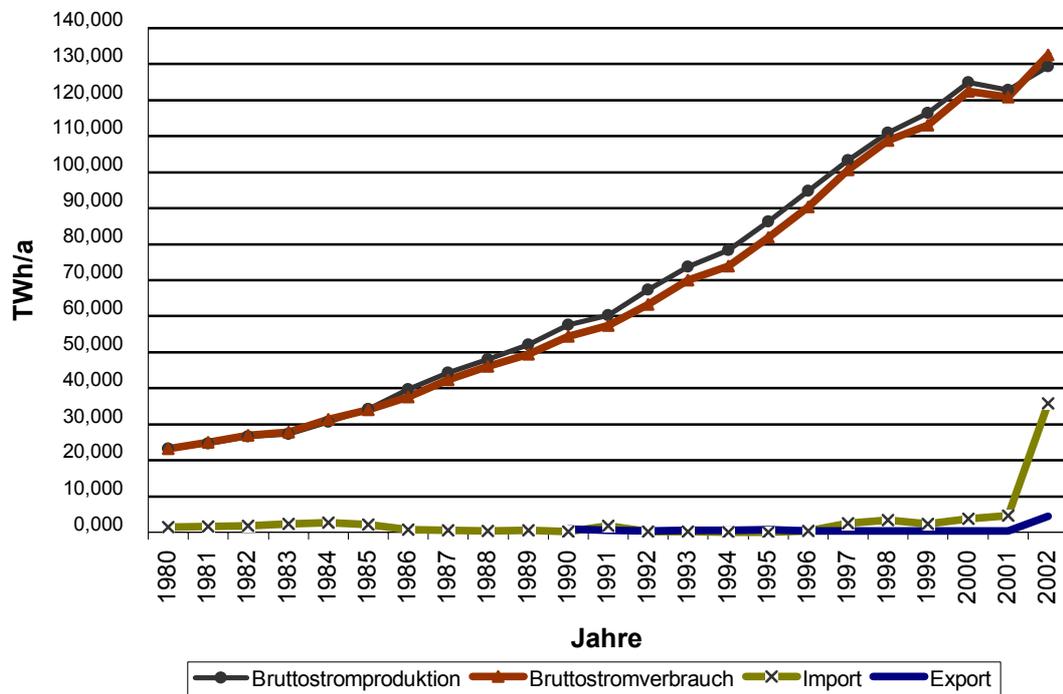


Abb. 2. 2: Historische Entwicklung der Bruttostromproduktion, Bruttostromverbrauch sowie Import und Export in der Türkei

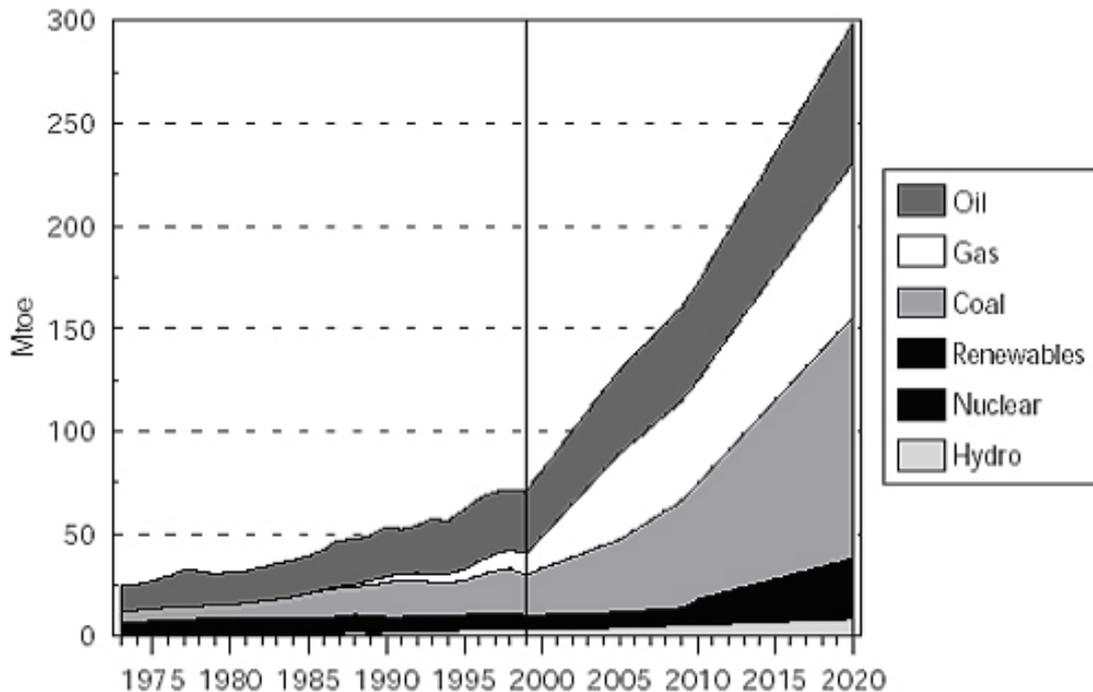
### 2.3 Betrachtung und Prognosen für die einzelnen Energieträger

Das oberste Ziel der türkischen Energiepolitik ist es, die Abhängigkeit von importiertem Erdöl abzubauen. Deshalb werden alle für eine zukünftige wirtschaftliche Nutzung in Frage kommenden Energiequellen, darunter auch die neuen und erneuerbaren, untersucht und ihre dazugehörigen Umwandlungstechnologien entwickelt. Im Folgenden soll sowohl von den fossilen Einsatzenergien als auch von den neuen und erneuerbaren Energiequellen, insbesondere von Wasserkraft, Sonne, Wind, Biomasse und Geothermie, das jeweilige Potenzial zur Energiegewinnung dargestellt werden.

Die gesamtwirtschaftliche Energienachfrage steht mit der Stromnachfrage in Beziehung und hängt daher wesentlich von deren Entwicklung ab.

### 2.3.1 Erdöl

Die Türkei besitzt im Verhältnis zu seinen im Nahen Osten liegenden Nachbarstaaten ein sehr geringes Erdöl-Vorkommen. Die derzeitigen Aktivitäten sind überwiegend im Bereich "Bohrung neuer Erdölquellen" und "Steigerung der Effektivität bestehender Bohrquellen" anzusiedeln.



**Abb. 2. 3: Historische Entwicklung und Prognose des Primärenergieverbrauchs (IEA, Turkey 2001 Review)**

Weiterhin kalkuliert die Türkei für die Ressourcen mit einem theoretischen Erdöl-Vorkommen in der Höhe von 980 Mio. t Öleinheiten (ÖE). Der Schwerpunkt der Förderung der landesweit bestehenden 667 Anlagen liegt im Südosten der Türkei (insgesamt 562 Anlagen, davon in Batman 498 und in Adiyaman 64). Von den gesamten Erdöl-Reserven (149,7 Mio. t ÖE) der bestehenden Anlagen sind von 1954 bis zum Jahr 2001 114,5 Mio. t ÖE gefördert worden. Demnach können in den nächsten Jahren 35,2 Mio. t ÖE Erdöl aus technisch nutzbaren Reserven gefördert werden. Nimmt man die im Jahr 2001 geförderte Menge von ca. 2,8 Mio. t ÖE als die jährliche Fördermenge an, so benötigt die Türkei bei der gleichen Kapazität der

Anlagen und ohne neue Bohrquellen für die Restmenge theoretisch nur noch 13 Jahre

Am Primärenergie-Verbrauch beträgt der Anteil des Erdöls ca. 50%, wobei 91% dieses Öls importiert wird. Im Jahr 2001 hat die Mineralölwirtschaft insgesamt 24,1 Mio. t Importrohöl, rund 2,8 Mio.t inländisches Rohöl und 4,2 Mio.t Halbfertigprodukte verarbeitet. Demgegenüber wurden 1,8 Mio. t Halbfertigprodukte exportiert. Die Türkei schätzt den gesamten Bedarf an Erdöl für das Jahr 2010 mit 47 Mio. t ÖE sowie für 2020 mit 64 Mio. t ÖE.

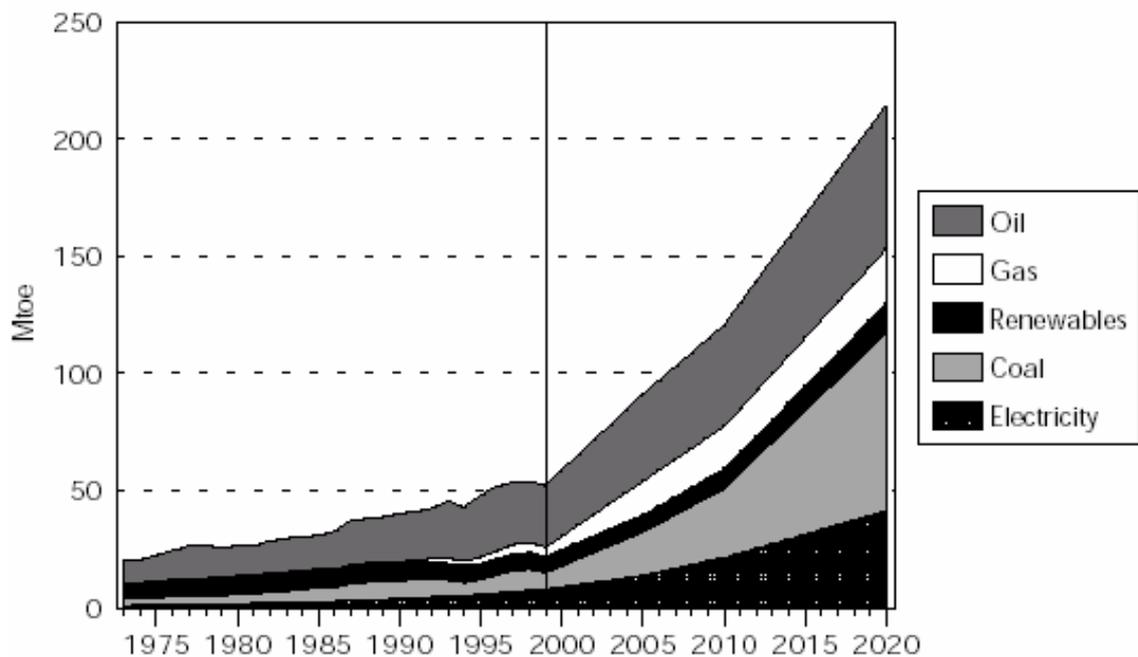


Abb. 2. 4: Historische Entwicklung und Prognose des Endenergieverbrauchs in der Türkei (IEA, Turkey 2001 Review)

### 2.3.2 Erdgas

Die ersten Anwendungen des Erdgases in der Türkei sind bis zum Jahr 1976 zurückzuverfolgen. Die generell sehr niedrige inländische Erdgasförderung (Stand 2000: Jahresförderung bei ca. 570 Mio.m<sup>3</sup> Erdgaseinheiten, d. h. ca. 4% der benötigten Erdgasmenge am Primärenergieverbrauch) wird von Industrie-kunden überwiegend in der Region "Thrakien" benutzt. Insgesamt existieren landesweit 55 Erdgasförderungen, davon 51 in "Thrakien" sowie weitere 4 Standorte bei Batman. Der Betreiber dieser Anlagen ist die TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortakligi, staatliche Fördergesellschaft für Erdöl und -gas).

Im Jahr 1997 wurde das gesamte Erdgasvorkommen (gesamte Ressourcen) auf 18 Mrd. m<sup>3</sup> geschätzt, wobei der technisch wirtschaftlich abbaubare Anteil (gesamte Reserven) ca. 12 Mrd. m<sup>3</sup> beträgt. Seither wurden 2,9 Mrd. m<sup>3</sup> gefördert, so dass ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup> noch gefördert werden können.

Nachdem der staatliche Erdgas- und Erdölimporteur BOTAS mit der ehemaligen UDSSR im Jahr 1987 ein langfristiges Abkommen über jährliche Liefermengen für Erdgas abgeschlossen hat, wuchs der jährliche primäre Erdgasverbrauch von 513 Mio. m<sup>3</sup> (1987) auf 14,6 Mrd. m<sup>3</sup> (2000). Ende Oktober 2001 wurden 4 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgaseinheiten an LNG (Flüssiggas) und 9 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas importiert. Die gesamte Jahresimportmenge von 2001 wird auf 16,6 Mrd. m<sup>3</sup> geschätzt. 59,9 % des Erdgasverbrauches wird von Kraftwerken, 21 % von Industriekunden und der Rest von Privathaushalten beansprucht. Der Einsatz des Erdgases an der Stromerzeugung hat sich seit 1998 von 18,8 Mrd. kWh/a auf heute 51,6 Mrd. kWh/a erhöht. Im Durchschnitt benötigt ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 1.540 MW bei der Energieerzeugung von 12,3 Mrd. kWh/a jährlich 2,2 Mrd. m<sup>3</sup> an Erdgas.

### 2.3.3 Steinkohle

Die größten Kohleabbau und -reserven der Türkei befinden sich in Zonguldak und Umgebung. Es umfasst die Region zwischen Ereğli bis Amasra. Als Betreiber dieser Anlagen ist das staatliche Unternehmen TTK (Türkiye Taskömürü Kurumu) zuständig. Weiters werden insbesondere bei den Taurus-Gebirgen (u. a. Antalya-Kemer) und in Diyarbakir über 20 Mio. t Kohlereserven prognostiziert. Die gesamten Kohlereserven der Türkei werden mit 1,1 Mrd. t abgeschätzt.

Nur 16 % der Steinkohlemenge am Primärenergieverbrauch wird aus inländischer Förderung gewonnen.

Da die einheimische Kohle die Nachfrage der Türkei nicht abdecken kann, wird das Defizit durch Importkohle minimiert. Hauptlieferländer sind Russland, Südafrika, Australien und die USA. Die Importe werden überwiegend von der Industrie insbesondere für die Stahl- und Zementproduktion aber auch von Städten, die in den Wintertagen eine erhöhte Luftverschmutzung besitzen, für das Beheizen von Wohnungen eingesetzt.

Im Jahr 2000 betrug die Kohleförderung 3,9 Mio. t bei einem gesamten Förderkostenbetrag von 86 EURO/t SKE 6 . Die Menge an der Importkohle im selben Zeitraum betrug 20,5 Mio. t. Nach Prognosen des Energieministeriums geht man

davon aus, dass im Jahr 2010 41,9 Mio. t und 2020 148,9 Mio. t an Importkohle in der Türkei benötigt wird.

Da die Erzeugungskosten der Kraftwerke mit der inländischen Steinkohle nicht wettbewerbsrelevant sind, bevorzugt die Türkei Steinkohlekraftwerke, die auf Importkohle basieren.

### **2.3.4 Braunkohle**

Das Gesamtvorkommen an Braunkohle wird auf ca. 8,1 Mrd. t geschätzt, wobei bis heute ca. 7,3 Mrd. t technisch ermittelt worden sind. Von diesem Vorkommen ist zurzeit ein Anteil von schätzungsweise 3,9 Mrd. t für die wirtschaftliche Förderung interessant. So ist heute und künftig die Braunkohle neben Wasserkraft und importiertem Erdgas ein „Standbein“ der Energieerzeugung. Das größte Braunkohlefeld in Elbistan (Provinz Maras) beinhaltet 45% (= 3,4 Mrd. t) der türkischen Braunkohlereserven.

Im Jahr 2001 (2000) wurden insgesamt 62,5 Mio. t (64 Mio. t) Braunkohle gefördert. Mit dieser Förderung liegt die Türkei weltweit an fünfter Stelle der Braunkohleförderstaaten. 71% der Förderung stammen aus Abbaubetrieben des staatlichen Kohleunternehmens TKI (Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu), davon wurden 24% im Tagebau der ebenfalls staatlichen Elbistan Enterprises gefördert. Der Abbau der Braunkohle ist in der Türkei weit über das Land verteilt. Alleine 32 Tagebaue des Landes werden unter staatlicher Führung betrieben, wobei 3 Tagebaue privaten Unternehmen zuzurechnen sind. Zurzeit betreibt TKI neben den Braunkohleabbaubetrieben auch 63 Abbaubetriebe zur Bitumengewinnung. Im ersten Schritt sollen nun für 14 Abbaubetriebe das Betreiberrecht an private Unternehmen übergeben werden .

### **2.3.5 Wasserkraft**

Zur Gewinnung der Elektrizität wird in der Türkei derzeit die Wasserkraft vorrangig behandelt, wobei beim Energiemix als einheimische Energiequelle die Wasserkraftwerke einen erheblichen Anteil besitzen. Die Wasserkraftnutzung in der Türkei befindet sich auf einem hohen, ausgereiften technischen Niveau, so dass mit „bahnbrechenden“ Neuentwicklungen kaum noch zu rechnen ist. Schon im Jahr 1902

baute die Türkei ihr erstes Wasserkraftwerk. Diese im Taurusgebirge liegende Anlage hatte eine Leistung von 60 kW.

Je nach den örtlichen Gegebenheiten werden unterschiedliche, bewährte Turbinenbauweisen verwendet, die die optimale Umwandlung der im laufenden oder gestauten Wasser enthaltenen Energie in mechanische Rotationsenergie bewirken. Für die Durchführung dieser Maßnahmen sind die beiden Unternehmen DSI (Devlet Su Isleri, staatlicher Wasserversorger) und EIEI (Elektrik Isleri Etüd Idaresi, staatliches Forschungszentrum für das Elektrizitätswesen) zuständig. Künftig soll nur das vom TEAS hervorgegangene Unternehmen EÜAS (Elektrik Üretim A.S.) die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke koordinieren.

Die Türkei hat beim theoretischen Wasserkraftpotenzial der Erde ca. 1% (in Europa: 15%). Hervorzuheben ist, dass die Türkei im Bereich der Wasserkraftwerke ein enormes Know-how besitzt, um von ausländischen Unternehmen nicht so abhängig zu sein als bei anderen Kraftwerkstechnologien. Mit dem Bau von Staudämmen für Wasserkraftwerke werden parallel auch strukturelle Maßnahmen durchgeführt.

Hier sind z. B. zu erwähnen,

- die Erweiterung der Bewässerungslandwirtschaft,
- der Aufbau einer Fischwirtschaft,
- der Anbau von Baumwollplantagen,
- geringfügig die Verminderung von Hochwassergefahren oder
- die Regelung des Flusswasserspiegels.

Im Jahr 1999 wurde das gesamte, ökonomische Potenzial an Wasserkraft der Türkei auf 125 Mrd. kWh/a geschätzt, wobei bei den derzeitigen 104 Kraftwerken insgesamt 39,8 Mrd. kWh (30%) erzeugt worden sind. Wenn die zurzeit im Bau befindlichen 37 Kraftwerke an das Versorgungsnetz installiert werden sollten, so werden theoretisch 38% des Gesamtpotenzials genutzt.

Zur Erreichung des gesamten Potenzials will das türkische Energieministerium noch über 300 Einheiten an Wasserkraftwerken ins Versorgungsnetz aufnehmen. Hinzuzufügen sei an dieser Stelle, dass diese Einheiten unterschiedliche Entwicklungsphasen besitzen. Nur für wenige Anlagen sind die gesamten Masterpläne durchgeführt worden, wobei die Studien über die wirtschaftliche "Machbarkeit" einiger Anlagen auch schon veraltet sind. Für die Finanzierung und die Baudurchführung dieser Projekte werden vom türkischen Energieministerium die in

Kapitel 2.1.1 beschriebenen Modelle angewendet und von DSI das Modell “%100 Dis Kredili Anahtar Teslimi”.

Das DSI Modell beruht auf einer 100%-igen Finanzierung der Anlagen von der Ebene der Projektierung bis zur schlüsselfertigen Übergabe mit Hilfe von in- und ausländischem Fremdkapital. So hat DSI unter Obhut der Türkei mit mehreren Ländern (Österreich, USA, Kanada, Russland, Frankreich, Schweiz) Verträge zur Nutzung des eigenen Wasserkraftpotenzials abgeschlossen. Bis Februar 2000 hat DSI insgesamt 29 Anlagen mit einer Leistung von 7.500 MW und einer durchschnittlichen Jahresenergieproduktion von 24,791 Mrd. kWh in das Versorgungsnetz integriert. Zurzeit werden noch zwei Anlagen mit einer Leistung von 860 MW (Jahres-energie 2.770 GWh) gebaut. Daneben werden für 5 Anlagen (2.487 MW, 8.047 GWh) entsprechende Verträge ausgehandelt.

### **2.3.6 Biomasse**

Im Vordergrund des Interesses bei der energietechnischen Nutzung biologischer Produkte steht weltweit die Verwertung von Abfallstoffen und zellulosehaltiger Pflanzen. In ländlichen Gebieten der Türkei erreichen Abfallprodukte wie organische Trockensubstanz (Stroh, tierische Ausscheidungen) und trockene, nutzbare Holzabfälle eine nicht unerhebliche Größe am Primärenergieverbrauch. Diese Quellen decken 10% des Primärenergieverbrauches und 35% des Heizbedarfs ab .

Nach Analysen türkischer Experten schätzt man das türkische Potenzial an Biogas auf 2,8-4,9 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgaseinheiten. Daneben stellt das durch Mülldeponien gewonnene Gas “Landfill”, das bis zu 60% Methan enthält, für die Zukunft eine solide Energiequelle dar.

### **2.3.7 Geothermische Energie**

Geothermie gehört weltweit zu den wichtigsten regenerativen Energien. Weltweit werden zwischen 15.000 und 20.000 MW thermischer und ca. 7.900 MW elektrischer Leistung aus Geothermie bereitgestellt. Geothermische Anomalien mit hohen Temperaturen, verursacht durch vulkanische Tätigkeit, unterirdische oder aufsteigende Tiefenwässer, sind Voraussetzung für eine wirtschaftliche Energiegewinnung. In der Türkei ist die Existenz von natürlichen Dampf- oder Heißwasserlagerstätten in oberflächennahen Schichten sehr verbreitet.

Nach Angaben vom MTA (staatliches mineralogisches Forschungsinstitut) sind in den unten genannten Regionen lokal begrenzte Warmwasseraquifere mit einer Temperatur von über 100 °C bekannt.

Man schätzt das türkische Potenzial an geothermische Leistung mit 200 MW zur Elektrizitätserzeugung und 2.250 MW zur Warmwasserversorgung und Wohnraumbeheizung. 70% des Potenzials liegt in der Umgebung des Marmarameeres. Bei Benutzung eines geschlossenen Kreislaufsystems zur Fernwärmeversorgung liegen die energietechnischen Kosten günstiger als bei einer Erdgasbefeuernng.

Seit 1984 betreibt die Türkei ihr erstes geothermisches Kraftwerk in Denizli-Kizildere. Das Kraftwerk hat eine installierte Leistung von 20 MW und erzeugte im Jahr 2001 83 Mio. kWh elektrische Energie. Daneben wird an verschiedenen Stellen, z. B. in Gönen, Simavediz, Havza, Salihli, Rize-Ayder und Afyon-Ömerli, Wasser mit Temperaturen um 100 °C zur Wohnraumbeheizung gefördert. 2001 betrug die so geförderte thermische Energie ca. 1,26 Mrd. kWh/a bei einer thermischen Leistung von 493 MW.

### 2.3.8 Sonnenenergie

Die Jahressumme der im Mittel auf das Gebiet der Türkei fallenden Globalstrahlung beträgt 1.315 kWh/m<sup>2</sup> (308 cal/cm<sup>2</sup> pro Tag), bei einer mittleren Sonnenscheindauer von 2.640 Stunden pro Jahr. Je nach Standort bewegt sich dieser Wert zwischen 2,9 und 4 kWh/m<sup>2</sup> pro Tag. Die mittlere Sonnenscheindauer ist in der Süd-Ost-Region mit 3.016 Stunden pro Jahr am längsten, gefolgt vom Mittelmeerraum (2.922 h/a), ägäischen Raum (2.726 h/a), Mittelanatolien (2.712 h/a), Ost-Anatolien (2.693 h/a), Marmararegion (2.528 h/a) und Schwarzmeerraum (1.966 h/a).

Die wichtigsten Randbedingungen bei der technischen Nutzung der Sonnenenergie sind i. A.:

- die Schwankungen des Energieangebots je nach Tageszeit, Wetter und Jahreszeit, wobei der tages- und jahreszeitliche Gang der Sonnenstrahlung im wesentlichen entgegengesetzt zum Heizwärmebedarf verläuft und
- die geringe Energiedichte (bei Sonnenstrahlung maximal 1000 W/m<sup>2</sup>, im Jahresmittel rd. 150 W/m<sup>2</sup>), deren niedriger Wert (zum Vergleich Texas ca. 250 W/m<sup>2</sup>) zur Entwicklung entsprechend leistungsfähiger Technologien (z. B. Kollektoren und Speichersysteme mit hohem Wirkungsgrad) zwingt.

- Aus diesen Gründen ist der Einsatz der Sonnenenergie-Techniken sehr eng mit anderen Bereichen der allgemeinen Energietechnik (z. B. Wärmedämmung und -rückgewinnung) verbunden. In der Türkei sind kostengünstige Einfachstkollektoren sehr verbreitet, vornehmlich zur Warmwasserbereitung in privaten Haushalten sowie in Hotelanlagen entlang der Mittelmeerküste. Es werden auch entsprechende Anlagen exportiert. Die Voraussetzungen wie die wirtschaftliche Nutzung der Anlagen insbesondere im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit und der zuverlässige Kundendienst, die für eine Einführung der Solartechnologie auf dem Energiemarkt entscheidend sind, werden in bestimmten Regionen der Türkei sehr zuverlässig erfüllt.

Im Jahr 2000 betrug die solare Wärmeerzeugung der Türkei ca. 150 Mio. kg SKE.

### **2.3.9 Windenergie**

Die Windenergie in der Türkei hat eine relativ kurze Geschichte. Ende 2000 waren 19,2 MW in der Türkei installiert, verteilt auf drei Standorte: Germiyan/Izmir mit 1,6 MW; Bozcaada/ Canakkale mit 10,2 MW und Alacati/Izmir mit 7,4 MW.

Als Hauptgrund für die geringe Verbreitung von Windanlagen wird die ausgeprägte Zurückhaltung der türkischen Regierung und des damaligen staatlichen Elektrizitätsunternehmens TEAS gegenüber neuen Energien angesehen (Windenergieprogramm Terna; Auszug Türkei, 2002).

Ab Kapitel 3 wird die Windenergie in der Türkei detailliert erörtert:

## **2.4 Das türkische Verbundnetz**

Da in der Türkei die Stromerzeugung überwiegend in östlichen und südöstlichen Regionen erfolgt, aber der Verbraucher Schwerpunkt sich im Westen des Landes befindet, dominiert die Last- Verlegerichtung der Starkstromtrassen von Osten nach Westen.

Als Übertragungsebene werden dabei Starkstromleitungen mit 66, 154 und 380 kV Betriebsspannung (HS) benutzt. Der Anteil der 66 kV Spannungsebene ist seit langem konstant bzw. wird von den höheren Ebenen ersetzt. Die Verteilung der elektrischen Energie in der Mittelspannungsebene (MS) erfolgt bei einer Betriebs-

spannung von 34,5 kV. Für die Niederspannungsebene werden die in Tabelle 2-1: bezeichneten Ebenen benutzt.

**Tabelle 2- 1: Länge und Aufteilung in Spannungsebenen für die öffentlichen Verbund- und/oder Verteilerleitungen (Stand: Mai 2001; TEAS)**

Betriebsspannung [kV]	Länge [km]
<b>Höchst- und Hochspannungsebene</b>	
380	12.400
220	85
154	26.750
66	1.200
<b>Mittelspannungsebene</b>	
34,5	285.095
<b>Niederspannungsebene</b>	
0,4; 3,3; 6,3; 10,5; 15,8	407.000

Die Umspannung zwischen den Ebenen erfolgt zurzeit (Mai 2001) mit Hilfe von 485 (HS-) und 205.000 (MS-) Transformatorstationen. Das Gesamtvermögen der Transformatoren (Transformatorleistung) beträgt auf der Übertragungsebene ca. 44.100 MVA und auf der Verteilungsebene ca. 56.700 MVA.

Bei den Verlusten muss man zwei unterschiedliche Seiten betrachten:

- Physikalische Verluste bedingt durch den Stromfluss und
- Verluste durch Nichtbezahlung bzw. Nichtregistrierung der Stromabnahme

Landesweit beträgt der Anteil der obigen Verluste im Jahr 2001 21,6% (2000: 23,3%), wobei nur 7% den technischen Verlusten zuzurechnen sind. Betrachtet man diese Verluste regional nach Provinzen, so zählen Mardin mit 73% und Diyarbakir mit 67% zu den Spitzenreitern. Beide Provinzen liegen im Südosten des Landes. Dagegen liegt der Anteil in Bilecik bei 5% und in Karabük bei 6%. Dieses Problem kann erst dann in Griff bekommen werden, wenn auch die Stromnetze privatisiert werden. Die jährlichen Verluste für den Netzbetreiber TEDAS und indirekt für die Volkswirtschaft belaufen sich auf ca. 1,5 Mrd. US-\$.

## 2.5 Entwicklung der Stromkosten in der Türkei

Die Stromerzeugungskosten und damit die Strompreise hängen von den Kosten für Brennstoffe, den Kapitalkosten und den Betriebskosten ab. Je höher die Auslastung der Kraftwerke, um so geringer sind die Kapital- und Betriebskosten je erzeugter Kilowattstunde, während sich die spezifischen Brennstoffkosten nur geringfügig reduzieren.

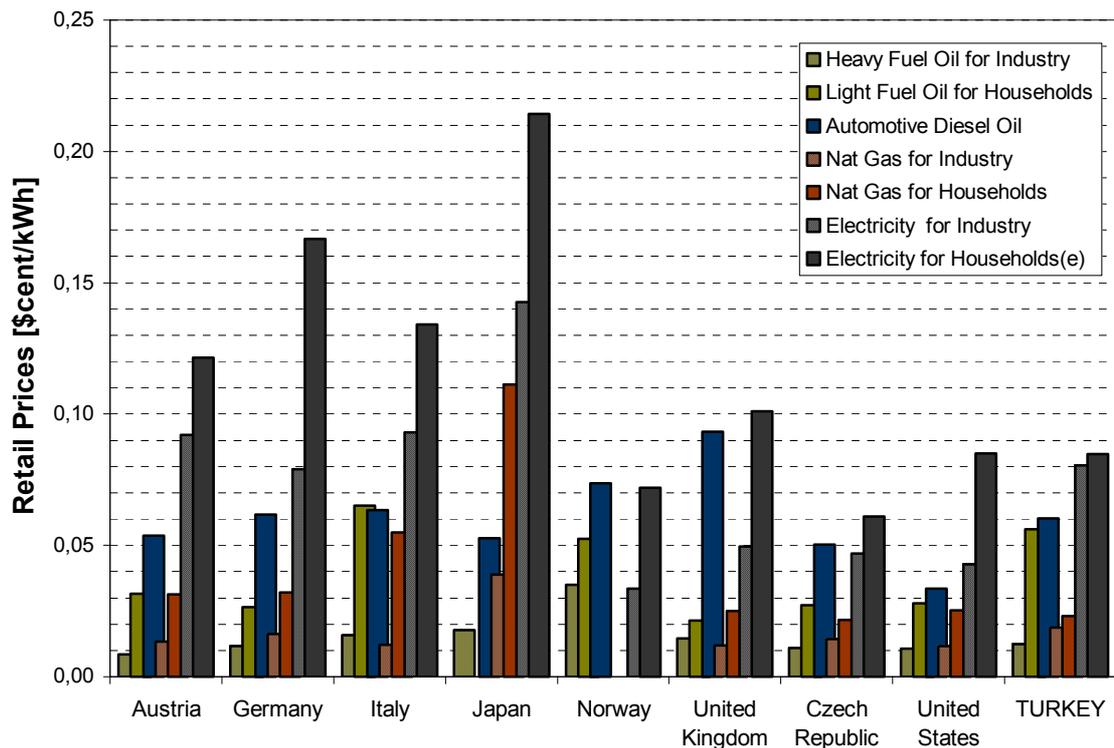


Abb. 2. 5: Retail Prices in different Countries (Eigene Recherchen nach IEA, 2001)

Unter Berücksichtigung sämtlicher Verbrauchsgruppen liegen die effektiven Durchschnittsstrompreise der insgesamt 22 Mio. Endverbraucher regional zwischen 0,082 – 0,097 EURO/kWh (brutto). Dabei setzt sich der Bruttopreis aus 18% Umsatzsteuer (Katma Deger Vergisi) und 15% indirekten, zum Teil nichtmarktüblichen Abgaben und Fonds (darunter 1% Konzessionsabgabe und 3,5% TRT-Abgabe<sup>5</sup>) zusammen. Auffällig ist dabei, dass es bei den Strompreisen zwischen den Industriekunden und den anderen Kunden kaum Preisdifferenzen gibt. Nach Angaben der Internationalen Energie Agentur (IEA) lagen die Strompreise in der

<sup>5</sup> TRT: Staatliche Fernseh- und Hörfunkgesellschaft

Türkei im Jahr 2000 unter den teuersten Strompreisen der 32 führenden Industriestaaten hinter Japan an zweiter Stelle. Weiters ist auffällig, dass neben der Türkei nur Indien keine Preisunterschiede zwischen den beiden Kundengruppen aufweist.

### **3 Windenergie in der Türkei**

Zentrale Faktoren der Windenergienutzung sind die meteorologischen Gegebenheiten, die Möglichkeiten der Standortwahl, die Technologie der Umwandlung der kinetischen Energie, ihre Einbindung in die allgemeine Energie-versorgung sowie Wirtschaftlichkeitsüberlegungen.

Im Folgenden sollen die Bandbreite der Faktoren abgesteckt und die für die Projektuntersuchung relevanten Determinanten aufgezeigt werden.

#### **3.1 Meteorologische Gegebenheiten**

Ein entscheidendes Kriterium für die Leistungsfähigkeit der Windkraftanlage stellt die Windgeschwindigkeit dar. Da die angegebene Leistung des Windes mit der dritten Potenz seiner Geschwindigkeit ansteigt, bewirkt eine geringfügig höhere Geschwindigkeit eine merkliche Verbesserung der Energieausbeute. Der begrenzende Faktor liegt im unregelmäßigen Anfall an Wind. Aus Effizienzgründen hat somit die Auswahl des Standortes sorgfältig zu erfolgen.

Als Gütekriterien für die windklimatologische Eignung dienen in der Regel die Höhe bzw. die Struktur der Windgeschwindigkeit in der vorgesehenen Nabenhöhe. Gleichwohl ist derzeit ein Trend zu erkennen, als Eignungsmaß für potentielle WKA-Lokalitäten vor allem die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit heranzuziehen. So werden beispielsweise WKA-Energieerträge von den Herstellern in Abhängigkeit von der Jahreswindgeschwindigkeit angegeben oder Windpotenzialkarten mit diesem Parameter veröffentlicht. Auch finden sich im Zusammenhang mit Wirtschaftlichkeitsrechnungen immer häufiger Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit vom Jahresmittel oder in Richtlinien Grenzwerte mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit in einer konkreten Höhe (z.B. 10 m ü.Gr.). Nun kann aus rein windklimatologischer Sicht und als Orientierungshilfe eine kartographische Abgrenzung bzw. Darstellung windhäufiger Landschaftsräume auf der Basis von Mittelwerten durchaus sinnvoll sein, gleichwohl entsteht im Zusammenhang mit der praxisbezogenen Windenergienutzung der Eindruck, als sei mit derartigen Mittelwertangaben ein eindeutiges und hartes Entscheidungskriterium für ein WKA-Investitionsvorhaben vorhanden. Nachfolgend soll daher untersucht werden, welche Aussagekraft mit dem Jahresmittelwert im Hinblick auf WKA-Ertragsprognosen bzw. Investitionsrechnungen verbunden ist.

In diesem Zusammenhang wurde im Jahr 2002 der nach dem WASP Modell berechnete Windatlas der Türkei veröffentlicht. Diese Studie ist eine Zusammenarbeit von EIEI (Staatliches Forschungszentrum für das Elektrizitätswesen) und DMI (staatliche Meteorologie Forschungszentrum).

Für die Erstellung des Windatlas Türkei wurden 96 Standorte gemessen und homogengeteilte 45 Stationen davon aufgrund der ihnen entsprechenden Messdaten für diese Studie verwendet.

In Tabelle 3.2 werden die in 10 m Höhe gemessenen monatliche Windgeschwindigkeiten von diesen Stationen und die in 50 m, 66 m und 200 m mittels einer Berechnungsmethode ( Hellmann - Exponenten) berechnet, aufgezeigt.

Berechnung nach Hellmann - Exponenten (nach Neubart, Kaltschmitt 2000);

$$V_{Wi, h} = V_{Wi, ref} (h/h_{ref})^{\alpha_{hell}}$$

Dabei ist;

$V_{Wi, h}$  = die mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe h

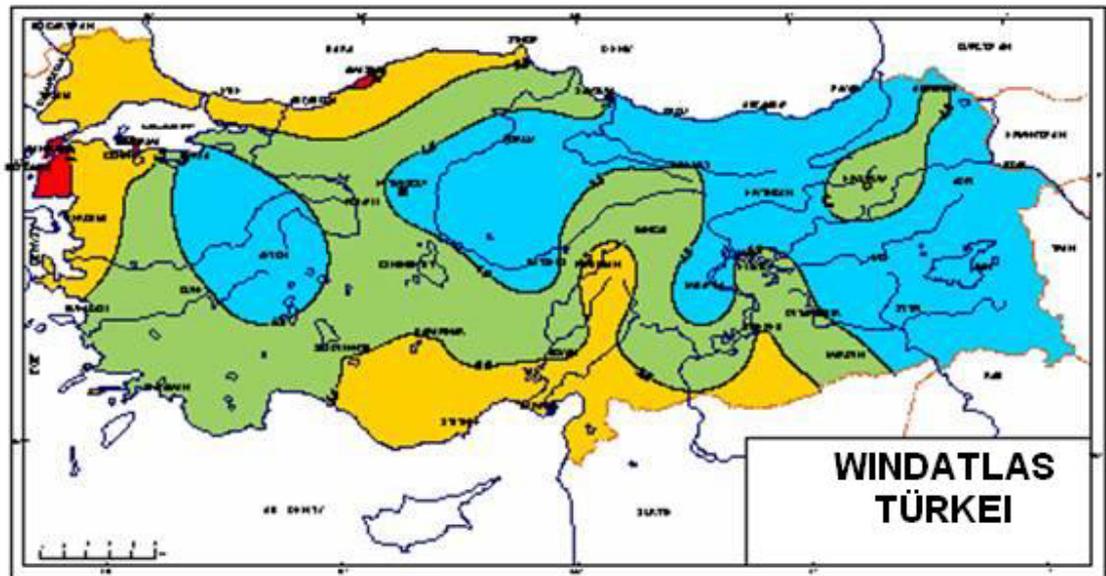
$V_{Wi, ref}$  = die Bezugsgeschwindigkeit in einer Referenzhöhe  $h_{ref}$  (meistens 10 m)

$\alpha_{hell}$  = der Höhenwindexponent (Hellmann- oder Rauigkeitsexponent)

In dieser Studie wurde  $\alpha_{hell}$  mit 0.4 genommen.

Die richtige Einschätzung der Hellmann - Exponenten ist allerdings schwierig. Der Wert liegt üblicherweise zw. 0,1 und 0,4 und ist im Wesentlichen von der Geländeform des Standortes abhängig.

Wie in diesem Windatlas gesehen werden kann, weisen die Ägäis-, Marmara- und Ostmittelmeerregionen, also in Nachbarschaft zu den Industriekerngebieten, hohe Windgeschwindigkeiten auf



**Windpotenzial der 5 verschiedenen Topographien der Türkei in 50 m Höhe über Grund**

	Nichtoffenes Land		Offenes Land		Küste		Offenes Meer		Hang- und Talgebiete	
	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>750	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	>3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400

Abb. 3. 1: Windatlas der Türkei (Quelle: Türkiye Rüzgar Atlası, Windatlas Türkei, DMI, EIEI, 2002)

Tabelle 3- 1: Windpotenziale in Flächeninhalten nach dem Windatlas (Caglar, Canbaz; 2002)

Türkei Flächeninhalt	774.820	km <sup>2</sup>
Roter Bereich	5.037,6	km <sup>2</sup>
Gelber Bereich	168.759,2	km <sup>2</sup>
Grüner Bereich	370.766,5	km <sup>2</sup>
Hellblauer Bereich	230.256,7	km <sup>2</sup>

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit als grobe Orientierungshilfe für die windklimatologische Eignung einer WKA- Lokalität hilfreich sein kann, allerdings scheint dieser Parameter als alleiniges Entscheidungskriterium für eine WKA-Investition wenig aussagekräftig.

Tabelle 3- 2: Monatliche Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe an verschiedenen Standorten der Türkei (nach dem Windatlas Türkei, 2002)

Monate	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Mitt.
Afyon	1,5	1,9	2,0	2,1	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,5	1,6	1,6	1,8
Ağrı	1,1	1,3	1,5	2,1	2,2	2,0	2,3	2,2	1,9	1,5	1,2	1,2	1,7
Akçaabat	2,1	2,0	1,9	1,7	1,7	1,9	1,9	2,0	2,1	1,9	2,0	2,1	1,9
Akçakoca	1,8	1,8	1,8	1,6	1,5	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8
Amasra	5,8	5,6	5,6	5,0	4,7	4,6	4,6	4,8	5,0	5,2	5,6	6,2	5,2
Ardahan	1,7	1,4	1,8	2,6	2,6	2,2	2,0	2,1	2,0	1,7	1,6	1,4	1,9
Bandırma	4,1	4,2	4,3	3,3	3,5	3,4	4,7	5,1	4,0	4,1	3,6	4,3	4,0
Bergama	3,0	3,2	3,2	2,5	2,8	2,9	4,0	3,8	3,0	2,8	2,5	2,8	3,0
Bozcaada	6,2	6,6	6,4	5,2	5,0	4,5	6,2	6,2	4,9	5,5	6,0	7,1	5,8
Bursa	1,8	2,0	2,1	1,9	1,9	1,8	2,1	2,0	1,6	1,4	1,5	1,9	1,8
Cihanbeyli	2,4	2,9	3,3	3,1	2,9	3,0	3,5	3,2	2,9	2,5	2,4	2,5	2,9
Çanakkale	3,7	4,1	4,0	3,6	3,4	3,0	3,8	3,9	3,4	3,6	3,7	4,2	3,7
Çorum	1,2	1,7	2,0	1,9	1,8	1,9	2,4	2,3	1,9	1,4	1,2	1,4	1,8
Dalaman	2,5	2,8	2,6	2,5	2,6	3,1	3,1	2,7	2,5	2,0	2,1	2,2	2,6
Diyarbakır	2,4	2,8	3,0	2,7	2,8	3,6	3,6	3,3	2,9	2,3	2,0	1,9	2,8
Elazığ	2,4	2,5	3,0	3,1	2,8	3,0	3,1	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,7
Erzincan	1,2	1,5	1,7	2,0	1,7	1,7	1,9	1,8	1,4	1,2	1,3	1,4	1,6
Erzurum	2,5	2,4	2,9	3,5	3,4	2,9	3,6	3,3	3,0	2,4	2,2	1,9	2,8
Etimesgut	1,5	2,2	2,5	2,6	2,5	2,5	2,8	2,6	2,2	1,7	1,6	1,8	2,2
Gönen	2,4	2,6	2,7	2,2	2,1	2,0	2,8	2,8	2,1	2,1	2,1	2,6	2,4
Güney	4,1	4,5	4,4	3,8	3,8	4,6	5,3	5,0	4,5	3,9	3,6	3,6	4,3
Iğdır	0,8	1,1	1,5	1,5	1,1	1,2	1,2	1,2	0,9	0,7	0,7	0,6	1,0
İpsala	3,2	3,4	3,6	3,1	2,8	2,4	2,6	2,6	2,4	2,7	3,0	3,5	2,9
Kangal	2,5	2,7	3,0	3,4	2,8	2,7	2,8	2,5	2,2	2,0	2,1	2,3	2,6
Karapınar	1,9	2,5	2,7	2,7	2,3	2,4	2,7	2,4	2,1	1,9	2,1	2,2	2,3

<b>Karatas</b>	3,3	3,3	3,0	3,2	3,0	3,2	3,5	3,5	2,8	2,5	3,0	3,1	3,1
<b>Kayseri</b>	1,4	1,6	2,1	2,3	2,0	1,9	2,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,4	1,8
<b>Kozan</b>	2,6	2,8	2,4	2,0	1,6	1,9	1,7	1,5	1,7	2,3	2,6	2,4	2,1
<b>Kuşadası</b>	2,4	2,7	2,5	2,3	2,0	2,1	2,1	1,9	2,0	1,9	2,3	2,8	2,2
<b>Malatya</b>	1,4	1,6	2,1	2,4	2,1	2,3	2,4	2,1	2,1	1,6	1,4	1,3	1,9
<b>Mardin</b>	4,5	4,7	4,2	3,7	3,9	4,2	3,8	3,5	3,5	3,5	3,8	4,0	3,9
<b>Muş</b>	0,7	0,9	1,0	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,0	0,9	0,7	1,1
<b>Ordu</b>	1,6	1,7	1,5	1,4	1,3	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5
<b>Pazar</b>	2,3	2,2	2,2	2,1	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	2,0	2,1	2,2	2,0
<b>Pınarbaşı</b>	3,8	4,3	4,3	4,6	3,9	3,7	4,2	4,0	3,5	3,5	3,7	3,8	3,9
<b>Polatlı</b>	2,0	2,5	2,8	2,5	2,4	2,6	3,1	2,9	2,4	2,2	2,3	2,4	2,5
<b>Samsun</b>	2,9	2,9	2,4	2,0	1,8	2,0	2,5	2,5	2,2	2,0	2,4	3,1	2,4
<b>Seydişehir</b>	1,5	1,9	2,2	2,3	2,0	2,0	2,1	1,8	1,8	1,5	1,7	1,8	1,9
<b>Siirt</b>	2,7	0,9	1,2	1,5	1,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,1	0,9	0,8	1,3
<b>Silifke</b>	3,1	3,0	2,4	1,9	1,6	1,7	1,8	1,7	2,0	2,0	2,2	2,4	2,1
<b>Sinop</b>	3,5	3,4	3,3	2,8	2,5	2,7	3,1	2,7	2,6	2,6	2,9	3,0	2,9
<b>Siverek</b>	3,1	3,5	3,3	2,8	2,8	3,1	3,0	2,8	2,5	2,5	2,7	2,6	2,9
<b>Suşehri</b>	2,5	2,6	3,2	3,4	3,1	3,8	4,6	4,2	3,3	2,5	2,4	2,3	3,2
<b>Şile</b>	3,8	3,8	3,6	3,2	3,1	2,8	3,1	3,2	3,3	3,6	3,7	4,1	3,4
<b>Van</b>	2,4	2,4	2,4	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6	2,6	2,4	2,5	2,4	2,5
<b>Mittelwert in 10m</b>	<b>2,6</b>	<b>2,7</b>	<b>2,8</b>	<b>2,7</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>	<b>2,9</b>	<b>2,7</b>	<b>2,5</b>	<b>2,3</b>	<b>2,4</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>
<b>in 50 m</b>	<b>4,9</b>	<b>5,2</b>	<b>5,3</b>	<b>5,1</b>	<b>4,8</b>	<b>4,9</b>	<b>5,4</b>	<b>5,2</b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>	<b>4,5</b>	<b>4,8</b>	<b>4,9</b>
<b>in 66 m</b>	<b>5,5</b>	<b>5,8</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,3</b>	<b>5,5</b>	<b>6,1</b>	<b>5,8</b>	<b>5,2</b>	<b>4,9</b>	<b>5,0</b>	<b>5,3</b>	<b>5,5</b>
<b>in 200 m</b>	<b>8,5</b>	<b>9,0</b>	<b>9,3</b>	<b>8,9</b>	<b>8,3</b>	<b>8,5</b>	<b>9,5</b>	<b>9,1</b>	<b>8,2</b>	<b>7,7</b>	<b>7,8</b>	<b>8,3</b>	<b>8,6</b>

## 3.2 Energiewirtschaftliche Analyse

Im Folgenden werden theoretische und technische Potenziale der Stromerzeugung aus Windkraft in der Türkei dargestellt. Als Referenzanlage wird von einer 1.500 kW Anlage ausgegangen. Die Potenziale werden nach der Überlegung bis zum Jahr 2020 mit einer durchschnittlichen Anlagennennleistung von 1.500 kW berechnet.

### 3.2.1 Referenzanlage

Als eine für die Türkei repräsentative Referenzanlage wird hier eine netzgekoppelte Windkraftanlage mit 1.500 kW betrachtet.

Die Rotoren der Anlage verfügen über drei Blätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Die Türme sind aus Stahlrohr gefertigt. Zusätzlich zeigt die Tabelle 3.3 weitere wichtige Kenngrößen der Referenzanlage.

**Tabelle 3- 3: Charakteristische Kenngrößen der Referenzwindkraftanlage (Eigene Berechnungen nach Kaltschmitt, Wiese, Streicher 2003))**

Nennleistung	in kW	1.500
Rotordurchmesser	in m	60
Nabenhöhe	in m	66
Parkwirkungsgrad	in %	92
Lebensdauer	in a	20
Volllaststunden	in h/a	1600 bei 5,5 m/s

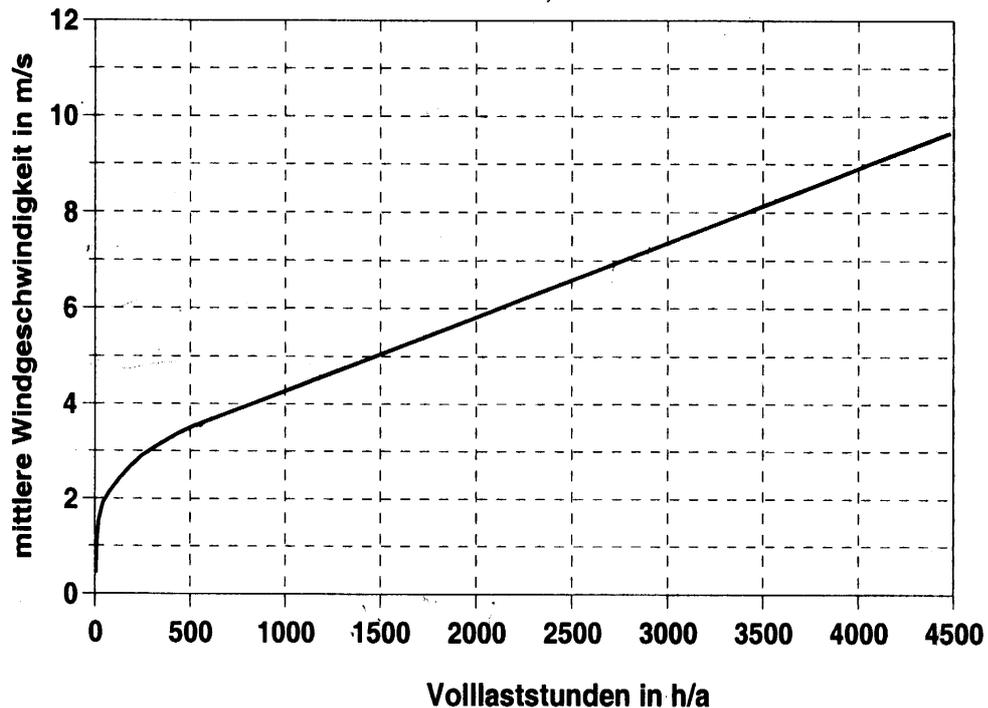


Abb. 3. 2: Zusammenhang von mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe und Volllaststunden einer 1.500 kW Windkraftanlage (Kaltschmit, Neubarth 2000)

### 3.2.2 Potenziale und Nutzung

Abb. 3.3. zeigt die technischen Angebotspotenziale der Windenergie in den OECD-Ländern Europas. Nach dieser Studie kommt die Türkei mit 166 TWh/a Stromerzeugungspotenzial an erste Stelle.

Die Möglichkeiten eines Beitrages der Windenergie zur Deckung der Stromnachfrage in der Türkei werden anhand des derzeitigen Standes der Technik dargestellt

#### 3.2.2.1 Theoretisches Potenzial

Zur Abschätzung des theoretischen Potenzials wird die mittlere Windgeschwindigkeit mit 5.5 m/s in 66 m Nabenhöhe für die Referenzanlage mit 1.500 kW herangezogen. Da diese Anlage mit 5,5 m/s Geschwindigkeit ca. 1600 Volllaststunden pro Jahr liefert, wird für die Berechnung dieser Wert herangezogen.

Unter diesen Randbedingungen liegt das theoretische Potenzial der Windenergie in der Türkei bei etwa 122 PWh/a (438 EJ/a). Diesem theoretischen Windenergieangebot entspricht ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial, berechnet auf der

Grundlage physikalisch maximaler Wirkungsgrade von Windkraftanlagen, von rund 72 PWh/a (Tabelle 3.4).

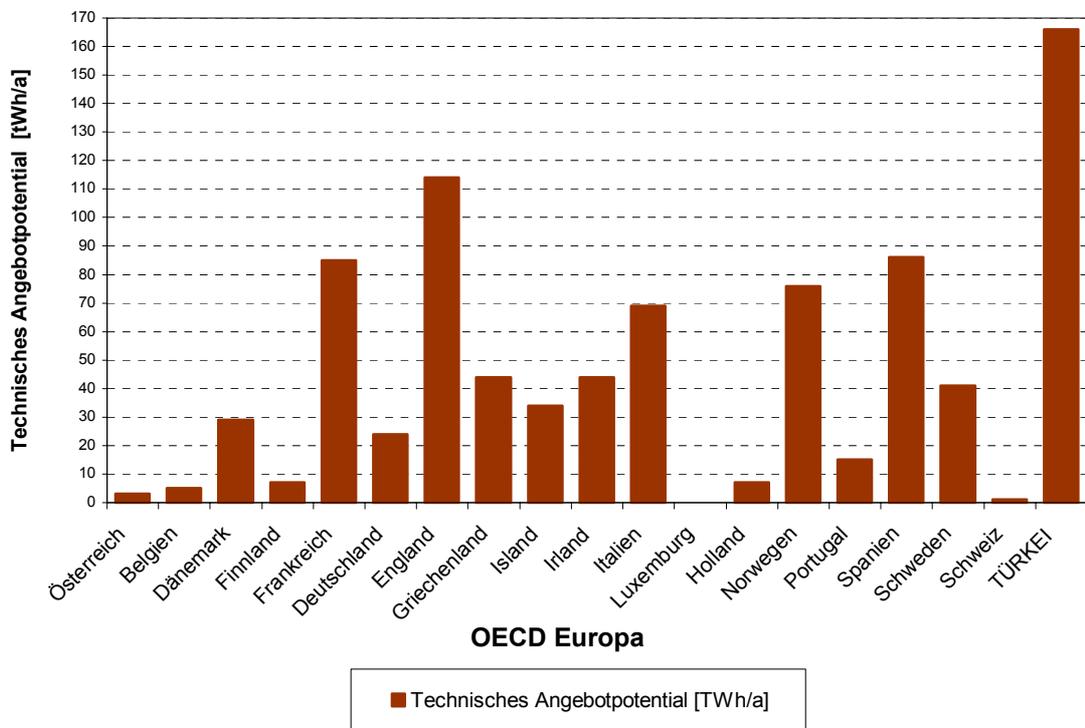


Abb. 3. 3: Windenergiepotenziale in den OECD Ländern (Van Wijk A.J.M., Coeling J.P., 1993)

### 3.2.2.2 Technisches Angebotspotenzial

Das technische Angebotspotenzial wird aus den für eine Windkraftnutzung zur Verfügung stehenden Flächen, dem regional unterschiedlichen Windenergieangebot sowie den technischen Kenngrößen marktgängiger Windkraftanlagen ermittelt (Kury und Dobesch 1999).

Zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials wurde wieder von einer 1.500 kW Anlage mit 60 m Rotordurchmesser ausgegangen.

Nach der Studie für OECD Länder wird die für Windenergie nutzbare Fläche der Türkei mit 9960 km<sup>2</sup> angegeben (Van Wijk; 1993).

Unter der Voraussetzung, dass zwischen den einzelnen Anlagen zur Minimierung von Abschattungsverlusten ein Abstand von sechs Rotordurchmessern gegeben sein sollte, ergibt sich ein mittlerer Flächenverbrauch von ca. 0,13 km<sup>2</sup> pro Konverter. Wird von einer durchschnittlichen Konverterleistung von 1.500 kW bei einem Rotor-

durchmesser von 60 m ausgegangen, ermittelt sich eine technisch installierbare Anlagenleistung von rund 115 GW. Mit den 1600 h/a (5,5 m/s Mittelwert der Türkei) Volllaststunden ergibt sich daraus ein technisches Angebotspotenzial von ca. 183 TWh/a. Bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugung der Türkei (2001, 128 TWh/a) ist dies das rund 1,5-fache. Technisch könnte man den Stromverbrauch mit der Windenergie decken.

**Tabelle 3- 4: Potenziale einer windtechnischen Stromerzeugung in der Türkei (eigene Berechnungen)**

Theoretisches Potenzial	In PWh/a	122
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	in PWh/a	72
Technisches Flächenpotenzial	in km <sup>2</sup>	9960
Technisch installierbare Leistung	in GW	115
Technisches Angebotspotenzial	in TWh/a	183

### 3.2.2.3 Technisches Nachfragepotenzial

Das technische Angebotspotenzial liefert keine Aussage, inwieweit dieses Energieangebot auch tatsächlich in das türkische Elektrizitätsnetz integrierbar ist.

Abb. 3.4 zeigt das technische Stromerzeugungspotenzial der Windkraft sowie den Stromverbrauch in der Türkei im Jahresverlauf 2001.

Abb. 3.4 und Abb. 3.5 zeigen, dass sich die Steigerung des monatlichen Stromverbrauchs in der Türkei und in der ägäischen Region parallel zu den Windenergiepotenzialen verhalten.

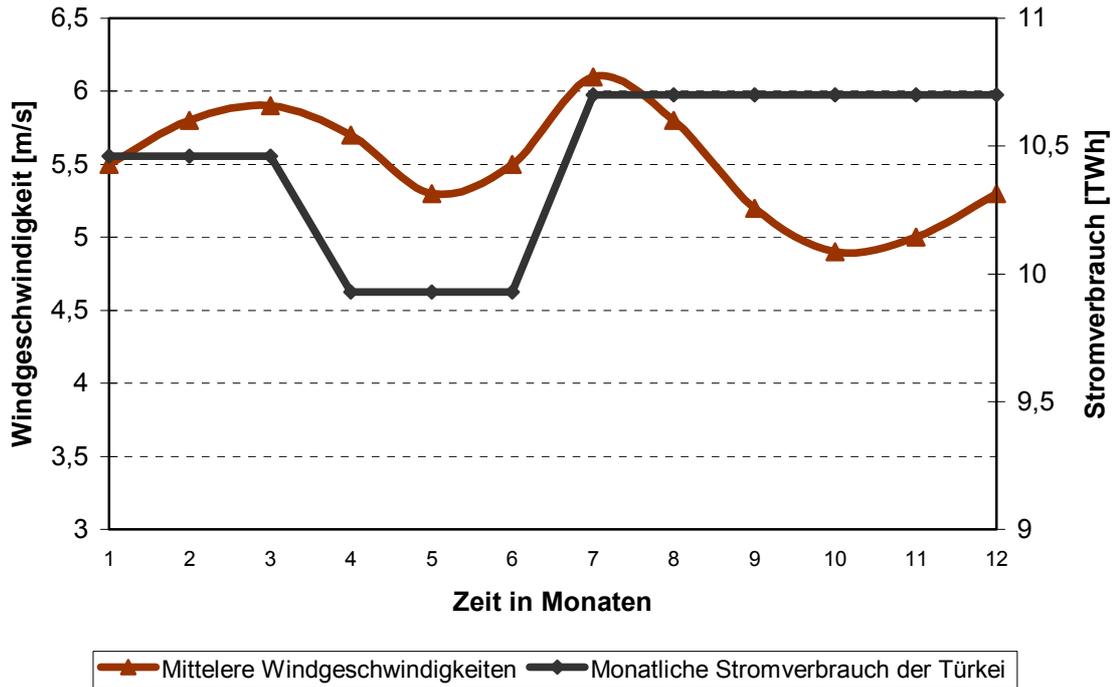


Abb. 3. 4: Technisches Stromerzeugungspotenzial der Windkraft sowie Stromverbrauch in der Türkei im Jahresverlauf 2001 (eigene Recherchen)

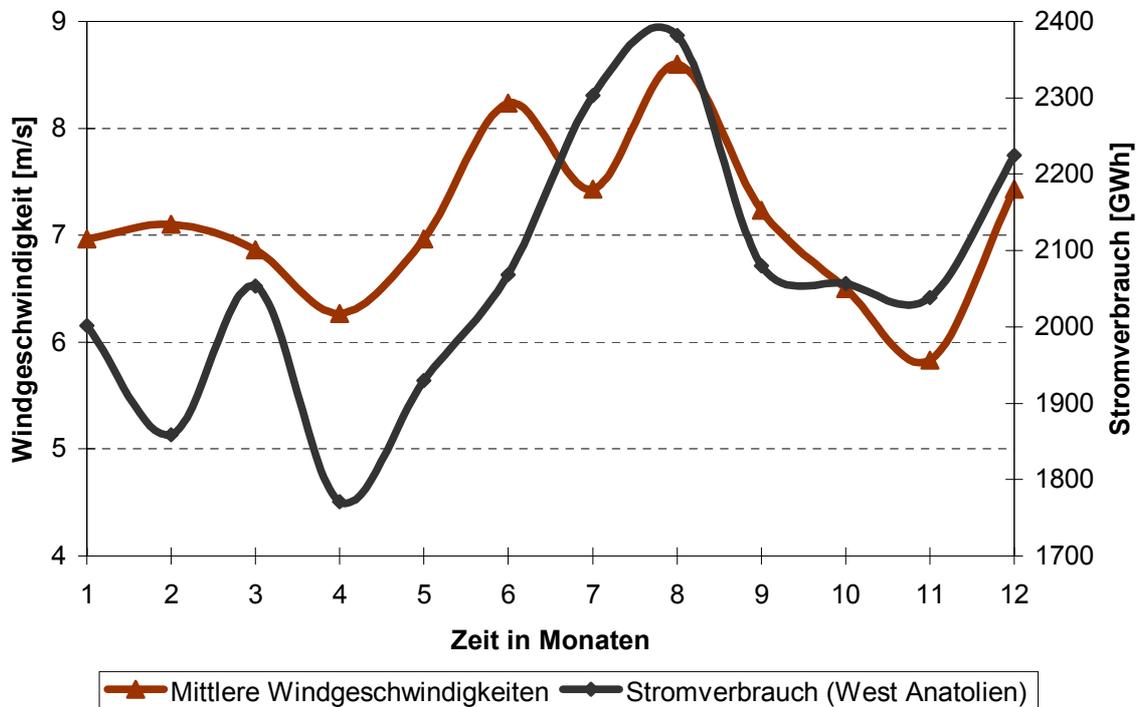
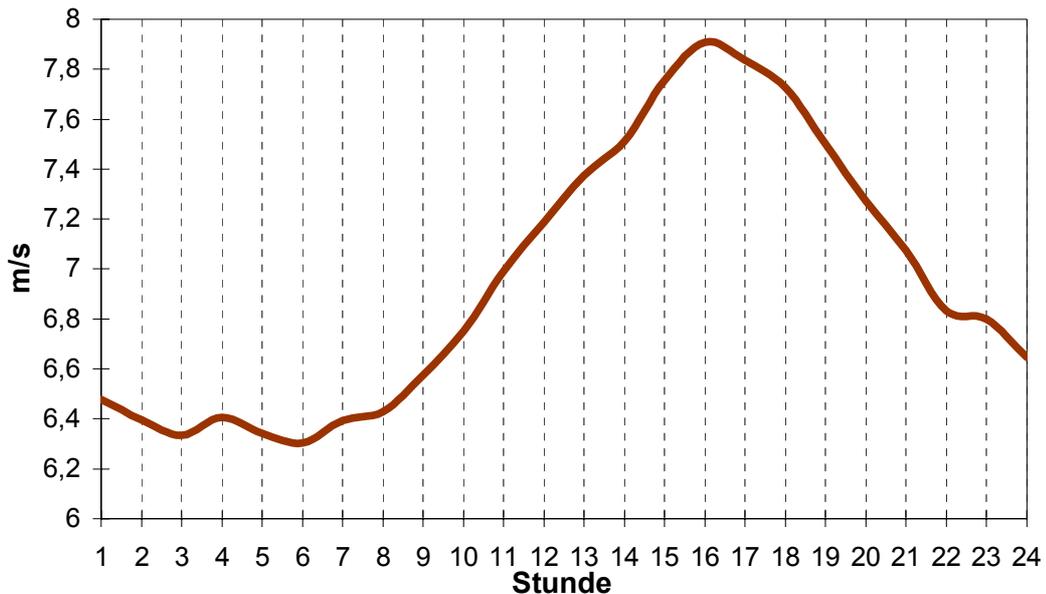


Abb. 3. 5: Technisches Stromerzeugungspotenzial der Windkraft sowie Stromverbrauch in der agäischen Region im Jahresverlauf 1998 (Quelle: Türkdewind 1999)



**Abb. 3. 6: Mittelwerte gemessener Windgeschwindigkeiten nach Stunden in der ägäischen Region (Türkdewind 1999)**

In der Türkei steigt der Stromverbrauch in den Mittagsstunden und am meisten Strom wird ab 17:00 Uhr verbraucht. Abb. 3.6 zeigt die Windgeschwindigkeit parallel zum Stromverbrauch. Die ägäische Region ist nicht nur ein Industriegebiet sondern auch eines der bedeutendsten touristischen Gebiete der Türkei. Daher steigt in den Sommermonaten mit den Nächtigungen auch die Nachfrage an Strom.

Ohne die Berücksichtigung regelungstechnischer Probleme, die sich bei der Einspeisung der teilweise stark fluktuierenden Windkraft in das Netz der öffentlichen Versorgung ergeben können, ist das technische Angebotspotenzial damit auch nachfrageseitig im Energiesystem der Türkei integrierbar.

### 3.2.3 Ökonomische Analyse

Im folgenden werden die variablen und fixen Aufwendungen der untersuchten Windkraftanlage diskutiert.

#### 3.2.3.1 Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Die Stromerzeugungskosten pro kWh berechnen sich wie folgt;

$$C = \frac{I \cdot \alpha}{T} + C_{Var}$$

wobei:

C;..... Erzeugungskosten pro kWh [€/kWh]

I;..... Investitionskosten pro kW [€/kW]

$\alpha$ ;..... Annuitätenfaktor [1]

T;..... Volllaststunden [h]

$C_{Var}$ ;... Laufende Kosten pro kWh [€/kWh]

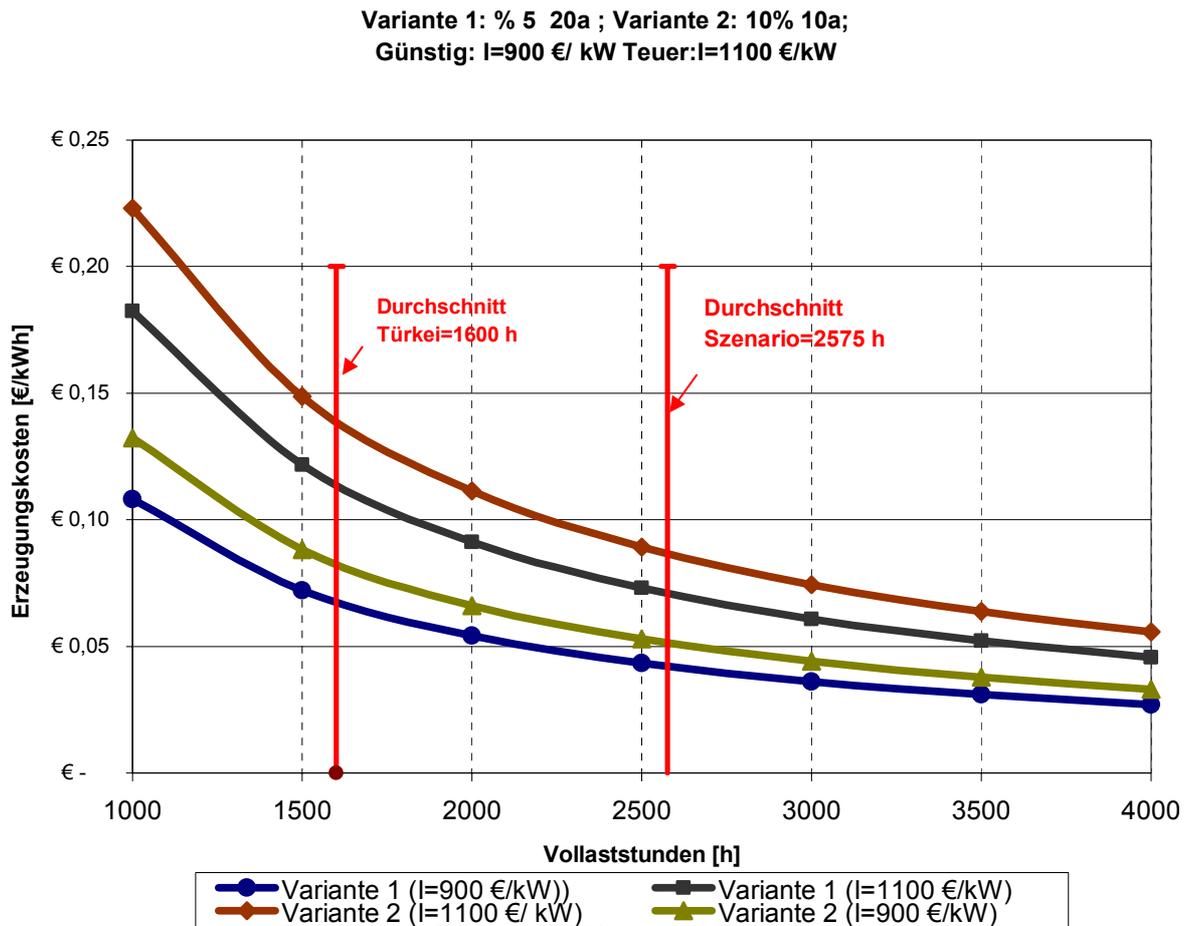
$$\alpha = \frac{z \cdot (1+z)^{LT}}{(1+z)^{LT} - 1}$$

z;..... Zinssatz [1]

LT;... Abschreibungsdauer [a]

- Investitionskosten: Die Investitionskosten stellen die Errichtungskosten einer Anlage bezogen auf die installierte Leistung dar. Im allgemeinen unterscheiden sich die Kosten verschiedener Technologien und Energiequellen sehr stark, tendenziell gesehen ist der Investitionsbedarf bei Anlagen basierend auf erneuerbaren Energieträgern zumeist höher als bei Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger.
- Annuitätenfaktor: Mit Hilfe des Annuitätenfaktors können die Investitionskosten, welche in der Planungs- und Bauphase anfallen, auf jährliche Kosten umgerechnet werden. Der Annuitätenfaktor hängt vom Zinssatz und der Nutzungsdauer der Anlage ab.
- Volllaststunden: Die Volllaststunden einer Anlage geben jene Zeit innerhalb eines Jahres in Stunden an, in welcher sie mit der Nennleistung betrieben wird. In anderen Worten, sie ergibt sich bei einer bestehenden Anlage aus der jährlich erzeugten Energiemenge dividiert durch die Engpassleistung der Anlage. Bei der Erstellung einer statischen Kostenkurve stellt dieser Faktor einen der wesentlichen Einflussfaktoren für die unterschiedlichen Kostenbereiche dar. Für Windenergie beispielsweise hängen die Volllaststunden von der Windgeschwindigkeit und der Windhäufigkeit pro Jahr ab.

- Laufende Kosten: Die laufenden Kosten setzen sich einerseits aus den Brennstoffkosten und andererseits aus den Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Mit Ausnahme von Biomasseanlagen beinhalten die laufenden Kosten nur die Betriebs- und Wartungskosten. Im allgemeinen sind sie für Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger wesentlich geringer im Vergleich zu mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken.



**Abb. 3. 7: Erzeugungskosten für Strom aus Windanlagen in der Türkei in Abhängigkeit vom jährlichen Ertrag**

Abb. 3.7 zeigt die Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit vom jährlichen Ertrag. Wegen der instabilen Wirtschaftssituation liegt der Zinssatz in der Türkei bei ca.9%-10%. Die Abschreibungsdauer ist mit 10 Jahren auch sehr niedrig im Vergleich zu

europäischen Annahmen mit 20 Jahren<sup>6</sup>. Für Europa gemachte Studien zeigen auch, dass ein Zinssatz von ca. 5% genommen werden kann.

Bei hoher Streuung der spezifischen Investitionswerte in einem Bereich von 900 bis 1100 €/kW liegt die mittlere spezifische Investition etwa bei 1000 €/kW. Es zeigt sich darüber hinaus ein leichter Trend zu höheren spezifischen Investitionen mit wachsender Standortqualität.

Die laufenden Kosten können heute nur grob eingeschätzt werden, sie wurde bei dieser Studie mit einem Wert von rund 4% der Investitionskosten angenommen, auf eine Betriebsdauer von 20 Jahren umgelegt.

Abb. 3. 7 zeigt auch, dass die europäischen Wirtschaftstandards in der Türkei realisiert werden könnten, die Stromentstehungskosten bei über 2000 Volllaststunden unter 5 €cent sinken.

### **3.3 Aktueller Stand der Windenergienutzung in der Türkei**

Bisher ist die Windenergie in der Türkei gemessen am Potenzial wenig entwickelt und hat eine relativ kurze Geschichte. Ende 2002 waren 19,2 MW in der Türkei installiert, verteilt auf drei Standorte: Germiyan/ Izmir mit 1,6 MW, Bozcaada/ Canakkale mit 10,2 MW und Alacati/ Izmir mit 7,4 MW.

1998 wurden in der Türkei die ersten zwei Windparks mit 1,6 MW bzw. 7,4 MW in Betrieb genommen. Beide Windparks befinden sich in der Nähe der am Mittelmeer gelegenen Stadt Alaçatı. Im Juni 2000 nahm ein dritter Windpark auf der Ägäisinsel Bozcaada seinen Betrieb auf. Dieses 10,2 MW BOT - Projekt wird von der Firma BORES A. Ş. ( Bozcaada Rüzgar enerji Santrali) betrieben, einem Joint- Venture zwischen der Demirer Holding und dem deutschen Anlagenhersteller Enercon.

Eine lokale Produktion von Windkraftanlagen existiert bislang nicht.

Bis Mitte 2000 wurden 71 Anträge für Windkraftanlagen mit einer Gesamtkapazität von 2,4 GW gestellt. Von diesen wurden bis Ende 2000 von der türkischen Regierung 17 Anträge mit insgesamt 494 MW genehmigt, die bis Ende 2002 errichtet werden sollten.

Für die Türkei sind derzeit Projekte von privaten Unternehmen in einem Ausmaß von 4000 MW Kapazität beantragt worden.

---

<sup>6</sup> Der Zinssatz mit 10% und die Abschreibungsdauer von 10 Jahren für die Türkei wurden gemäß dem Gespräch im März 2003 mit Herrn Önder Demirer, Unternehmer von Windpark Bores, angenommen.

Als Hauptgrund für die nicht realisierten Projekte ist die ausgeprägte Zurückhaltung der türkischen Regierung und somit auch der damalige TEAŞ gegenüber EET anzusehen. Die jüngste Planung sieht eine Steigerung der installierten Windkraft bis zum Jahr 2025 auf lediglich 1,6 GW vor.

### 3.3.1 Windpark Bores

Der Windpark Bores liegt auf der Insel Bozcaada nahe der Stadt Canakkale, nahe dem alten Troja. 17 Turbinen von jeweils 600 kW erzeugen Strom für rund 7.000 Haushalte in Canakkale.

Nach Angaben der DEG (Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft GmbH) unterliegt der erwartete Energieertrag von 33 Gigawattstunden (GWh) pro Jahr mit durchschnittlich 7% nur geringen Schwankungen.



Abb. 3. 8: Windpark Bores (Quelle: Demirer Holding)

Die Lizenzierung für Bau und Betrieb ist durch das Energieministerium nach dem Build-Operate-Transfer (BOT)- Schema erfolgt. Mit einem 20-jährigen Stromabnahmevertrag verpflichtete sich der staatliche Energieversorger TEDAS zur Abnahme des Windstroms auf Basis reiner Leistungsentgelte. Die BOT- Modelle gewinnen weltweit nach Einschätzung der DEG an Bedeutung. Immer mehr Kraftwerke, Containerterminals, Flughäfen, Wasserversorgungsanlagen, Straßen etc. werden privat finanziert, gebaut und betrieben. In Ländern, die hierfür die erforderlichen Rahmenbedingungen schaffen, werden so privatwirtschaftliche Projekte realisiert, die sich die öffentliche Hand nicht leisten könnte. Infrastrukturelle Engpässe, die oft eine positive, wirtschaftliche Entwicklung hemmen, würden damit überwunden.

Bores ist ein Joint Venture der Enercon GmbH, Aurich, und der Demirer Holding A.S (Deutsche Investition )

Nach dem Abkommen zw. Bores und TEAS ergibt sich ein Durchschnittspreis von 5,5 \$-Cent/kWh. Im ersten Betriebsjahr wird der Strom um 8,9 \$-Cent/kWh und jede

Überkapazität um 2,5 \$-Cent/kWh abgenommen. So ergibt sich ein Durchschnittspreis von 5 \$-Cent/kWh.

Projektbeschreibung:

- Installierte Leistung: 10.2 MW
- (17 E40/600kW Enercon Turbinen)
- Investitionskosten: 13,5 Million US-\$
- Zinssatz 10%, Rückzahlungsdauer 10a
- Betriebskosten: 4% der Investitionskosten
- Jährliche Energieerzeugung: 30 Million kWh
- nach dem BOT Modell (Build- Operate-Transfer) für 20 Jahre
- Volllaststunden 3.200 h/a

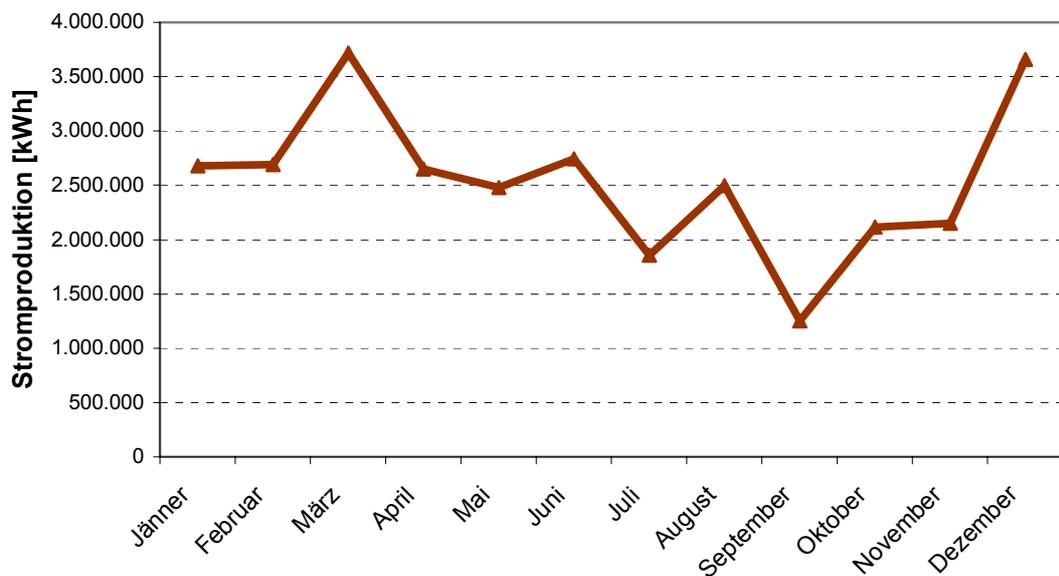


Abb. 3. 9: Windpark Bores Stromproduktion 2002

### 3.3.2 Windpark Ares

Ares ist der erste Windpark in der Türkei, 80 Kilometer von Izmir entfernt am westlichen Ende der Halbinsel Çesme gelegen. 12 Vestas V44/600 Turbinen

produzieren 28 Millionen kWh/a Energie seit seiner Einweihung November 1998. ARES erzeugt 20% der Elektrizität, die durch die Küstenstädte Alaçatı und Çesme, mit einer Bevölkerung von 50.000 im Winter und über 100.000 während des Sommers verbraucht wird. Interwind Ltd. entwickelte das Projekt beginnend mit Windmessungen am Aufstellungsort, über den dornigen Weg des ersten B.O.T.-Windenergievertrages der Türkei, bis zum Rasterfeldanschluss.

Der Ende 1998 eingeweihte größere Windpark wurde als BOT (Build-Operate-Transfer) - Betreiber Modell von der privaten Firma Ares (Alaçatı Rüzgar Enerjisi Santralı) mit Komponenten der dänischen Firma Vestas errichtet.

Betrieben wird die Anlage von einem Joint-Venture, bestehend aus den Firmen Interwind (Schweiz), Lockheed Martin, Güçbirliği Holding, Atamer Dış Ticaret, Ergun Özakat sowie der Kommunalverwaltung von Alaçatı.

Ares hat bewiesen, dass es in der Türkei möglich ist, Windenergieprojekte mit einheimischer Finanzierung zu verwirklichen.

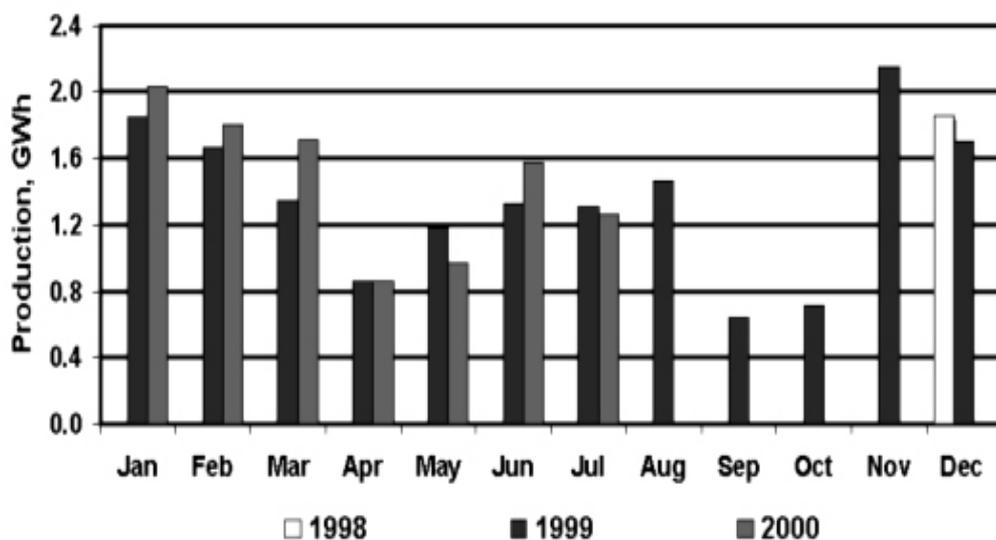


Abb. 3. 10: Windpark Ares Stromproduktion zw. 1998-2000 (Quelle: Egetek)

#### 4 Szenario für 12% der türkischen Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020

Die zukünftige Nachfrage an Strom wird in der Türkei laut IEA bis zum Jahr 2020 547 TWh betragen.

Unter Berücksichtigung dieser Gegebenheiten müssen in jedem Jahr Kraftwerksanlagen mit einer installierten Leistung von 3500 MWh errichtet werden. Das bedeutet einen Kostenaufwand von jährlich 3.5 Mrd. US-\$ mit einer Annahme eines niedrigen Kostenfaktors von 1000 US-\$/kW (nach Sahin M.; 2002)

Nach der Meinung des türkischen Energie- und Ressourcenministeriums spielt die erneuerbare Energie bzw. Windenergie keine wichtige Rolle. Die gegenwärtige Regierung berücksichtigt das enorme Windkraftpotenzial in ihrem Regierungsprogramm noch nicht ausreichend. Während der Windenergiemarkt in Europa bzw. in der Welt jährlich durchschnittlich um 25% wächst, ist in der Türkei die Windenergie mit 19 MW begrenzt geblieben.

Laut einer Studie (Windforce 12; 2003) von Greenpeace und EWEA (European Wind Energy Association) wird ein Ziel von 12 % für die ganze Welt diskutiert. Europa mit seiner über 20-jährigen Erfahrung stellt sich als Kernmarkt dar. Diese Studie zeigt, dass die Windindustrie durchaus in der Lage ist, bis zum Jahr 2010 mit einer Leistung von 100.000 MW für Europa und 230.000 MW weltweit produzieren zu können. In Dänemark macht die Windenergie rund 20% der dänischen Strom-erzeugung aus (Windforce 12, 2003)

**Tabelle 4- 1: Länder nach installierter Leistung (Ende 2002);(Quelle: Windforce 12;2003)**

Deutschland	11.968	MW
Spanien	5.043	MW
USA	4674	MW
Dänemark	2.880	MW
Indien	1.702	MW
Italien	806	MW
Niederlande	727	MW
England	570	MW
Japan	486	MW
China	473	MW

Weltweit war Ende 2002 eine Windkraftleistung von über 30.000 MW installiert, davon über 20.000 MW in Europa. Zu den führenden Ländern gehören nach Deutschland, wo Ende des Jahres 2002 rund 12.000 MW installiert waren, Spanien (5043 MW), die USA (4674 MW), Dänemark (2880 MW) und Indien (1702 MW). Neue Studien gehen davon aus, dass bis Ende des Jahres 2007 eine Windkraftleistung von rund 58.500 MW in Europa installiert sein wird. Weltweit sollen es nach Untersuchungen der dänischen BTM Consult ApS über 83.000 MW bis Ende 2007 sein<sup>7</sup>. Die Türkei braucht auch mehr Know-how aus Ländern wie Deutschland, Dänemark und Spanien.

Im folgenden wird das prognostizierte Ziel "Im Jahr 2020 12% Stromerzeugung aus Windenergie" für die Türkei erläutert.

Wie im Kapitel 3.2.2.2 beschrieben wird, wird nach einer Studie für die OECD Länder die für Windenergie nutzbare Fläche auf 9960 km<sup>2</sup> geschätzt (Van Wijk 1993). Wenn man diese 9960 km<sup>2</sup> proportional nach dem Windatlas der Türkei (siehe Abb 3.1) verteilt, ergibt dies ca. 290 km<sup>2</sup> vom roten Bereich, und 9670 km<sup>2</sup> vom gelben Bereich an für Windenergie nutzbarer Fläche. Der grüne und hellblaue Bereich wurden für diese Studie aufgrund ihrer niedrigen Windgeschwindigkeiten nicht berücksichtigt.

Tabelle 4.6 zeigt, wie die jährliche Entwicklung der Windenergienutzung in der Türkei sein soll, um im Jahr 2020 das 12% Ziel zu erreichen. Zuerst sollen die Flächen, wo die Windgeschwindigkeiten hoch sind, ausgebaut werden.

Wenn man z. B. die 290 km<sup>2</sup> des roten Bereichs verwendet, könnte man bei einem Platzbedarf von 0,13 km<sup>2</sup> für die 1.500 kW Referenzanlage ca. 2230 Anlagen errichten. Für diese Anlagen im offenen Land und an den Küsten liegen die Windgeschwindigkeiten zw. 6,5-7,5 m/s und 7,0-8,5 m/s. Es können damit 3300 MW Kapazitätsleistung im roten Bereich installiert werden. Mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7,0-7,5 m/s erreicht die Referenzanlage ca. 2800 Volllaststunden. Das Szenario für den roten Bereich geht von 3000 Volllaststunden aus und wird im Jahr 2010 eine kumulative Kapazität von rund 3200 MW mit durchschnittlichen ca. 2800 Volllaststunden installiert haben.

Die anderen 25.700 MW Leistung, die ca. 17.000 Anlagen mit 1500 kW entsprechen, sollen im gelben Bereich installiert werden.

---

<sup>7</sup> <http://www.energynet.de/wind/windtechnik.html>

Um im Jahr 2020 66 TWh zu erreichen, soll im Jahr 2004 325 MW Windenergieleistung installiert werden. Dieses Ziel wäre allein mit den 17 bereits bewilligten aber nicht gebauten Anlagen mit einer insgesamt Leistung von 494 MW realisierbar.

Zwischen 2004 - 2007 soll die Kapazitätsentwicklung jährlich durchschnittlich 50% ausmachen. In dieser Studie ist vorgesehen, dass die Windenergiekapazität 2008 - 2011 mit 40%, 2012 - 2014 mit 30%, 2015 - 2017 mit 20%, und schließlich bis zum Jahr 2020 mit 10% wachsen soll.

Die oben genannten Wachstumsraten sind für eine Industrie sehr hoch, aber die Windenergie hat während ihrer Ausgangsphase noch höhere Raten aufgewiesen. Tabelle 4-2 zeigt die Windenergiewachstumsraten in den Top Ten Ländern.

Tabelle 4- 2 :Wachstumsrate in den Top Ten Ländern (Windforce 12; 2003)

Länder	Ende 1999 [MW]	Ende 2000 [MW]	Ende 2001 [MW]	Ende 2002 [MW]	Wachstums-rate 2001-2002 %	3 Jahre Wachstums-rate%
Deutschlad	4442	6107	8734	11968	37	39.2
Spanien	1812	2836	3550	5043	42.1	40.7
USA	2445	2610	4245	4674	10.1	24.1
Dänemark	1738	2341	2456	2880	17.3	18.3
Indien	1035	1220	1456	1702	16.9	18
Italien	277	424	700	806	15.1	42.7
Niederland	433	473	523	727	39	18.9
G.Britanien	362	425	525	570	8.7	16.4
Japan	68	142	357	486	36.1	92.7
China	262	352	406	473	16.5	21.8

Während der letzten zehn Jahre entwickelte sich der weltweite Markt der Windenergie außerordentlich schnell, vorwiegend angetrieben durch die Aufstellungszahlen in Deutschland. Waren 1990 etwa 30 MW in Deutschland installiert, so waren es Ende 1999 mit fast 4500 MW 150 mal soviel.

**Tabelle 4- 3: Prognostizierte Entwicklung der Windenergie in der Türkei bis zum Jahr 2020**

Jahre	Zusätzliche Leistung pro Jahr [MW]	Entw. der Leistung bis 2020 [MW]	Wachstumsrate	Volllast-Stunden [h/a]	Zusätzliche Stromerzeugung pro Jahr [GWh/a]	Kumulative Erzeugung bis zum Jahr 2020 [GWh/a]
2003	19	19		3000	57	57
2004	306	325	50%/a	2950	902	959
2005	162	487		2900	471	1.429
2006	243	730		2850	694	2.123
2007	365	1.096		2800	1.023	3.146
2008	548	1.643		40%/a	2750	1.506
2009	657	2.301	2700		1.775	6.427
2010	920	3.221	2650		2.439	8.866
2011	1.288	4.509	2600		3.350	12.215
2012	1.804	6.313	30%/a	2550	4.600	16.815
2013	1.894	8.207		2500	4.735	21.550
2014	2.462	10.669		2450	6.032	27.582
2015	3.201	13.870	20%/a	2400	7.682	35.263
2016	2.774	16.644		2350	6.519	41.782
2017	3.329	19.972		2300	7.656	49.438
2018	3.994	23.967	10%/a	2250	8.988	58.426
2019	2.397	26.364		2200	5.273	63.699
2020	2.636	29.000		2150	5.668	69.367

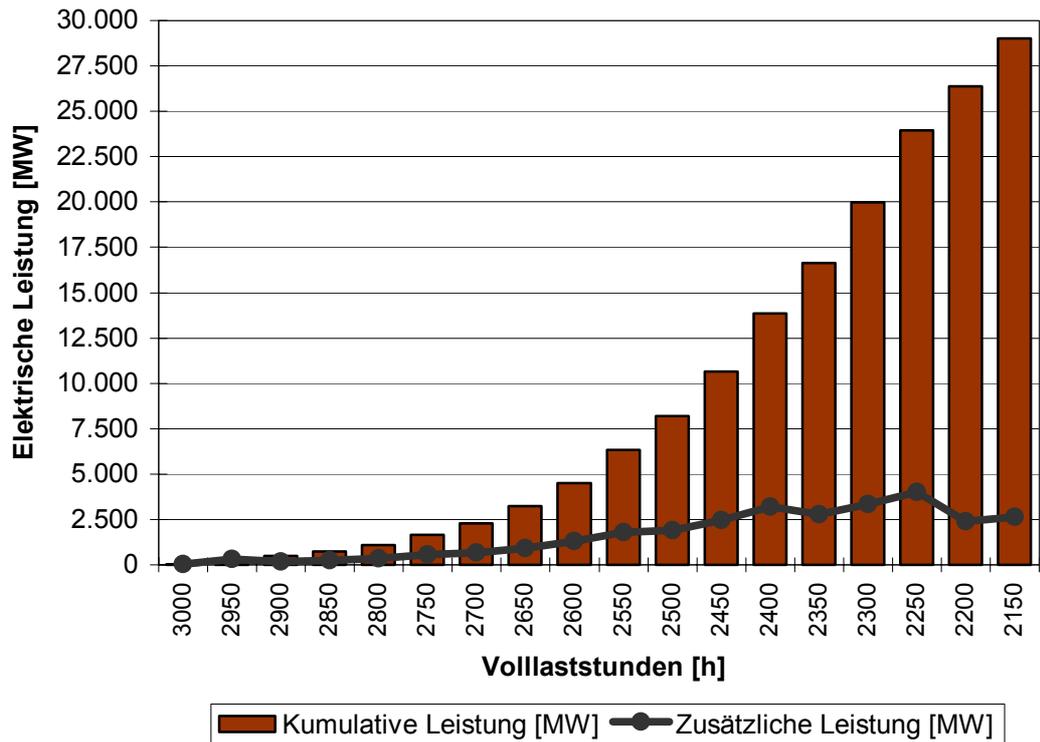


Abb. 4. 1: Prognostizierte Entwicklung der elektrischen Leistung nach den Volllaststunden bis zum Jahr 2020

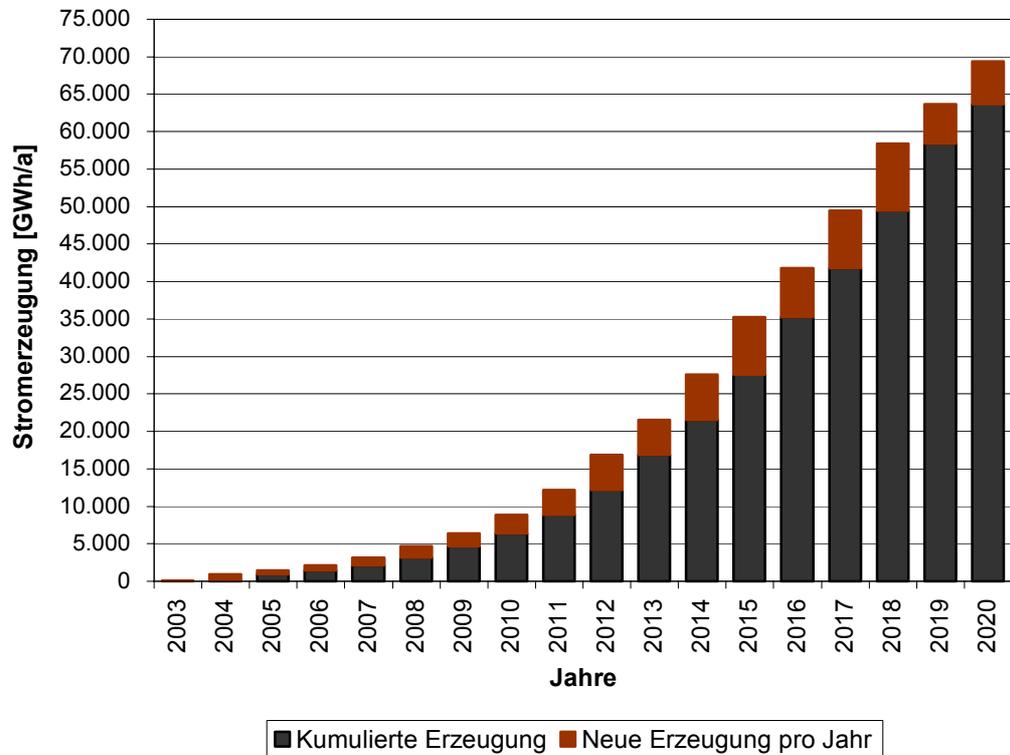


Abb. 4. 2: Prognostizierte Entwicklung der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020

#### 4.1 Statische Kostenkurve des Szenarios

Die statische Kostenkurve stellt den Zusammenhang der Grenzkosten der Erzeugung (€/ kWh) und der kumulierten Erzeugungsmenge eines Energieträgers pro Jahr (GWh/a) dar. Der Begriff statisch bedeutet in diesem Fall, dass die Daten auf ein bestimmtes Jahr bezogen werden. Geht man von den augenblicklichen Verhältnissen aus, so kann das angegebene Potenzial in diesem Jahr erreicht werden. (Haas R, Skriptum EW 2001-2002)

Für diese Studie gilt als Ziel die Erzeugung von 66.000 GWh/a im Jahr 2020.

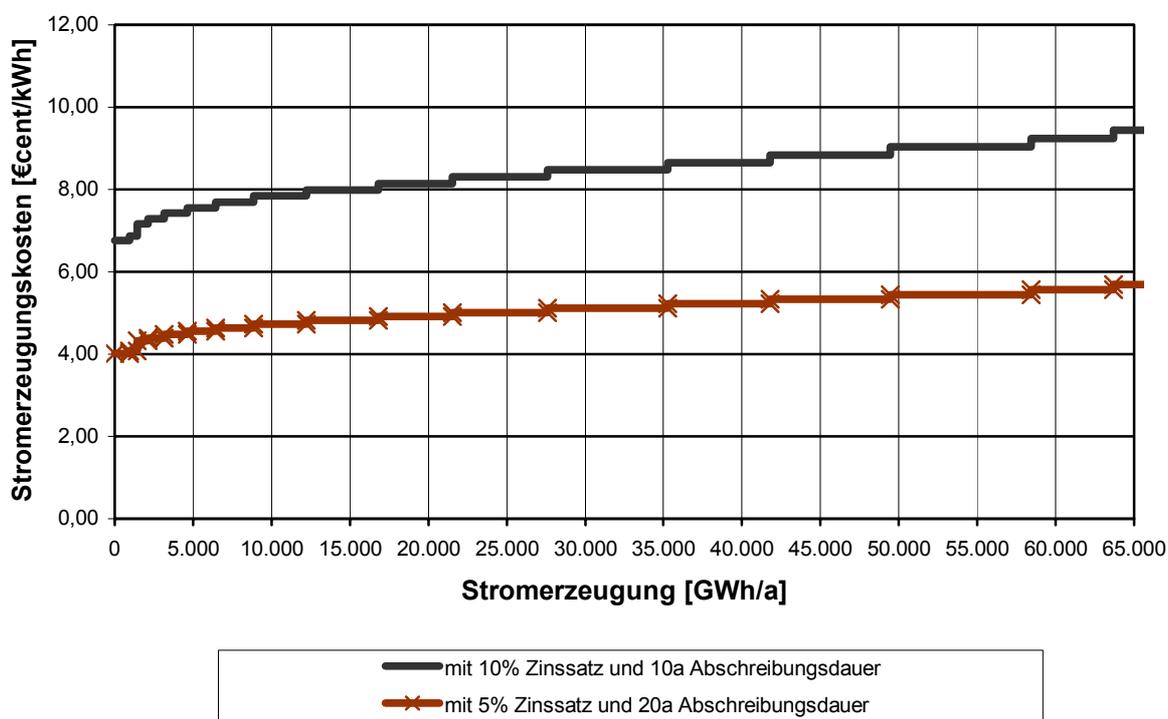


Abb. 4. 3: Statische Kostenkurve für die 12% Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020

Abb. 4.3 zeigt die statische Kostenkurve des 12% Szenarios für das Jahr 2020 in 2 Varianten. Die Investition wird mit 1000 €/kW angenommen. Die laufenden Kosten wurden bei dieser Studie mit einem Wert von rund 4% der Investitionskosten angenommen, umgelegt auf zwei Abschreibungszeiträume von 10 bzw. 20 Jahren. Die Zinssätze wurden mit 5% für 20 Jahre ( Annäherung für europäische Verhältnisse) bzw. 10% für 10 Jahre (Annäherung für türkische Verhältnisse) gewählt. Es werden bei der Berechnung der Erzeugungskosten keine Steuern und Subventionen berücksichtigt.

## 4.2 Dynamische Kostenkurve des Szenarios

Die historische Kostenentwicklung wird häufig mittels "Learning curve" dargestellt. D.h. die Kosten einer bestimmten Technologie wie der Windenergie verringern sich mit der zunehmenden Kapazität bis zu einem bestimmten Wert. Wird nun diese "Learning curve" mit der aktuellen statischen Kostenkurve verknüpft und dynamisiert, dann ergibt sich der der erzeugten Kapazität entsprechende dynamische Verlauf (Haas R., Skriptum EW, 2001-2002).

Aufgrund der kurzen Geschichte der Nutzung von Windenergie in der Türkei wurden die Annahmen laut einer Studie über die "Global learning curve" für Windenergie herangezogen<sup>8</sup>.

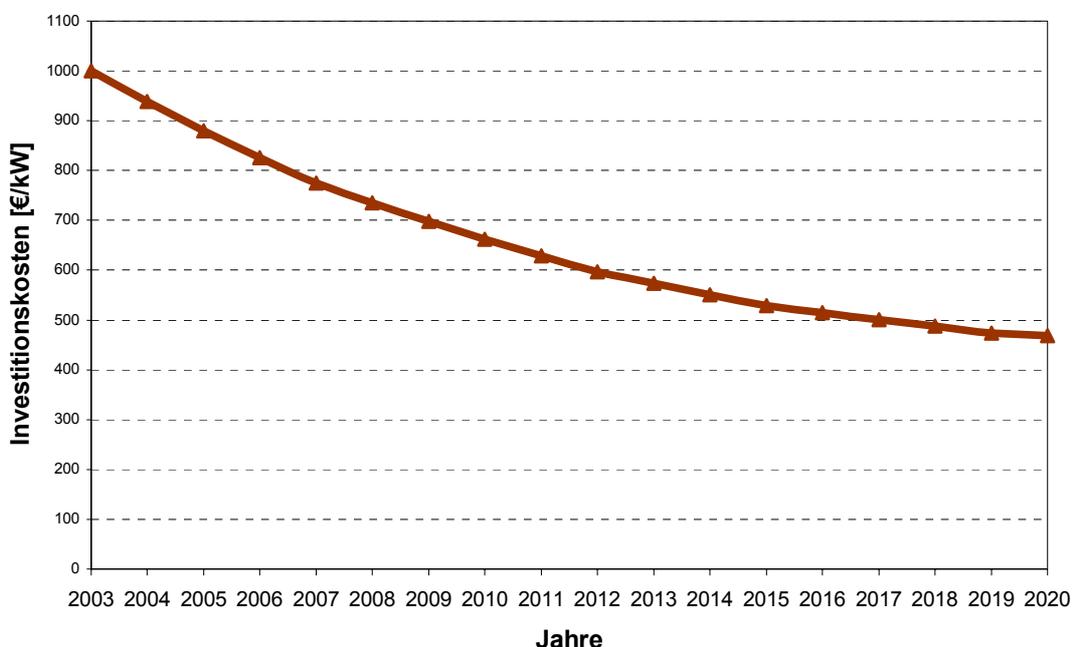


Abb. 4. 4: Prognostizierte dynamische Investitionskosten auf dem Weltmarkt

Um die dynamischen Investitionskosten zu berechnen wird die Annahme getroffen, dass der Weltmarkt den türkischen Windenergiemarkt bestimmen wird. Tabelle 4- 2 zeigt die vorgesehene Kapazitätsentwicklung in der Welt. Abb- 4. 4 zeigt die Investitionskosten für jedes Jahr mit Beginn im Jahr 2004 mit 1000 €/kW.

<sup>8</sup> Junginger M., Faaij A., A global experience curve for wind energy, 2003

Die dynamischen Kosten werden wie folgt berechnet:

$$C_{Cum} = C_0 * C_{um}^b$$

$$\text{Log } C_{um} = \text{log } C_0 + b \text{ log } C_{um}$$

$$PR = 2^b$$

$$LR = 1 - PR$$

$C_{Cum}$  ; Cost per unit

$C_{um}$  ; Cumulative (unit) production

PR ; Progress Ratio

$C_0$  ; Cost of the first unit produce

b ; Experience index

LR ; Learning rate

The progress ratio (PR) is a parameter that expresses the rate at which costs decline each time the cumulative production doubles. For example, a progress ratio of 0.8 (= 80%) equals a learning rate<sup>9</sup> of 0.2 (20%) and thus a 20% cost decrease for each doubling of the cumulative capacity (Junginger, Faajl; 2003).

In dieser Studie ist „unit“ Windenergieleistung in MW.

---

<sup>9</sup>Die Learning Rate gibt die Verringerung der Kosten einer bestimmten Technologie (in diesem Fall Windtechnologie) in Abhängigkeit von deren Umsetzung an.

**Tabelle 4- 3: Prognostizierte kumulierte Weltkapazitätsentwicklung  
(Quelle: Wind Force 12, 2003)**

<b>Jahre</b>	<b>Weltkapazitätsentwicklung [MW]</b>
2003	10,625
<b>2004</b>	13,281
2005	16,602
2006	20,752
<b>2007</b>	25,940
2008	31,128
2009	37,354
2010	44,824
<b>2011</b>	53,789
2012	64,547
2013	74,229
<b>2014</b>	85,363
2015	98,168
2016	107,985
<b>2017</b>	118,783
2018	130,661
2019	143,727
<b>2020</b>	<b>150,000</b>

Laut dem Bericht (Junginger, Faaij 2003) wurde der PR für Spanien als Beispiel für große Windparks mit 82% und für kleinere Windparks in Großbritannien mit 81% berechnet. Der PR für den Weltwindenergiemarkt liegt zw. 81% und 82%.

In Spanien sind die Windparks groß, mit durchschnittlich ca. 20 MW. Da für dieses Szenario in der Türkei große Windparks installiert werden sollen, wird der PR zur Berechnung der Investitionskosten Spanien als Vorbild mit 82% angenommen.

Daraus resultieren für das Jahr 2007 Investitionskosten von ca. 774 €/kW, für das Jahr 2014, von ca. 550 €/kW und für das Jahr 2020 von ca. 468 €/kW . Abb 4.4 zeigt, wie die Reduzierung der Investitionskosten für den Weltmarkt prognostiziert wird.

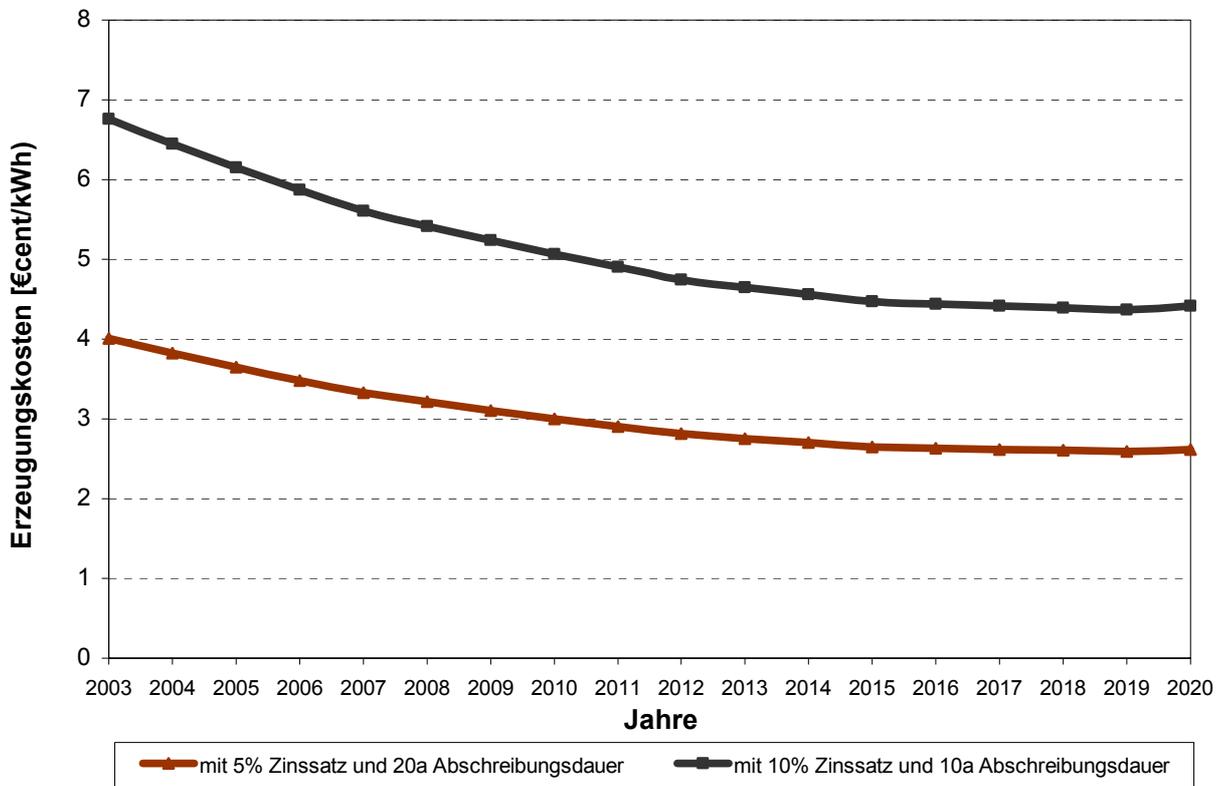


Abb. 4. 5: Dynamisierte, statische Erzeugungskosten in der Türkei

Abb. 4. 6 zeigt die dynamisierte, statische Kostenkurve für das 12% Szenario in der Türkei. Im günstigsten Fall mit 5% Zinssatz und 20a Abschreibungsdauer beginnen die Erzeugungskosten im Jahr 2003 mit ca. 4 €cent/kWh und sinken bis zum Jahr 2020 auf 2,6 €cent/kWh. Im teuersten Fall mit 10% Zinssatz und 10a Abschreibungsdauer, was sich aus der wirtschaftlichen Situation ergibt, liegen die Erzeugungskosten im Jahr 2003 bei 6,75 €cent/kWh, im Jahr 2010 bei ca. 5 €cent/kWh und schließlich im Jahr 2020 bei 4,4 €cent/kWh.

**Tabelle 4- 4: Prognostizierte jährliche Investition in die Windenergie in der Türkei (Real)**

<b>2004</b>	286.697.498 €
<b>2005</b>	142.835.742 €
<b>2006</b>	200.995.072 €
<b>2007</b>	282.833.551 €
<b>2008</b>	402.672.771€
<b>2009</b>	458.629.784 €
<b>2010</b>	609.428.258 €
<b>2011</b>	809.804.600 €
<b>2012</b>	1.076.063.666 €
<b>2013</b>	1.085.548.683 €
<b>2014</b>	1.355.860.851 €
<b>2015</b>	1.693.478.670 €
<b>2016</b>	1.428.172.594 €
<b>2017</b>	1.667.675.565 €
<b>2018</b>	1.947.341.853 €
<b>2019</b>	1.136.953.324 €
<b>2020</b>	1.235.445.377 €
<b>Summe</b>	15.820.437.858 €

Tabelle 4. 4 zeigt die gesamten jährlichen Investitionen bis zum Jahr 2020. Um das 12% Ziel zu erreichen sollen ca. 16 Milliarden € in der Türkei in die Windenergie investiert werden

Bei der Berechnung wurden die jährlich erwarteten dynamischen Investitionskosten pro kW auf dem Weltmarkt und die für das Szenario prognostizierte Entwicklung der Leistung bis 2020 berücksichtigt. Die beiden jährlichen Werte wurden jeweils multipliziert und die Investitionsnebenkosten oder Inflationsraten nicht berücksichtigt.

## 5 Auswirkungen des Szenarios 12%

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Szenarios 12% auf die Ökologie und die Volkswirtschaft analysiert.

### 5.1 Ökologische Analyse

Bedingt durch eine ständig steigende Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre ist die durchschnittliche Temperatur auf der Erde im Verlauf des 20. Jahrhunderts um 0,6 Grad Celsius gestiegen. Bis zum Ende dieses Jahrhunderts ist mit einer weiteren Klimaerwärmung zu rechnen, welche im Wesentlichen durch die Verbrennung fossiler Energieträger verursacht wird.

Die Rolle der Windenergienutzung für den Klima- und Ressourcenschutz wird im folgenden Abschnitt bearbeitet. Die Auswirkungen der 12% Stromerzeugung aus Windenergie werden hier als Anteile an der jährlichen CO<sub>2</sub>-Reduzierung der Türkei ausgedrückt.

Die Türkei ist ein Entwicklungsland, das auf dem Weg ist, ein Industrieland zu werden. Beim Kyoto-Protokoll ist die Türkei, obwohl sie ein Entwicklungsland ist, als ein OECD Land und somit als ein Industrieland eingestuft und verpflichtet worden. Daher hat die Türkei das Kyoto-Protokoll nicht unterschrieben.

Wenn man betrachtet, dass die türkische Wirtschaft stetig durchschnittlich um 8% jährlich wächst, bedeutet das einen enormen Bedarf an Energie. 70% der türkischen Elektrizität wird aus fossilen Brennstoffen erzeugt. Im Jahr 2020 wird dieser Anteil auf 82% anwachsen und eine enorme Steigerung der Treibhausgasemissionen nach sich ziehen.

**Tabelle 5- 1 CO<sub>2</sub> Emissionen nach fossilen Energieträgern (Quelle: WEC Statistics cited in "Wind Energy –The Facts", Vol.4, 1998, EWEA/ European Commission)**

Kohle	751- 962 t /GWh
Erdöl	726 t /GWh
Erdgas	428 t /GWh
Durchschnitt	600 t /GWh

Mit der Annahme des Durchschnittswerts von 600 t /GWh für fossile Energieträger kann die kumulative CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparung durch Windenergie bis zum Jahr 2020 ca. 42 Millionen Tonnen erreichen. Durch Windenergie werden unter den Annahmen aus Tabelle 5- 2 rund 15.000 kg/GWh an CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen in die Atmosphäre abgegeben. Für das ganze Szenario ergibt sich daraus eine Belastung von ca. einer Million Tonnen an CO<sub>2</sub>-Emissionen.

In der Türkei lag im Jahr 2002 der jährliche Stromverbrauch bei ca. 129.367 GWh, wovon 95.603 GWh durch fossile Energieträger erzeugt wurden, was 57 Millionen Tonnen an CO<sub>2</sub> Emissionen bedeutet.

### 5.1.1 Ökologische Analyse der Referenzanlage

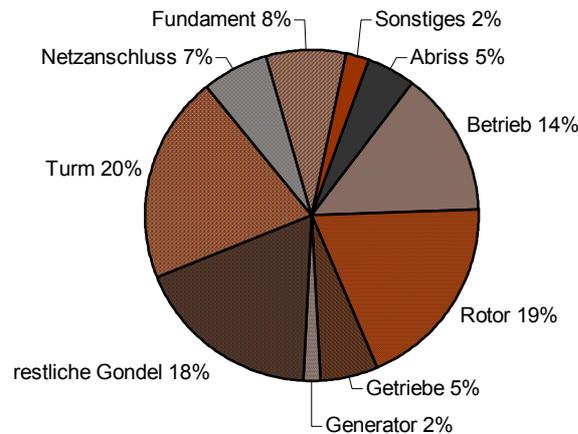
Die Emissionen pro bereitgestellte Einheit elektrischer Energie nehmen mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit und damit mit zunehmenden Volllaststunden stark ab. Tabelle 5- 2 zeigt die Emissionsbilanzen einer Windenergieanlage mit 1.500 kW bei 5,75 m/s Windgeschwindigkeit und 2400 MWh/a als Energiebilanz.

**Tabelle 5- 2: 1.500 kW Anlage mit 2400 MWh/a und bei mittlerer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von 5,75 m/s ( nach Hartmann 1999)**

SO <sub>2</sub>	in kg/GWh	28
NO <sub>x</sub>	in kg/GWh	20
CO <sub>2</sub> - Äquivalente	in kg/GWh	15.080
SO <sub>2</sub> - Äquivalente	in kg/GWh	43

Die Verteilung der CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen auf die einzelnen Komponenten einer Windkraftanlage wie Betrieb, Abriss und Netzanschluss ist in Abb 5.1 anhand der Bilanzergebnisse einer 1.500 kW -Anlage dargestellt.

Unter dem Begriff "Fundament" werden neben den eigentlichen Aufwendungen für die Verankerung der Windkraftanlage im Untergrund auch der maschinentechnische Einsatz zur Aufstellung des Konverters subsummiert. Der Netzanschluß beinhaltet alle elektronischen Aufwendungen zur Einbindung der Windkraftanlage in das Stromnetz.



**Abb. 5. 1: Aufteilung der CO<sub>2</sub>- Äquivalent- Emissionen einer 1,5 MW- Windkraftanlage (Quelle:Kaltschmitt M., Wiese A.,Streicher W., 2003)**

Aus Abb. 5. 1 wird deutlich, dass der Abriss einschließlich der Entsorgung der Windkraftanlage mit weniger als 5% nur relativ wenig zu den kumulierten CO<sub>2</sub>- Äquivalent- Emissionen beiträgt. Der Betrieb, der mit einem Anteil von rund 14% zu den Gesamtemissionen beiträgt, umfasst u.a. die Wartung und den Austausch defekter Komponenten. Der größte Teil an klimarelevanten Emissionen resultiert demnach aus dem Bau der Windkraftanlage (ca. 81%); hierzu tragen neben dem Generator und dem Getriebe, die restliche Gondel (ca.18%), der Turm (rund 20%) und der Rotor (rund 19%) am meisten bei.

### 5.1.2 Weitere Umwelteffekte

Während des Betriebs von Windkraftanlagen kommt es zu keiner direkten Freisetzung von toxischen Stoffen. Trotzdem ist der Windkraftanlagenbetrieb mit bestimmten Auswirkungen auf die natürliche Umwelt verbunden.

Neben Lärmemissionen können im ordnungsgemäßen Betrieb von Windkraftanlagen Schattenwurf und Lichtreflexe, die visuelle Beeinträchtigung der Landschaft sowie mögliche Effekte auf die Vogelwelt und das Mikroklima zu berücksichtigende, umweltrelevante Aspekte darstellen.

Aerodynamische Geräuschemissionen resultieren aus der Strömung der bewegten Luftmassen um die Rotorblätter sowie aus dem Hindurchtreten des Rotorblatts durch den Turmstau.

Neben diesen aerodynamischen Geräuschemissionen können zusätzliche mechanische Geräusche insbesondere im Getriebe und im Generator auftreten. Konstruktive Maßnahmen sowie eine ausreichende Dämpfung begrenzen diese Schallemissionen jedoch auf den unmittelbaren Anlagenbereich und sind im Allgemeinen in geringer Entfernung vom Hintergrundrauschen nicht zu unterscheiden.

Schattenwurf und Lichtreflexe entstehen besonders bei der Drehung der Rotoren. Sie treten ebenfalls nur in unmittelbarer Umgebung der Windkraftanlage auf und führen zur Beeinträchtigung von Bevölkerung und Umwelt.

Besonders in flachen Landschaften und auf exponierten Standorten können Windkraftanlagen das Landschaftsbild beeinträchtigen. Anzahl und Turmhöhe der Windkraftanlagen spielen dabei eine entscheidende Rolle. Durch eine entsprechende Farbgebung, die Bauform des Turms sowie Anzahl der Rotorblätter und deren Drehzahl kann jedoch diese subjektiv empfundene Störungen minimiert werden.

Das Verhalten von Vögeln und auch von Wildtieren in der Nähe von Windturbinen ist unterschiedlich: Während einige Vogelarten ihre Nester teilweise im Schutz der Generatorhäuser bauen, meiden andere diese Umgebung. Wissenschaftlich fundierte Studien belegen, dass der sogenannte »Vogelschlag« an Windkraftwerken keine Rolle spielt. Als »Vogelschlag« werden die Kollisionen von Vögeln mit den Flügeln der Rotoren bezeichnet. Neuere Untersuchungen zeigen auch, dass anfänglich beobachtete Verdrängungseffekte durch eine sich relativ schnell einstellende Gewöhnung von Vögeln und Wildtieren mitunter vollständig kompensiert werden. Durch eine sorgsame Standortplanung lassen sich Auswirkungen von Windturbinen auf die Lebensräume von Vögeln sowie Wildtieren vermeiden oder wenigstens auf ein Minimum beschränken. In Natur- und Vogelschutzgebieten findet darüber hinaus kein Ausbau der Windenergie statt.

## **5.2 Externe Kosten**

Unter externen Kosten versteht man die Kosten, welche nicht in die betriebswirtschaftliche Preisberechnung einfließen, sondern von der Allgemeinheit getragen werden. Ein Ausgleich durch die Verursacher erfolgt nicht. Beispiele dafür

sind die Kosten durch anthropogenen Treibhauseffekt oder Luftschadstoffemissionen.

Unabhängig vom Umfang der staatlichen Förderung einzelner Energieträger wäre es am gerechtesten, wenn die traditionellen Energieversorger für die von ihnen bei der konventionellen Energieerzeugung verursachten tatsächlichen Kosten aufkommen müssten.

Die im Juli 2002 veröffentlichte EU Studie "ExternE" beinhaltet externe Kosten. Diese Studie wurde für die letzten 10 Jahre für 15 EU Mitgliedsstaaten erstellt. Die externen Kosten der Energieträger sind wie folgend:

- Nuklear 0,2- 0,6 €cent/kWh
- Erdgas 1,0- 4,0 €cent/kWh
- Kohle 2,0- 15 €cent/kWh
- Windenergie 0,05-0,25 €cent/kWh

Ein Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes in Deutschland ("Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz") kommt zu dem Ergebnis, dass durch die Nutzung der erneuerbaren Energien durchschnittlich rund 14 €cent/kWh vermieden werden (die durchschnittliche Vergütung für Strom nach dem EEG beträgt 8,8 €cent/kWh). D.h. dass allein im Jahr 2001 der nach EEG vergütete Strom zu volkswirtschaftlichen Einsparungen von 2,5 Milliarden Euro geführt hat (Quelle<sup>10</sup>: BMU, 2002)

Würden diese Kosten dem konventionellen Energieerzeuger auferlegt, wären die Erzeuger von Windenergie schon heute konkurrenzfähig.

### 5.3 Arbeitsplätze

Die Behauptung, ambitionierte Klimaschutzziele und ein Einleiten der Energiewende gefährde Arbeitsplätze ist falsch. Schon heute haben europaweit dank des gezielten Ausbaus von erneuerbaren Energieträgern etliche Menschen eine Beschäftigung in Betrieben der regenerativen Energien und ihren Zulieferern gefunden. Experten rechnen mit einem Potenzial von zwei Millionen neuen Arbeitsplätzen. Davon zwischen 190.000 und 320.000 im Windenergiesektor.

---

<sup>10</sup> Volkswirtschaftlicher Nutzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung – Ergebnisse einer Studie, in: Umwelt 04/02

Die EU nimmt im Anlagenbau in den verschiedenen Energieerzeugungsbereichen bereits heute eine weltweite Spitzenstellung ein. Die Windenergiebranche ist hier besonders hervorzuheben. Es wäre unverantwortlich, Entwicklungschancen in einem zukünftig so bedeutsamen Marktsegment wie der Strom- und Wärmezeugung aus erneuerbaren Energieträgern nicht zu nutzen. Die Marktentfaltung beispielsweise auf dem Windkraftsektor hat eine leistungsfähige Industrie mit großen Exportchancen entstehen lassen, die mittlerweile rund 35.000 Menschen alleine in Deutschland beschäftigt.

Aufgrund der ökonomischen Chancen ist in diesem Sektor ein Wettbewerb unter den Anlagenherstellern entstanden, der neben der beginnenden Massenproduktion, die Erzeugungskosten seit 1991 um etwa 50 Prozent sinken ließ. Aufgrund des technologischen Fortschritts ist der Absatz auf dem Weltmarkt stark angestiegen. Außerdem führen die Weltklimaprobleme zu einem als sicher geltenden Bedarf an Energie aus erneuerbaren Energieträgern. Die Bedeutung ist daher auch aus industriepolitischer Sicht erheblich.

Obwohl erst zweieinhalb Prozent des deutschen Strombedarfes aus Windenergie abdeckt werden, existieren in Deutschland mittlerweile knapp 30.000 Arbeitsplätze. Damit werden pro produzierter Strommenge dreimal so viele Jobs geschaffen wie bei der Steinkohleverstromung.

Hier stehen einem Marktanteil von 20% 80.000 Arbeitsplätze gegenüber. Heute (2001) arbeiten weltweit mehr als 50.000 Menschen in der Windkraftindustrie. Mehr als 45.000 Arbeitsplätze in über 1000 Firmen sind durch die Windenergie in Europa entstanden. Führend sind auch hier Dänemark und Deutschland, die früher als andere Staaten mit ihren Einspeiseregulungen die effizienteste Förderung der Windenergie gefunden haben. So konnten sich stabile Heimmärkte entwickeln, die als Katalysatoren bei der Schaffung von starken Industriezweigen dienten.

Der Umsatz der dänischen Windbranche erreichte letztes Jahr über eine Milliarde US-\$. Damit lag die Windbranche vor der Erdgas- und der Fischfangindustrie, zwei der wichtigsten dänischen Industrien.

Einige Einschätzungen der Beschäftigungseffekte der Windenergie sind in Deutschland, in Dänemark und in den Niederlanden durchgeführt worden. Eine zusammenfassende Studie wurde vom dänischen Wind-Turbinen-Hersteller-Verband (DWTMA) 1996 erstellt.

Die Methode von DWTMA beruht auf der Addierung der einzelnen Herstellungssektoren wie Metallwerke, Elektronik usw. Die Resultate umfassen drei

Bereiche, die direkte und indirekte Beschäftigung der Installierung und die globale Beschäftigung der dänischen Exportindustrie.

Dänemark hat rund 50% Marktanteil der Windanlagenherstellung. Diese Studie zeigt, dass für jedes MW Windleistung 17 Mann/Jahre in der Windenergieerzeugung und auch 5 Mann/Jahre für das Installieren der Anlagen geschaffen werden.

Nach den von der Studie Windforce 12<sup>11</sup> angenommenen Werten werden Arbeitsplätze im Windenergiebereich im Jahr 2005 im Ausmaß von 17,7 Job-Jahren/MW, im Jahr 2010 von 14,8 Job-Jahren/MW, im Jahr 2015 von 13,1 Job-Jahren/MW und im Jahr 2020 11,8 Job Jahren/MW geschaffen werden. Mit dieser Annahme können in der Türkei bis zum Jahr 2020 rund 342.200 Arbeitsplätze am Windenergiesektor geschaffen werden.

**Tabelle 5- 3: Prognostizierte Arbeitsplätze in der Türkei nach Szenario 12% (eigene Berechnungen nach Windforce12, May 2003)**

<b>Jahre</b>	<b>MW</b>	<b>Job-Jahre/MW</b>	<b>Job</b>
2005	487	17,7	8.620
2010	3.221	14,8	47.671
2015	13.870	13,1	181.697
2020	29.000	11,8	342.200

---

<sup>11</sup> Windforce 12, 12% of the Worlds Electricity from Wind power by 2020

## **6 Nötige regulatorische Randbedingungen und energiepolitische Maßnahmen für die Türkei**

In diesem Kapitel werden Maßnahmen zur Realisierung sowie regulatorische Randbedingungen erarbeitet, die als nötig erachtet werden, um im Jahr 2020 auf einen Stromanteil aus Windenergie von 12% zu kommen. Es werden energiepolitische Fördermodelle vorgestellt, die als speziell an die landeseigenen Gegebenheiten angepasst erscheinen.

### **6.1 Förderungskonzepte für Windenergie**

Zur Förderung des Einsatzes regenerativer Energien bei der Stromerzeugung gibt es in einer marktwirtschaftlich organisierten Volkswirtschaft mehrere Optionen. Dazu gehören im Einzelnen: freiwillige Maßnahmen, ordnungsrechtliche Instrumente sowie die gezielte staatliche Förderung mit Preis- oder Mengensteuerung.

#### **6.1.1 Förderung freiwilliger Maßnahmen**

Zunächst einmal kann auf Freiwilligkeit gesetzt werden und mit Informationskampagnen, Ausbildungs- und anderen Maßnahmen die Akzeptanz im Allgemeinen erhöht werden. Außerdem können Investitionen in Anlagen (zur Selbstversorgung) gezielt mit Investitions- oder Betriebskostenzuschüssen und günstigeren Krediten unterstützt werden.

Bei der Stromversorgung durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) kann auf die freiwillige Zahlungsbereitschaft der Stromkunden gesetzt werden. So wird z.B. im Rahmen von Green - Pricing - Programmen der EVU ein Aufschlag auf den Preis pro kWh eingehoben, aus dem die höheren Kosten für regenerativ erzeugten Strom gedeckt und zusätzliche Kapazitäten zur Erzeugung regenerativen Stroms finanziert werden.

#### **6.1.2 Ordnungsrechtliche Instrumente**

Da die Umwelt ein öffentliches Gut ist und es keinen direkten Markt für Umweltqualität gibt, ist der Schutz der Umwelt eine öffentliche Aufgabe. Zur

Abwendung von Gefahren und um allgemeine Rahmenbedingungen zu setzen, bedient sich der Staat daher des Ordnungsrechts.

Dazu gehören etwa das Setzen von Emissionsgrenzen oder der Erlass von Vorschriften zum Bau und Betrieb von Anlagen. Auch die Begünstigung erneuerbarer Energien ist in einer Ökosteuergesetzgebung denkbar. Direkt die erneuerbaren Energien betreffend gibt es z. B. in Deutschland rechtliche Vorschriften zur Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom in das bestehende Netz der Versorgungsunternehmen.

### **6.1.3 Staatliche Fördermodelle**

Mit Hilfe staatlicher Eingriffe in den Strommarkt kann die Nutzung erneuerbarer Energien über die ökonomischen Steuerungsgrößen Preis oder Menge gezielt gefördert werden.

#### **6.1.3.1 Preissteuerung mit Hilfe von Einspeisevergütungen**

Bei der Preissteuerung wird ein Mindestpreis für die Vergütung von Strom aus regenerativen Energien festgesetzt, der von den EVU an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Einspeisung in das öffentliche Netz gezahlt werden muss.

#### **6.1.3.2 Quotenmodell mit Ausschreibung**

Dieses Modell wird z.B. in England, Irland und Frankreich angewendet. Die Quote bezieht sich bei diesem Modell auf die Anlagenkapazitäten der verschiedenen Erzeugungstechnologien erneuerbaren Stroms, Steuerungsgröße ist aber eigentlich der Preis für Strom aus regenerativen Energien. Die Differenz zum Preis von konventionellem Strom wird mit diesem Modell finanziert. In den verschiedenen Ausschreibungsrunden näherte sich der Preis dem für konventionellen Strom an.

### **6.1.3.3 Quotenmodell mit Zertifikatehandel**

Das Quotenmodell mit Zertifikatehandel setzt an einem anderen Punkt an. Zunächst wird hier eine Quote für regenerativen Strom am gesamten Strom, den ein EVU, ein Verteilerunternehmen oder der Verbraucher mindestens beziehen muss, vom Gesetzgeber festgelegt. Der Nachweis darüber wird mit Zertifikaten geführt.

### **6.1.4 Die Unterstützung der Windenergie auf den marktführenden Märkten**

Eine der treibenden Kräfte in dem sich entwickelnden Windenergiemarkt ist die Wirtschaft. Für unabhängige Energieproduzenten ist eine stabile Wirtschaft von großer Bedeutung. Das heißt, wenn diesen Produzenten eine das Investitionsrisiko minimierende Förderungszahlung geleistet wird. Für den Zeitraum der Energieproduktion ist es für die Investoren von Bedeutung einen gesetzlich gesicherten Ankauf durch den Staat zu haben.

Es gibt unterschiedliche Preistarife betreffend der Windenergie in jedem Land. Auffallend ist es allerdings, dass immer mehr Staaten ihre Subventionen nicht auf Investitionen, sondern auf Preistarife konzentrieren.

Für einen permanent wachsenden Markt ist es von Nutzen, ein stabiles Festpreissystem zu haben wie z. B. in Deutschland und in Spanien. Eine ähnliche Situation wird auch in Frankreich erwartet. Indien und Japan sind zusammen mit einigen anderen europäischen Staaten durch eine Variante dieses Festpreissystems nach dem deutschen Modell (feed-in-low) emporgewachsen und haben somit die Tauglichkeit des Windenergiesektors bewiesen.

## **6.2 Erforderliche Randbedingungen für die Entwicklung der Windenergie**

Wird die Entwicklung der Windenergie in einzelnen Ländern näher betrachtet, so kann festgestellt werden, dass für den Erfolg weniger die Windverhältnisse ausschlaggebend waren, als vielmehr die gesetzlichen und administrativen Rahmenbedingungen. Überall dort, wo Stromeinspeisungsgesetze für eine Mindestvergütung und die Abnahme des Stroms sorgten, entwickelte sich die Windenergie sehr dynamisch (Dänemark, Deutschland, Spanien). Dort wo Quoten und

Ausschreibungsmodelle vorherrschten, war der Markt so uninteressant, dass sich die interne Industrie nicht entwickeln konnte und von der Bildfläche verschwand, so fern sie überhaupt existierte (Großbritannien, Irland und Frankreich). Am umfassendsten sind wohl die Rahmenbedingungen in Deutschland geregelt.

**Tabelle 6- 1: Die Modelle zur Förderung regenerativer Energien und ihre (Miss-) Erfolge (Quelle BWE)**

<b>Vergleich von Preis- und Quotenmodellen für die Windkraftnutzung in Europa (Stand: 31.12.2000)</b>					
	Land	Installierte N. Leistung Ende 2000 [MW]	Ausbau in 2000 [MW]	Installierte Nennleistung pro Kopf [Watt/Einwohner]	Installierte N. Leistung pro Fläche [kW/km <sup>2</sup> ]
<b>Länder mit gesetzl. Festpreisen (Einspeise gesetz)</b>	Deutschland	6.113	1.670	74,51	17,12
	Spanien	2.535	993	64,39	5,02
	Dänemark	2.282	511	430,48	52,95
	<b>Summe</b>	<b>10.930</b>	<b>3.174</b>	<b>86,28</b>	<b>12,08</b>
<b>Länder mit Mengenregelungen (Ausschreibung)</b>	G. Britannien	406	62	6,88	1,67
	Irland	93	20	25,40	1,32
	Frankreich	60	38	1,02	0,11
	<b>Summe</b>	<b>559</b>	<b>120</b>	<b>4,61</b>	<b>0,65</b>

Wird die Entwicklung der Windenergie in einzelnen Ländern näher betrachtet, so kann festgestellt werden, dass für den Erfolg weniger die Windverhältnisse ausschlaggebend waren, als vielmehr die gesetzlichen und administrativen Rahmenbedingungen. Überall dort, wo Stromeinspeisungsgesetze für eine Mindestvergütung und die Abnahme des Stroms sorgten, entwickelte sich die Windenergie sehr dynamisch (Dänemark, Deutschland, Spanien).

Dort wo Quoten und Ausschreibungsmodelle vorherrschten, war der Markt so uninteressant, dass sich die interne Industrie nicht entwickeln konnte und von der Bildfläche verschwand, so fern sie überhaupt existierte (Großbritannien, Irland und Frankreich). Am umfassendsten sind wohl die Rahmenbedingungen in Deutschland geregelt.

### 6.3 Nötige Förderungskonzepte für die Türkei

Als Anschubfinanzierung für Windenergie bzw. erneuerbare Energien sind Einspeisevergütungen eine der besonders sinnvollen Optionen. Wie die bisherigen Erfahrungen der anderen Länder zeigen, sind gesetzlich festgelegte Preise wirksamer als Quoten.

Es ist daher auch sinnvoll, für die Türkei dieses Förderungsmodell anzuwenden, da dadurch Investoren sicher und langfristig kalkulieren können. Bei vergüteten Einspeisetarifen soll es für die Anlage einen Festtarif und einen fixen Abnahmevertrag für jede erzeugte kWh Strom geben. Dieser Festtarif muss über den Erzeugungskosten liegen.

Die dynamischen Erzeugungskosten des Szenarios (siehe Abb.4.5) bestimmen die Tarife die fix im Einspeisetarif sein sollten. In der Türkei ist die Windenergie trotz den Entwicklungen in anderen Ländern immer noch marktfern und daher ist es nötig, einen jährlichen Einspeisetarif nach den dynamischen Erzeugungskosten je kWh festzulegen

Berechnung der jährlich anfallenden Förderkosten;

1. *Langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung;*

$$C_i = \frac{I_i \cdot \alpha}{T} + C_{i_{var}} \quad \text{€/MWh (siehe Abschnitt 3.2.3.1)}$$

$i$ ; Index (Jahr)

2. *Höhe des Einspeisetarifs= langfristige Grenzkosten*

$$FIT = C_i$$

3. *Förderkosten, jährlich*

$$FK_i = (C_i - P_m) \cdot E_i$$

$P_m$ ; Marktpreis des Stroms

$E_i$ ; Jährliches Stromerzeugungspotenzial neu errichteter Anlagen

$$FK_{\text{kumuliert, } j} = \sum_{i=1}^j Fki \cdot Wi$$

$j$ ; Jahr

$Wi$ ; 1 oder 0

$W_i = 1$     wenn  $(j-1) < LT$                        $W_i = 0$     wenn  $(j-1) \geq LT$   
LT;            Abschreibungsdauer der neu errichteten Anlagen im Jahr i

Die jährlichen Förderkosten ergeben sich aus der Differenz der geplanten Abschreibungskosten und den zu erwartenden Erlösen aus der Stromeinspeisung mit Normaleinspeisetarif zum Marktpreis. Die anfallenden Abschreibungskosten hängen von der Abschreibungsdauer, der Abschreibungsart und den jeweiligen Kapitalmarktzinsen ab. Man kann so durch eine dynamische Erzeugungskostenrechnung den geförderten Einspeisetarif in Abhängigkeit der Abschreibungsdauer festlegen. Um Erlöse erwirtschaften zu können, muss der Festpreis über den dynamischen Erzeugungskosten liegen. Diese untere Grenze wird als Fix In Tarif (FIT) bezeichnet.

Zurzeit wird der Großteil der Stromerzeugung von der staatlichen türkischen Stromerzeugungsgesellschaft (EÜAS) geleistet. Die EÜAS verkauft den Strom für 50.000 TL/kWh (ca. 3-4 \$-Cent/kWh, mit der Annahme von ca. 1,2 US-\$ = 1 € ergibt das ca. 2,5-3 €cent) (Bericht TÜGIAD<sup>12</sup> Seite 42). Diesen Preis fordert die staatliche Stromhandelsbehörde (TETAS) auch von den privaten Stromerzeugern. Die EÜAS kann den Strom für 50.000TL/kWh verkaufen, da sich die Kosten für ihre Anlagen schon längst amortisiert haben.

Abb. 6.1 zeigt die jährlichen Förderkosten mit einem Marktpreis von 3€cent/kWh.

Im günstigen Fall mit 20 Jahren Abschreibungsdauer und 5% Zinsen soll der FIT beim Einspeisetarif vom Jahr 2004 von 3,822 €cent/kWh bis zum Jahr 2020 auf ca. 2,6 €cent/kWh sinken. Da der Einspeisetarif ab dem Jahr 2013 unter dem Strommarktpreis liegen wird ist ab diesem Jahr keine Förderung mehr nötig. Im Fall mit 10a Abschreibungsdauer und 10% Zinssatz werden die Erzeugungskosten im Jahr 2004 ca. 6,5 €cent/kWh entsprechen.

Im aufgezeigten Modell wird vorgeschlagen, Einspeisetarife entsprechend dem Errichtungsjahr (2004-2020) der Anlagen für eine Dauer von 10 bzw. 20 Jahren vertraglich zu garantieren. Die Einspeisetarife werden jährlich gemäß der erwarteten Kostendegression gesenkt und gelten jeweils für Neuanlagen.

---

<sup>12</sup> Verband türkischer Jungerunternehmer

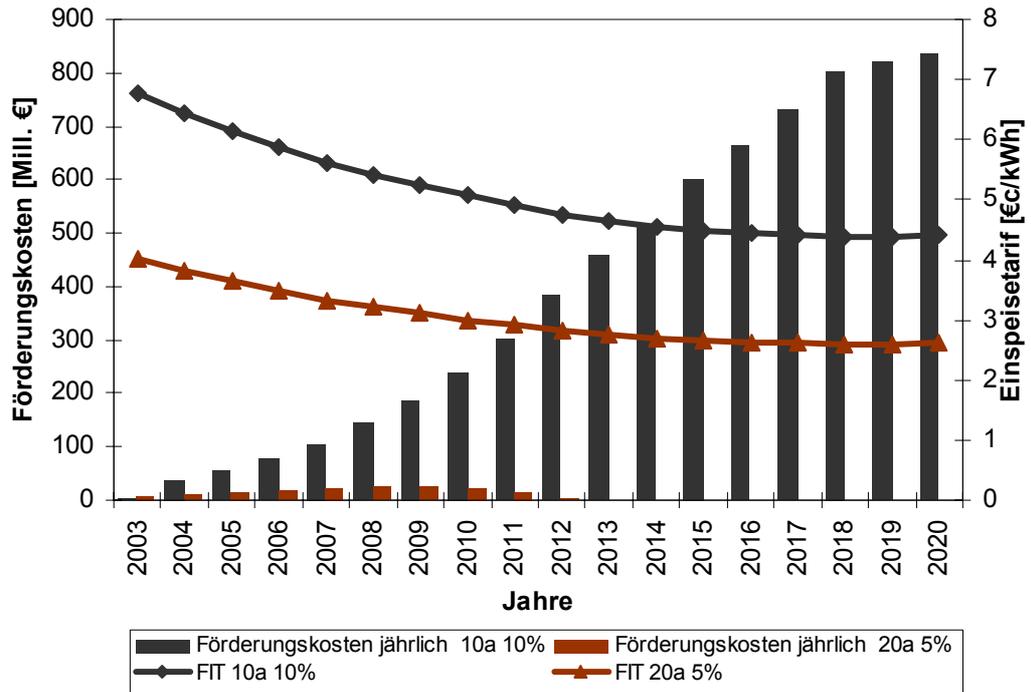


Abb. 6.1: Jährliche Förderkosten bei einem Marktpreis für Strom von 3€/kWh

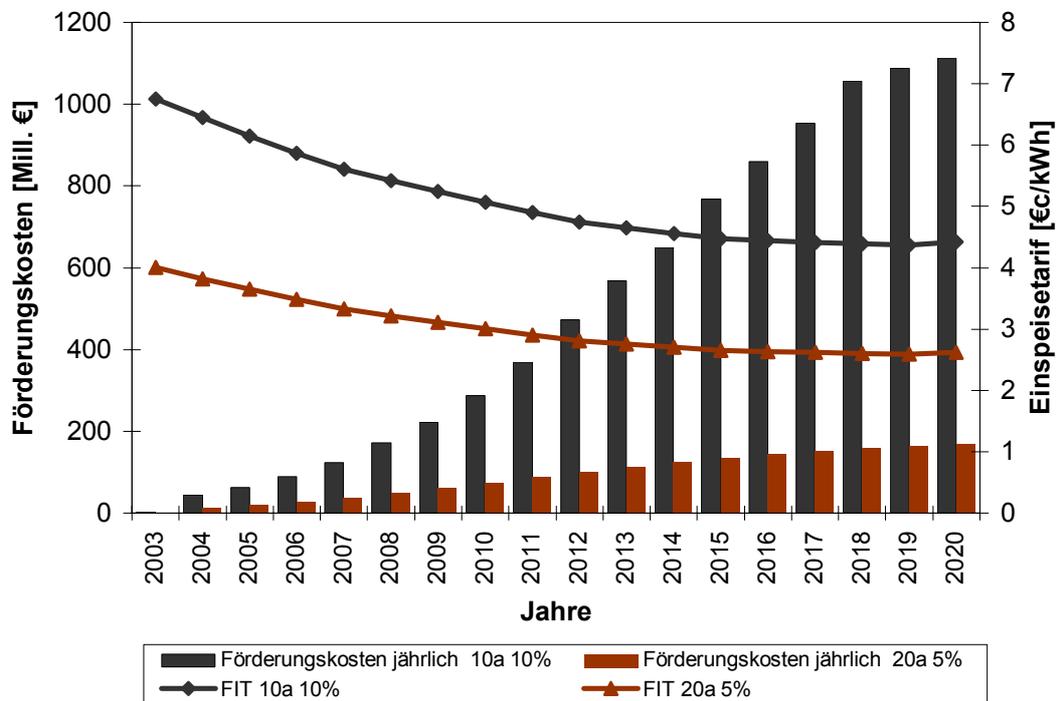


Abb. 6.2: Jährliche Förderkosten bei einem Marktpreis für Strom von 2,5 €/kWh

Abb.6 2 zeigt, dass bei einem Marktpreis von 2,5 €/kWh die Projekte vom Staat über die gesamte Abschreibungsdauer von 20 Jahren gefördert werden müsste, damit die Windenergie mit den fossilen Energieträgern konkurrieren kann. Diese Förderung würde im Jahr 2004 mit ca. 15 Millionen € beginnen und sollte im Jahr 2020 ca.170 Millionen € betragen.

Zurzeit können in der Türkei Projekte mit 10 Jahren Abschreibungsdauer und mit einem Zinssatz von 10% nur durch Förderungsmaßnahmen wirtschaftlich durchgeführt werden. Damit sich ein Projekt amortisieren kann, muss es ab Beginn 10 Jahre lang gefördert werden. Die benötigten Geldmittel betragen für das Jahr 2004 ca. 44 Millionen €, für 2010 ca. 287 Millionen € und schließlich für 2020 ca. 1.112 Millionen €. Der Wert bewegt sich je nach der wirtschaftlichen Situation des Landes, die die Kreditbedingungen bestimmt, in der gegebenen Bandbreite.

In Deutschland, dem marktführenden Land, sind die Bedingungen der Einspeisung sowie die Höhe der Vergütung festgelegt. Allen betroffenen Energieerzeugern garantiert dieses Gesetz einen festen Preis, zu dem die EVU den Strom abnehmen müssen. Dies bedeutet für die Erzeuger eine sehr sichere Planungsgrundlage für die Investitionen in die Anlagen. Daher sollte in der Türkei die staatliche Handelsgesellschaft TETAS verpflichtet werden, die Strommengen aus Windenergie abzunehmen.

Der Hauptvorteil des Systems mit der Abnahmegarantie ist die relative Sicherheit. Der Erzeuger kann seine Anlage langfristig und sicher kalkulieren, sofern die Einspeisetarife auch langfristig gesichert sind. Der Nachteil liegt im geringen Kostendruck auf die Produzenten. Die Geschäftsaussichten beim Modell mit fixen Einspeisetarifen sind für die Betreiber relativ sicher, setzt aber die Politik durch die höheren Energiekosten unter Druck.

Hingegen setzen sich bei der Zertifikatregelung nur ökonomisch günstige Projekte durch. Es muss darauf geachtet werden, dass die festgesetzten Quoten so ausgewählt werden, dass für die Zertifikate ein Preis erzielt werden kann, der hoch genug ist um Windkraftanlagen rentabel betreiben zu können. In manchen Ländern (z.B Österreich und Frankreich), wo es bereits solche Systeme gegeben hat, haben diese oft nicht funktioniert und wurden wieder abgeschafft.

Daher scheint dieses Modell für die Türkei nicht sinnvoll, da Windenergie noch nicht verbreitet eingesetzt wird, und eine kurze Geschichte hat, wo durch teure Kredite und die schlechte Wirtschaftssituation für Investitionen keine guten Bedingungen vorliegen.

Auch staatliche Ausschreibungen bestimmter Energiemengen aus Windenergie wären mittel- oder langfristig denkbar. Bei diesem Verfahren wird die Einspeisemenge aus Windenergie festgelegt und den Zuschlag erhält der günstigste Investor.

Um die Interessen der Stromverbraucher auf die Windenergie zu lenken, müssen Ausbildungsprogramme und Werbekampagnen zu einem besseren Umweltbewusstsein durchgeführt werden.

Die gesetzlich festgelegte Mindestgrenze mit 9 GWh/a Stromabnahme, ab der sich Verbraucher ihren Lieferanten frei wählen können, sollte reduziert werden.

Andere Möglichkeiten zur Förderung der Windenergie wären, die kostengünstige oder kostenfreie Nutzung staatlicher Grundstücke sowie steuerlicher Begünstigungen.

#### **6.4 Notwendige politische Randbedingungen**

Der Erfolg erneuerbarer Energien wird in der Türkei davon abhängen, ob die marktwirtschaftliche Reform des Energiesektors konsequent fortgeführt werden kann. Daher müssen Subventionen für fossile Energien abgeschafft und muss auf Planungen zur Einsetzung nuklearer Energie verzichtet werden.

Ein stabiler und zuverlässiger marktwirtschaftlicher Ordnungsrahmen für den Energiesektor und entsprechende Qualitäten sind sehr wichtig.

Das größte Problem von EPDK ist die Anpassung des Strommarktgesetzes an das alte Gesetz.

Es werden Anpassungsmöglichkeiten der Projekte an das neue Gesetz gesucht, die nach dem alten Gesetz genehmigt wurden. Die Schwierigkeiten der Übergangsphase wie die nur zögerliche Umsetzung von Gesetzen verunsichern die einheimischen und ausländischen Investoren.

Auf Grund der widersprüchlichen Gesetzeslage konnten die nach dem alten Gesetz genehmigten Projekte nicht zu Ende gebracht werden. Der türkische Energiemarkt ist leider aus diesen Gründen für Investoren noch nicht attraktiv.

Diese strittige Lage betrifft natürlich auch die genehmigten Windparkprojekte. Ein stabiler und zuverlässiger marktwirtschaftlicher Ordnungsrahmen für den Energiesektor und entsprechende Qualitäten der öffentlichen Verwaltung sind dabei von zentraler Bedeutung.

Das Gesetz 4628 ermächtigt die Aufsichtsbehörde EPDK zu keinen rechtlich bindenden Einflussnahmen auf die Betreibermodelle YID (BOT) und YI( BO). Sie hat aber die Möglichkeit durch Vorschläge, die Änderungen betreffen, sich einzubringen.

Der Grund dafür liegt darin, dass beide Modelle mit staatlichen Garantien gebildet wurden, die die neueren Bestimmungen noch nicht enthielten.

Für neue YID Projekte gibt nur das staatliche Elektrizitätsunternehmen TEAS Kaufgarantien ab. Für die Banken aber ist die Bilanz der TEAS nicht ausreichend um einen Kredit für diese Projekte zu bewilligen. Obwohl das Lizenzservice der EPDK manche YID Projekte genehmigte, sind diese Projekte nicht kreditwürdig, da sie keine staatliche Garantie mehr haben.

Es ist notwendig, dass das türkische Stromnetz an die Nachbarländer angeschlossen wird, damit Strom bei Über- und Unterlaststunden exportiert bzw. importiert werden kann. Die Türkei hat ein hohes Potenzial an erneuerbaren Energien und könnte in Zukunft Strom aus erneuerbaren Energien exportieren. Die Möglichkeit zum Export ist die Voraussetzung dafür, dass sich ein großer Markt im Bereich der Windenergie bzw. allgemein im Bereich der erneuerbaren Energien entwickeln kann.

In der Türkei stammen 40% des Stromes aus Erdgas. Daher haben die Erdgaskosten einen großen Einfluss auf den Strompreis. Die Türkei hat mit mehreren Ländern Abkommen geschlossen, in denen sie sich verpflichtet, eine festgeschriebene Menge Erdgas unabhängig vom Verbrauch zu importieren.

Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Türkei weniger als die importierte Menge benötigt. Der Rest muss trotzdem gezahlt werden. Die Kosten für Erdgas betragen durchschnittlich 3,6 \$-Cent/kWh zuzüglich 1 \$-Cent für Amortisationskosten und 1 \$-Cent für Nebenkosten. Die Gesamtkosten liegen damit bei ca. 5,5 \$-Cent/kWh. (TÜGIAD). Daher wird empfohlen, dass während der Privatisierung des staatlichen Erdgas- und Erdöimporteurs BOTAS auch die ursprünglichen in den früheren Abkommen festgelegten Verpflichtungen von den Investoren übernommen werden.

Damit die Banken Fonds ermöglichen, ist eine wirtschaftliche und politische Stabilität im Land notwendig. Im Falle eines Beitrittes der Türkei zur EU, wäre eine Anpassung an die EU-Standards und -Richtlinien unvermeidlich. Daher sollen Entscheidungen in Einklang mit den EU-Richtlinien getroffen werden. In diesem Zusammenhang wären ein Erneuerbare Energie Gesetz und ein Gesetz für Energieeffizienz dringend notwendig.

Die osteuropäischen EU-Beitrittskandidaten erfüllen bereits wichtige Voraussetzungen, um die Förderungen der erneuerbaren Energieformen einsetzen zu können.

Das in der Türkei benötigte Erneuerbare Energie Gesetz soll sich auch am in der EU geplanten Zertifikatehandel orientieren.

Neue Energieplanungen sollten möglichst wenige Neuinvestitionen für fossile Energieträger beinhalten.

## **6.5 Finanzierung der Förderungen**

Diese Förderungen der Windenergie könnten durch die Besteuerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den fossilen Energieträgern finanziert werden. Die anderen wichtigsten Kapitalquellen sind internationale Kreditgeber, sowie die Weltbank und die Europäische Investitionsbank. Es wäre auch sinnvoll regionale Entwicklungsbanken zu stärken.

Die Attraktivität der Türkei für ausländische Investitionen im Windenergiebereich kann nicht nur durch spezifische Maßnahmen im Energiesektor, sondern auch durch allgemeine wirtschafts- und rechtspolitische Maßnahmen erhöht werden. Daher ist die Rechtssicherheit von größter Bedeutung.

## 7 Ergebnisse

Im Folgenden werden nochmals die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst dargestellt.

Es wurde die Bewertung für eine Referenzanlage von 1.500 kW mit 66 m Nabenhöhe durchgeführt. Für die Türkei könnte man mit durchschnittlich 5,5 m/s Windgeschwindigkeit 1600 Volllaststunden erreichen. Daraus ergeben sich eine technisch installierbare Leistung von 115 GW und ein technisches Angebotspotenzial von 183 TWh/a.

Ohne Berücksichtigung regelungstechnischer Probleme, ist das technische Angebotspotenzial damit auch nachfrageseitig in das Energiesystem der Türkei integrierbar.

Aus der wirtschaftlichen Analyse geht hervor, dass in Abhängigkeit vom jährlichen Ertrag und bei Durchsetzung europäischer Wirtschaftsstandards die Stromgestehungskosten für Windkraft in der Türkei ab 2000 Volllaststunden unter 5€cent sinken.

Um im Jahr 2020 12% der türkischen Stromerzeugung aus Windenergie decken zu können, wäre jährlich eine Wachstumsrate von anfangs 50% unter später von 10% nötig. Im Jahr 2020 würde man auf eine installierten Leistung von 29.000 MW und ein Gesamtaufkommen von ca. 69 GWh/a Strom kommen. Die für das Szenario in Frage kommenden Gebiete weisen durchschnittlich 2575 Volllaststunden auf.

Die dynamisierten statischen Kosten dieses Szenarios wurden für zwei Fälle dargestellt. Im günstigsten Fall mit 5% Zinssatz und 20a Abschreibungsdauer ergeben sich für das Jahr 2003 Erzeugungskosten von ca. 4 €cent je kWh und sinken bis zum Jahr 2020 auf 2,6 €cent. Im teuersten Fall mit 10% Zinssatz und 10a Abschreibungsdauer liegen die Erzeugungskosten je kWh im Jahr 2003 bei 6,75 €cent, im Jahr 2010 bei ca. 5 €cent und schließlich im Jahr 2020 bei 4,4 €cent.

Als ökologische und volkswirtschaftliche Auswirkungen des 12% Szenarios können die Schaffung von 342.200 Arbeitsplätzen und eine Vermeidung von 42 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent- Emissionen angesehen werden.

Um mit den konventionellen Energieträgern konkurrieren zu können, wäre es sinnvoll die Windenergie zu fördern. Einen Anreiz zum Wachstum des Marktes könnte durch eine Festpreisregelung gegeben werden. Es wäre ein nach den dynamischen Erzeugungskosten festgestellter Einspeisetarif und eine Kaufgarantie der EVU nötig.

Eine Abschätzung der realen Gesamtinvestitionskosten des Szenarios ergibt einen Wert von ca.16 Milliarden €.

Die Einspeisetarife werden nach den in dynamischen Verfahren berechneten Erzeugungskosten festgelegt. Jedes Projekt müsste vom Beginn bis zum Ende der gesamten Abschreibungsdauer gefördert werden. Die Förderungshöhe soll sich aus der Differenz zum jeweiligen Marktpreis des Stromes ergeben.

Politische und wirtschaftliche Stabilität sind von großer Bedeutung. Daher sind ein stabiler und zuverlässiger, marktwirtschaftlicher Ordnungsrahmen für den Energiesektor, Rechtssicherheit und entsprechende Qualitäten sehr wichtig.

## 8 Schlussfolgerungen

In dieser Arbeit wurde Windenergie als Teil eines zukünftigen Stromversorgungskonzeptes der Türkei untersucht. Schätzungen des türkischen Energieministeriums rechnen mit einem Wachstum des Stromverbrauchs von 8% jährlich. Es wird erwartet, dass der derzeitige Anteil fossiler Energie an der Stromerzeugung von 70% auf 82% im Jahr 2020 ansteigen wird. Als ein EU Kandidatenland muss die Türkei seine Energieplanung an EU Forderungen, in denen erneuerbare Energie von großer Bedeutung sind, anpassen.

Die Realisierung eines Anteils an der Stromerzeugung von 12 % durch Windenergie im Jahr 2020 würde die Türkei nicht nur importunabhängiger von den großen Mengen an fossilen Energieträgern machen, sondern auch bei der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen helfen. Weiters ist zu erwarten, dass die Windenergienutzung im Land einen großen Markt und dadurch auch Arbeitsplätze schaffen wird.

Diese Studie zeigt, dass das nach dem Windatlas der Türkei berechnete technische Angebotspotenzial der Windenergie 183TWh und durch die gleichmäßigen Verhältnisse einen hohen Vollaststundenanteil aufweist. Trotz der unstabilen Wirtschaft und Politik des Landes, ermöglichen die Windverhältnisse einen konkurrenzfähigen Einsatz. Betrachtet man den 40%-igen Erdgasanteil und den prognostizierten, jährlichen Anstieg von 8% des Stromverbrauches sowie die nötige CO<sub>2</sub>-Reduzierung wären die Windenergieerzeugungskosten mit den Erdgaskosten zu vergleichen.

Schwierigkeiten der Übergangsphase und die langsame Umsetzung der Gesetze verunsichern die einheimischen und ausländischen Investoren. Ein marktwirtschaftlicher Ordnungsrahmen, um einen zuverlässigen und stabilen Windenergiesektor zu erhalten, wäre sehr wichtig.

Da die in dieser Studie behandelte Referenzanlage im Szenario mit durchschnittlich 2575 h jährlich betrieben wird, kann Windenergie nur in einen Energiemix sinnvoll eingesetzt werden. Die Potenziale anderer erneuerbarer Energiequellen in der Türkei sind ebenfalls hoch. Kurzfristig wäre es schwer auf fossile Energieträger zu verzichten. Daher kann man sich nur eine teilweise Substitution der mit Erdgas betriebenen Kraftwerke durch regenerative Energieträger wie z.B. Biomasse denken.

Neue Stromnetze sollen mit Rücksicht auf etwaige Standorte für Windkraftanlagen geplant werden.

Damit sich diese Technologie im Land selbst entwickeln kann, wären Investitionen in Anlagen von Nöten. Erfahrungen aus den marktführenden Ländern sind für die Konzipierung und Errichtung von Windparks unerlässlich.

Die Nutzungsintensivierung der ökologischen und regenerativen Windenergie können die Exportchancen für Strom sichern.

Schließlich gilt es, die öffentliche Meinungsbildung zur Windenergienutzung sorgsam zu pflegen. Dazu gehört, dass sich die Vertreter aus Wirtschaft, Politik und Gesellschaft besonders engagieren. Insbesondere in Küstenregionen wäre ein Vorgehen mit einer positiven, innovationsfreudigen Einstellung nötig um Vertrauen zu schaffen.

## Literatur

- Allnoch N., Schlusemann R.; Windverhältnisse und Energieerträge im Binnenland, Januar 2001, <http://ErneuerbareEnergien.de/0101/allnoch.html>
- Allnoch N.; Windklimatologie, in Windkraft Journal 4/1996, <http://www.iwr.de/wind/wind/aussage.html>
- BMU; Deutschland Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG Gesetz), 1. April 2000
- Bundesverband WindEnergie; Fakt 14 - Externe Kosten, 06.03.2001, [http://wind-energie.de/info/25fakten\\_14.html](http://wind-energie.de/info/25fakten_14.html)
- Bundesverband WindEnergie; Windenergie 2003, Marktübersicht, 2003
- Caglar M., Canbaz M; Bericht, Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli (Windenergiepotenziale in der Türkei), 2002
- Catching the Wind in Turkey, Günaydin E. M., <http://www.sustdev.org/energy/articles/energy/edition2/index.shtml>
- de Vries H.J., Roos H.J., Beurskens L.W.M., Kooijman A.L.- van Dijk, Uyterlinde M.A.; Renewable electricity policies in Europe, Oktober 2003
- Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH; Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, Windenergieprogramm TERNA, Auszug Türkei, 2002
- DEWI, Dürrschmidt W; Studie im Auftrag des BMU Berlin, Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, April 2001
- DEWI, Gerdes G., Schwenk B., Pahlke T.; Ergebnisse mit WASP in mäßig strukturiertem Gelände, DEWI Magazin Nr. 11, August 1997
- DEWI, Molly J.P; Windenergie- Erfolg und Perspektiven, 2000
- DEWI; Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergie in Deutschland, Endfassung, 15.10.2002
- DMI, EIEI; Türkiye Rüzgar Atlasi (Windatlas Türkei), Juni 2002
- Energie/Türkei - Die Übernahme Des Gemeinschaftlichen Besitzstandes, <http://europa.eu.int/scadplus/printversion/de/lvb/e14113.htm>
- EPDK; Elektrik Piyasasi Uygulama El Kitabı (Handbuch des Strommarktes), April 2003

- European Wind Energy Association, Greenpeace; Wind Force 12, 12% of the worlds Electricity from Wind Power by 2020, May 2003
- Faber T., Resch G., Huber C., Haas R.; Studie, Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern in Europa- Potenziale&Kosten, 2003
- GHF, Gesellschaft für Handel und Finanz GmbH; Windenergie, Facts und Arguments, Mail 2002, <http://www.ghf.de>
- Grawe J.; Wie viele Arbeitsplätze sind durch die Nutzung der Windenergie geschaffen worden ?,[http://www.energie-fakten.de/html/arbeitsplatz\\_wind.html](http://www.energie-fakten.de/html/arbeitsplatz_wind.html)
- Greenpeace; Zukunft Windkraft: die Energie aus dem Meer, Technische Möglichkeiten und ökologische Rahmenbedingungen, Studie/Kurzfassung Oktober 2000
- Haas R. (Editor); Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries, June 2001
- Haas R., Berger M., Kranzl L.; Endbericht, Erneuerbare Strategien, Strategien zur Weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter Berücksichtigung des EU Weissbuches für erneuerbare Energien und der Campaign for Take- Off, Juni 2001
- Haas R., Resch G., Lopez- Polo M.; Investment cost for Renewables world-wide until 2030, Draft Summary, 08.11.2003
- Haas R.; Vorlesungskriptum, Energiewirtschaft, TU-Wien, Wintersemester 2001/2002
- Heinemann D., Waldl H. P.; Die Erfolgsstory der Windenergie, 2000, <http://www.uni-oldenburg.de/presse/einblicke/32/heinemann.pdf>
- Hinsch C.; Erfolg auf der Zielgeraden, Juli 2001, <http://www.wind-energie.de/zeitschrift/neue-energie/jahr-2001/inhalte/ne0107/juli2.htm>
- IEA; Energy Policies of IEA Countries, Turkey 2001 Review, 2001
- IEA; Monthly Electricity Survey, February 2003
- IEA; Renewables Information, 2002
- Interessengemeinschaft Windkraft Österreich; Windenergie- Energie für die Zukunft, 23.04.2001, [http://www.igwindkraft.at/medien/pdf/vortrag\\_s1\\_6.pdf](http://www.igwindkraft.at/medien/pdf/vortrag_s1_6.pdf)
- Johannes C., Türk DeWind Ltd.; in der Zeitschrift Enerji Juni 2002,, Türkiyede Rüzgar enerjisinin kullanımı (Nutzung der Windenergie in der Türkei), Juni 2002
- Junginger M., Faaij A.; A global experience curve for wind energy, 2003

- Kaltschmitt M., Wiese A., Streicher W.; Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 3. Auflage, Springer, 2003
- Klug H., Varlik M.; Windenergie in der Türkei Allgemeine Erfahrungen und Aktivitäten des DEWI, DEWI Magazin Nr. 17, August 2000
- Lenz S., Pfaffenberger W. (Bremer Energie Institut); Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern mit einem Quotenmodell, März 1999
- Meyer Dieter; Diplomarbeit, Analyse der Erfolgskriterien für die Verbreitung von Windkraftanlagen anhand von Fallstudien, Institut für Energiewirtschaft TU-Wien, März 2003
- Neubart J., Kaltschmitt M.; Erneuerbare Energien in Österreich, Springer WienNewyork, 2000
- Ragwitz M., Huber C., Resch G., White S.; Report of the project Green X, Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market Dynamic cost- resource curves, August 2003
- Sahin M.; Länderbericht Türkei, Beobachtung von Marktentwicklung, Wettbewerb, gesetzlichen Rahmenbedingungen und Auswertung des türkischen Strommarktes zur Analyse von Geschäftsmöglichkeiten und Marktpotenzialen, April 2002
- TÜGIAD, (Verband der türkischen Jungunternehmer); Bericht, Türkiyenin Enerji Sorunlari ve Cözüm Önerileri (Die Probleme des türkischen Energiemarktes und Lösungen), April 2003.
- Türkei: Enercon-Windpark produziert 33 GWh Strom pro Jahr, Tagesaktuelle IWR-Meldungen, <http://www.iwr.de/re/iwr/01/01/2304.html>
- Türkiyede Rüzgar Enerjisi (Windenergie in der Türkei), [http://www.youthforhab.org.tr/tr/yayinlar/enerji/ruzg\\_enerji/turkiyedei.html](http://www.youthforhab.org.tr/tr/yayinlar/enerji/ruzg_enerji/turkiyedei.html)
- TÜSIAD (Verband der türkischen Unternehmer); Türkiyenin Yenilenebilir Enerji Potansiyelleri Kullanimi ve Gelistirme Olanaklari (Erneuerbare Energiepotenziale, Nutzung und Entwicklungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien in der Türkei, 1998, <http://www.tusiad.org/turkish/rapor/enerji/pdf/sec04.pdf>
- Uyar T. S.; Türkiye Enerji Sektöründe Karar Verme ve Rüzgar Enerjisinin Entegrasyonu, (Entscheidungskriterien des türkischen Energiemarktes und Integration der Windenergie) Dezember 1999, <http://www.geocities.com/bulaytekin/ruzgarTSU/ruzgarTSU.htm>

- WBGU, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen; Welt im Wandel- Energiewende zur Nachhaltigkeit; Springer Verlag; 21 März 2003, [http://www.wbgu.de/wbgu\\_ig2002.html](http://www.wbgu.de/wbgu_ig2002.html)
- WWF Deutschland; Positionspapier Windenergie, Juni 2003, <http://www.wwf.de/imperia/md/content/pdf/klima/windenergie.pdf>
- Yenilenebilir Enerji Güneş, Rüzgar, Jeotermal Kaynaklarının Yaygın Kullanımına Açılabilmesi İçin Anayasa Değişikliği Önerisi, (Vorschläge für Verfassungsgesetzesänderungen zur Erweiterung der erneuerbaren Energien) <http://egetek.unimedya.net.tr/pages/news/Gundem21versiyon01.html>

### **Verwendete Haupt- Links aus dem Internet**

- <http://www.bwea.com>
- <http://www.demirer.com.tr>
- <http://www.dewi.de>
- <http://www.egetek.org>
- <http://www.eias.gow.tr>
- <http://www.eiei.gov.tr>
- <http://www.enercon.de>
- <http://www.enerji.gov.tr>
- <http://www.euas.gov.tr>
- <http://www.eva.wsr.ac.at>
- <http://www.ewea.org>
- <http://www.iea.org>
- <http://www.iwr.de>
- <http://www.iwr.de/wind/wind/aussage.html>
- <http://www.tedas.gow.tr>
- <http://www.tetas.gow.tr>
- <http://www.vestas.de>
- <http://www.wbgu.de>

<http://www.wind-energie.de>

<http://www.windpower.dk>

## Abkürzungsverzeichnis

BOTAS	Boru Hatlari ile Petrol Tasima A. S. (Staatlicher Erdgas- und Erdölimporteur)
DEWI	Deutsches Windenergieinstitut
DMI	Devlet Meteoroloji Isleri ( staatliches Metoorologieforschungszentrum)
DSI	Devlet Su Isleri, (staatlicher Wasserversorger)
EEG	Deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz
EET	Erneuerbare Energieträger
EIEI	Elektrik Isleri Etüd Idaresi (Staatliches Forschungszentrum für das Elektrizitätswesen)
EPDK	Enerji Piyasasi Düzenleme Kurumu (Staatliche Kommission für Energieregulierung und Handelsgesellschaft)
EÜAS	Türkiye Elektrik Üretim Anonim Sirketi (Staatlicher Stromerzeugungsbetreiber)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FIT	Fix in Tarif
IEA	International Energy Agency
TEAS	Türkiye Elektrik Anonim Sirketi (Strommonopolist der Türkei vor dem Jahr Oktober 2001)
TEDAS	Türkiye Elektrik Dagitim Anonim Sirketi (Staatlicher Netzbetreiber)
TEIAS	Türkiye Elektrik Iletim Anonim Sirketi (Staatlicher Stromverteilungsbetreiber )
TETAS	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Sirketi (Staatliche Stromhandelsgesellschaft )
TÜGIAD	Verband türkischer Jungunternehmer
WKA	Windkraftanlagen
YI	Yap Islet (Build- Operate Betreiber Modell)
YID	Yap-Islet-Devret (BOT; Build-Operate-Transfer Betreiber Modell)