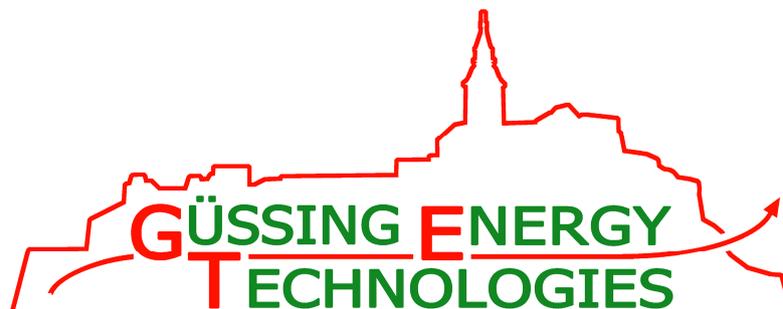


# D2.7 – Potentielle Anlagenstandorte

<b>Projektname</b>	P13003_Winddiesel_klienIF
<b>Berichtsstatus</b>	
<b>Zweck</b>	Interne Dokumentation
<b>Verfasser</b>	DI Katharina Kreuter - Güssing Energy Technologies Mario Pomper - Güssing Energy Technologies
<b>Projektziel-Zuordnung</b>	Deliverable 2.7



## Güssing Energy Technologies GmbH

A-7540 Güssing, Wiener Straße 49  
 Tel.: +43 3322 42606 311  
 Fax: +43 3322 42606 399  
 e-mail: office@get.ac.at  
 URL: http://get.ac.at  
 Firmenbuchgericht LG Eisenstadt  
 Firmenbuchnummer: FN 238 948 w  
 UID-Nr.: ATU 573 673 07  
 ERSTE Bank Jennersdorf  
 Hauptstraße 4, A - 8380 Jennersdorf  
 BLZ: 20111, Konto Nr.: 281 590 408 00  
 BIC (SWIFT): GIBAAATWWXXX  
 IBAN: AT97 2011 1281 5904 0800

**ordentliches Mitglied der:**



Dateiname: 13003-BB105a\_D2.7\_Bericht Potentielle Anlagenstandorte.docx

Rev.Nr.:	Datum	Verantwortl.	Changes, aim & description
a00	02.11.2015	KKR, MPO	Entwurf GET
a01	26.02.2016	KKR	Bearbeitung Resumee
a02	10.05.2016	KKR	Überarbeitung Kroatien
a03	01.06.2016	KKR	Abschluss Windenergie Länder, Fertigstellung Resumee
a09	12.04.2017	KKR	Bearbeitung Resumee
a10	29.07.2017	MPO	Zement als CO2 Quellen
a11	05.07.2017	KKR	Erweiterung Kapitel CO2 Quellen

## Inhaltsverzeichnis

1	Biomasse.....	3
1.1	Verfügbarkeit .....	3
1.1.1	Österreich .....	3
1.1.2	Europa .....	5
1.2	Preisentwicklung.....	8
1.2.1	Österreich .....	8
1.2.2	Europa .....	9
2	Windkraftpotential.....	11
2.1	Österreich .....	11
2.1.1	Burgenland .....	12
2.1.2	Niederösterreich .....	12
2.1.3	Steiermark .....	13
2.1.4	Oberösterreich .....	14
2.1.5	Kärnten .....	15
2.1.6	Salzburg.....	15
2.1.7	Tirol.....	16
2.1.8	Vorarlberg .....	16
2.2	Europa .....	17
2.2.1	EU-Länder .....	17
2.2.2	Westlicher Balkan, Südost-, Osteuropa.....	18
3	Strom.....	24
3.1	Strompreis .....	24
3.1.1	Aktuelle Werte .....	24
3.2	Internes Stromnetz .....	24
4	Produkttransport.....	25
4.1	Raffinerien in Europa .....	25
5	Fallbeispiel Rohstoffversorgung einer Biowasserstoffanlage [2].....	32
6	Resumee .....	35
6.1	Standortauswahl Deutschland aus vorhandener Literatur [18].....	35
6.2	Empfehlungen Standortwahl Winddiesel Konzept.....	36
7	Literaturverzeichnis .....	38
8	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	39

## **1 Biomasse**

Biomasse stellt den Rohstoff des gesamten Winddiesel-Konzepts dar und ist daher auch für die Standortwahl von zentraler Bedeutung.

### **1.1 Verfügbarkeit**

#### **1.1.1 Österreich**

In der Studie [1] „Biomasse-Ressourcenpotenzial in Österreich im Auftrag der RENERGIE Raiffeisen Managementgesellschaft für erneuerbare Energie“ aus dem Jahr 2007 wurde versucht, das Biomassepotential in Österreich bis 2020 abzuschätzen. Ausgang dieser Studie ist der Umstand, dass sich Österreich verpflichtet hat, den Anteil an erneuerbarer Energie am Bruttoinlandsverbrauch bis 2020 zu verdoppeln.

Laut dieser Studie werden in Österreich 3,26 Mio. ha Fläche landwirtschaftlich genutzt, davon werden ca. 55.000 ha für die Bioenergieproduktion genutzt.

Es entfallen in Österreich 3,20 Mio. ha auf forstwirtschaftlich genutzte Flächen. Von den 16,48 Mio. Erntefestmetern (ohne Rinde) werden 12,4 Mio. Festmeter für die Produktion von Wärme und Strom genutzt, wobei dieser Wert nicht in Relation zur Holznutzung gesetzt werden kann, weil auch Sägenebenprodukte als Brennstoff zur Bioenergieproduktion herangezogen werden.

Eine Schlussfolgerung dieser Studie war, dass für die Forstwirtschaft keine aussagekräftige (seriöse) Analyse bis 2020 möglich ist, da schon einzelne Schadholzereignisse (extrem heiße Sommer, Sturmereignisse, Borkenkäferbefall) sowohl das Holzangebot am Markt als auch den Preis stark beeinflussen.

Allerdings zieht diese Studie einen Vergleich mit der Vorstudie „Biomasseaktionsplan für Österreich“ (Indiger et al., 2006), welche von einem Bedarf von 23,1 Mio. Festmeter Holz für das Jahr 2020 ausgeht. Dieser Umstand und die Verdoppelung des Anteils an erneuerbarer Energie lassen den Schluss zu, dass auch bei optimistischer Annahme der Bedarf nicht ausschließlich aus der österreichischen Forstwirtschaft gedeckt werden kann.

##### **1.1.1.1 Holzverfügbarkeit und –potenziale [2]**

In Abbildung 2 ist der Anteil der forstwirtschaftlich genutzten Fläche der Bundesländer an der Landesfläche im Jahre 2009 dargestellt. Die forstwirtschaftlich genutzte Fläche beinhaltet zusätzlich zur Waldfläche die Kulturlächen von Christbaumkulturen, Forstgärten und Kurzumtriebsflächen.

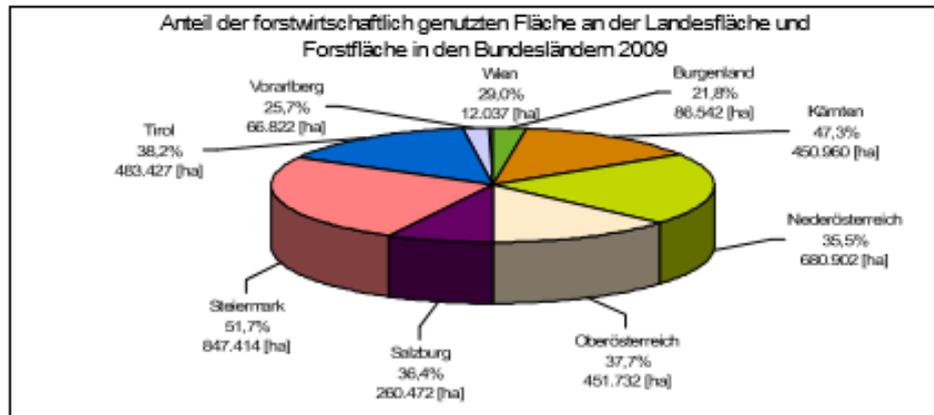


Abbildung 1: Anteil der forstwirtschaftlich genutzten Fläche an der Landesfläche und Forstfläche in den Bundesländern 2009 Quelle: Statistik Austria 2009, Darstellung: BE2020

Mit 52 % wird mehr als die Hälfte der Landesfläche in der Steiermark forstwirtschaftlich genutzt. Im Burgenland beträgt die forstwirtschaftlich genutzte Fläche knapp 22 % an der Landesfläche. Dies ist bundesweit der kleinste Anteil. In Abbildung 3 ist der Holzeinschlag nach Bundesländer gegliedert dargestellt. Zusätzlich ist der Nutzholzeinschlag nach Holzart unterteilt. Der Anteil des Nadelnutzholzes bildete mit rund 70 % (ca. 13,5 Mio Efm o.R.) im Jahre 2009 den größten Anteil am Gesamtholzeinschlag. Der Nadelholzanteil bei Nutzholz betrug 93 % (11,3 Mio Efm o.R.) und bei Brennholz 60 % (2,7 Mio Efm o.R.). Der größte Holzeinschlag fand in der Steiermark mit 4,66 Mio Efm o.R. statt, gefolgt von Niederösterreich (3,63 Mio Efm o.R.) und Oberösterreich (3,05 Mio Efm o.R.).

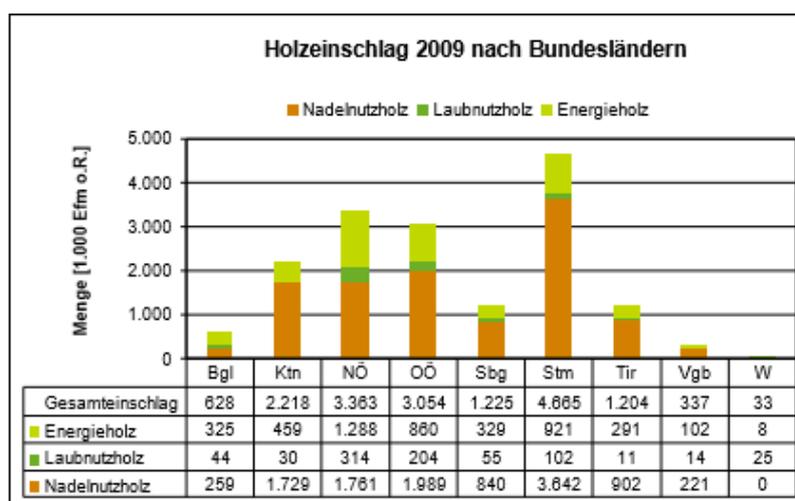


Abbildung 2: Holzeinschlag 2009 gegliedert nach Bundesländer und Holzart Quelle: Prem 2010; Darstellung: BE2020

1.1.2 Europa

In der Studie [3] „Save our Surface“ im Auftrag des Österreichischen Klima- und Energiefonds wurden unter anderem Literaturdaten zu Biomassepotentialen diverser europäischer Länder zusammengefasst. Für Hackgut, Rund- und Scheitholz wurden im Wesentlichen die Daten der Nachbarstaaten (kurze Transportwege) herangezogen, da diese eine relativ geringe Energiedichte haben und daher der Transport verhältnismäßig teuer ist.

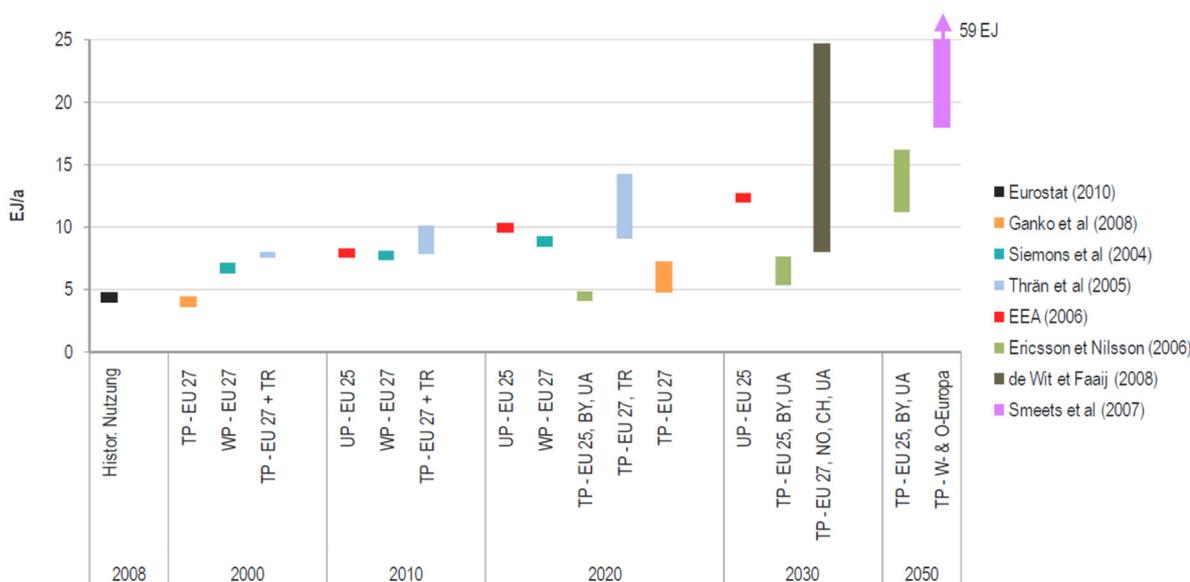


Abbildung 3: Biomassepotentiale in Europa im Vergleich zur Biomassenutzung im Jahr 2008 (Zusammenstellung der Potenzialstudien nach Rettenmaier et al. 2009). Abkürzungen TP: Technisches Potential, WP: Wirtschaftliches Potential, UP: Umweltverträgliches Potential, TR: Türkei, BY: Weissrussland, UA: Ukraine; NO: Norwegen, CH: Schweiz, W-&O-Europa: West- und Osteuropa)

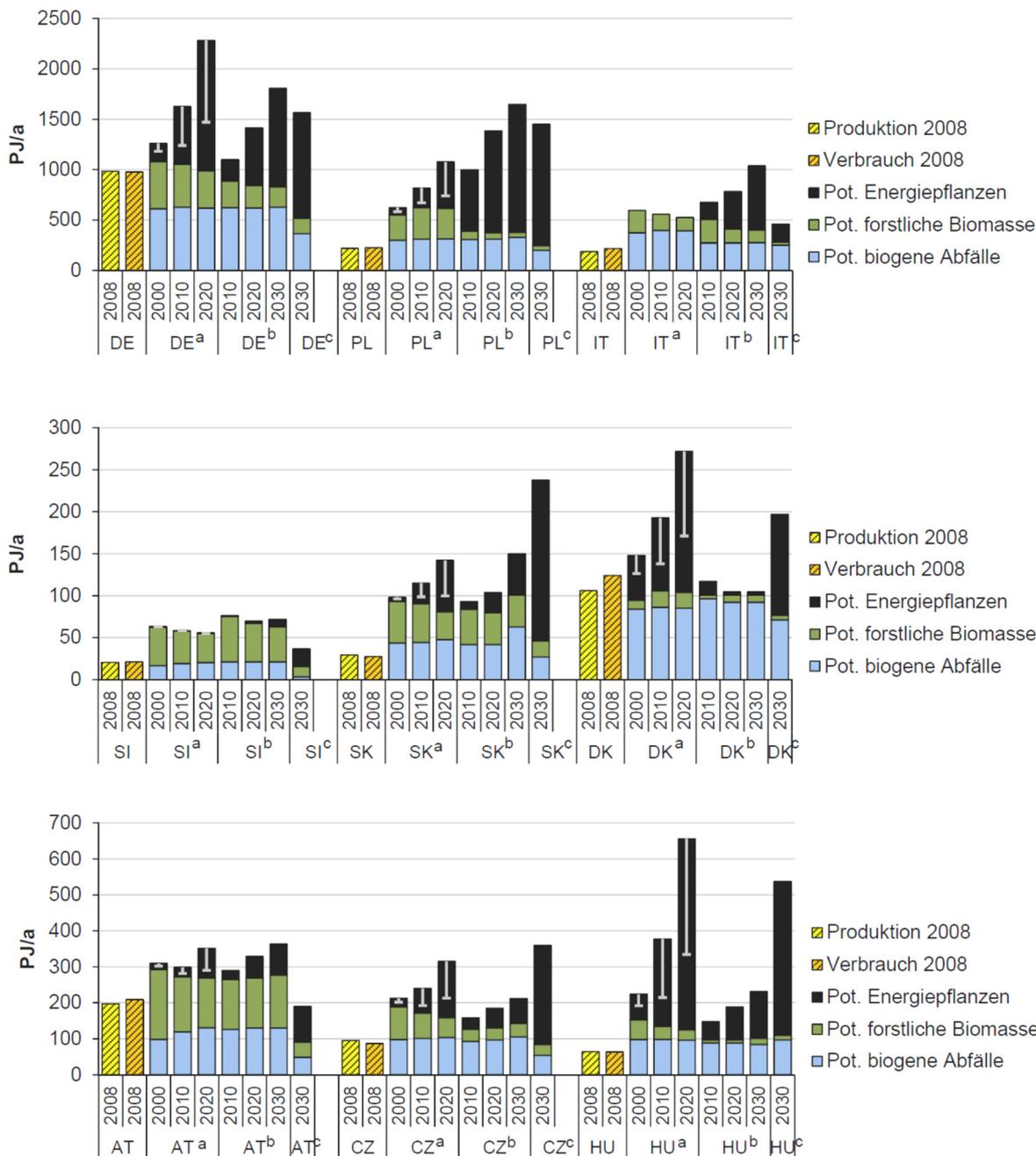


Abbildung 4: Biomassepotentiale im Vergleich zu Produktion und Verbrauch im Jahr 2008 in Mitteleuropa: Gegenüberstellung der Potentiale nach Thrän et al. (2005) (a), EEA (2006) (b) und de Wit et Faaij (2010) (c). Fehlerindikatoren: Szenario „Enviroment+“.

Zusammenfassend besagt die Studie, dass sich aus den verschiedenen Literaturdaten nur schwer Aussagen über das Biomassepotential treffen lassen, was einerseits auf die große Bandbreite der einzelnen Potentialabschätzungen und andererseits auf die unsichere mittel- und langfristige Nachfrageentwicklung in den potenziellen Exportländern zurück zu führen ist.

Jedoch kam die Studie auch zum Schluss, dass mehr oder weniger alle zur Recherche herangezogen Potentialstudien in den meisten EU-Ländern signifikante ungenutzte Biomassepotentiale sehen, diese jedoch zur Erreichung der „2020-Ziele“ innerhalb des Landes ausgeschöpft werden. Des Weiteren werden Polen und die Ukraine auf Grund ihrer großen landwirtschaftlichen Potentiale als Exportländer für den europäischen Biomassemarkt gesehen.

Tabelle 1: Waldflächen in den Ländern der EU im Vergleich der Jahre 2000, 2005 und 2010 (in 1.000 Hektar) [4]

	2000	2005	2010
Schweden	30.737	30.737	30.625
Spanien	27.355	27.558	27.748
Finnland	23.283	23.300	23.116
Frankreich	17.165	17.429	17.572
Deutschland	11.076	11.076	11.076
Italien	10.019	10.467	10.916
Polen	9.059	9.200	9.319
Rumänien	6.600	6.743	6.733
Griechenland	6.525	6.532	6.539
Österreich	3.955	3.978	3.991

## **1.2 Preisentwicklung**

### **1.2.1 Österreich**

Um die derzeitige Preislage der Biomasse besser abschätzen zu können, wurde der derzeitige Stand bei verschiedenen Kraftwerken erhoben. Aktuell wird in einem der Werke (Heiligenkreuz) die Biomasse noch teilweise selber gehackt, der Anteil des angelieferten fertigen Hackguts steigt aber stetig. Die Werke in Oberwart, Rechnitz, Oberpullendorf, Siegendorf und Eisenstadt werden bereits ausschließlich mit Hackgut versorgt.

Aktuell ist das fertig angelieferte Hackgut preislich günstiger als die Eigenproduktion der Hackschnitzel aus Stammware mittels Vorort-Hackeranlage. Die Stammware hat aber den Vorteil der besseren Lagerung und ergibt dadurch eine gewisse Versorgungssicherheit und die Möglichkeit Preisspitzen bei der Beschaffung abzuschwächen.

Laut den Erhebungen liegt der Mischpreis für Hackgut bei ca. 92 - 93 Euro/ato. Wobei beste Hackgutqualität derzeit ca. 100 Euro/ato kostet. Das Rundholz inkl. Hacken ist derzeit ca. um 4 Euro teurer als angeliefertes Hackgut. Die Nachteile von Rundholz sind einerseits der Lagerplatz sowie die Hackgenehmigung. Der Nachteil von Hackgut liegt darin, dass es ab 35% Wassergehalt nicht lagerfähig ist. Aufgrund von verschiedenen preisbeeinflussenden und sich stark ändernden Rahmenbedingungen wie bspw. Windbruch oder Schädlingsholz wird keine langfristige Preiskalkulation erstellt. Es wird nur die jährliche Indexanpassung in der Kalkulation berücksichtigt. Laut den Recherchen und Einschätzungen der Kraftwerksbetreiber wird die Preisobergrenze demnächst erreicht; allerdings werden, um die Liefer(Preis)sicherheit herzustellen, idealerweise Verträge mit drei Lieferanten geschlossen.

### 1.2.2 Europa

Die relativ großen Preisunterschiede in den einzelnen Ländern und zwischen Waldhackgut und Industrieabfällen liegen vor allem an den unterschiedlichen Erntemechanismen, vorhandenen Biomassemärkten und Industriesparten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine historische mögliche Preisentwicklung für Waldhackgut. Dabei handelt es sich um eine lineare Fortsetzung der Preistrends des letzten Jahres. Dieser Ansatz ist keine Preisprognose, sondern soll nur die möglichen Trends veranschaulichen. Wie die Vergangenheit gezeigt hat können große Preisunterschiede auftreten. Was heute noch gültig ist, sind die unterschiedlichen Preise zwischen den Ländern, allerdings auf einem weit höheren Niveau.

**Preise für Waldhackgut: EU15**

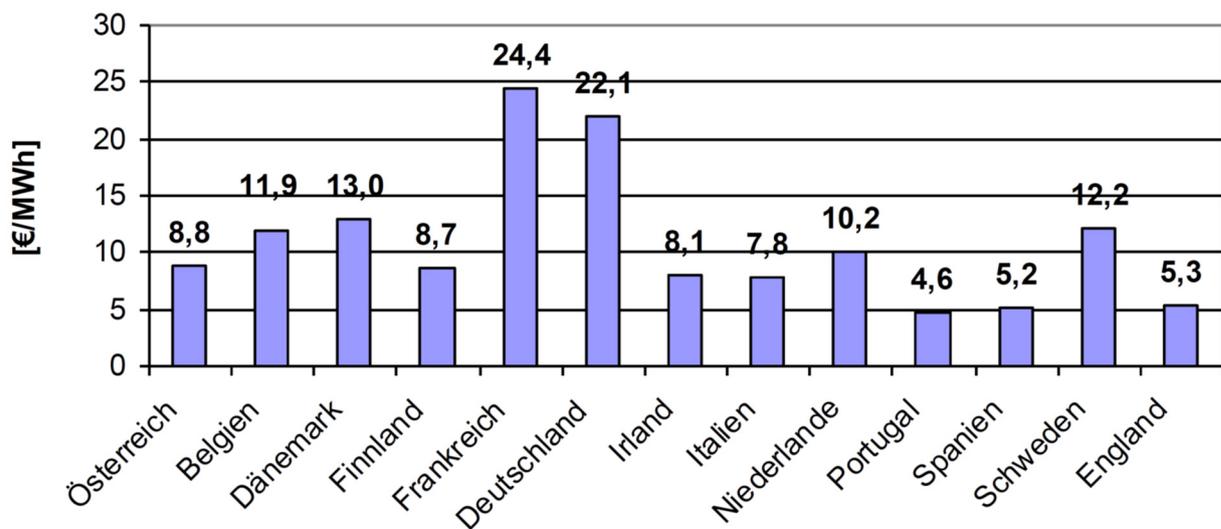


Abbildung 5: Preise für Waldhackgut in den EU-15 Staaten (Quelle: Alakangas et al (2003))

### Preise für Industrieabfälle: EU15

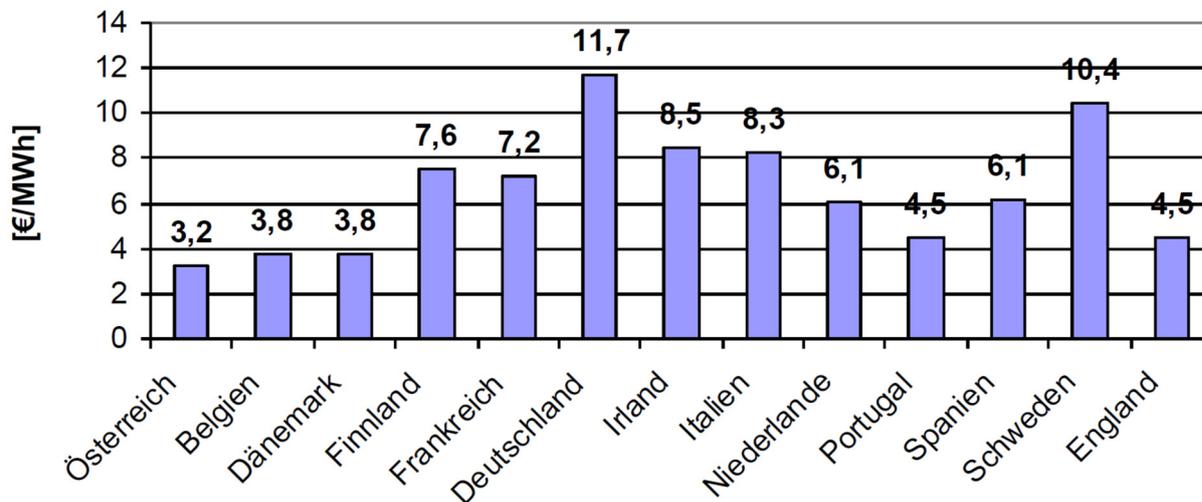


Abbildung 6: Preise für Industrieabfälle wie z.B. Sägemehl (Quelle: Alakangas et al (2003))

## 2 Windkraftpotential

### 2.1 Österreich

Windpark-Legende:

- 0-500kW Anlagenleistung
- 500kW-1MW Anlagenleistung
- 1MW-2,5MW Anlagenleistung
- mehr als 2,5MW Anlagenleistung

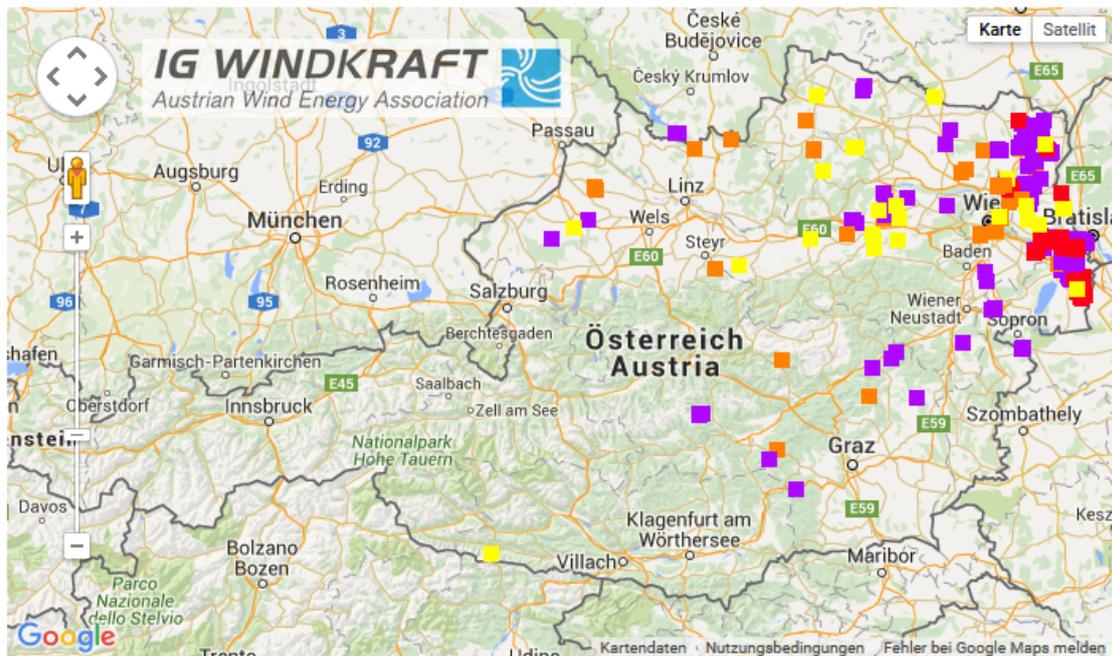


Abbildung 7: IG Windkraft; [https://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1055](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055)

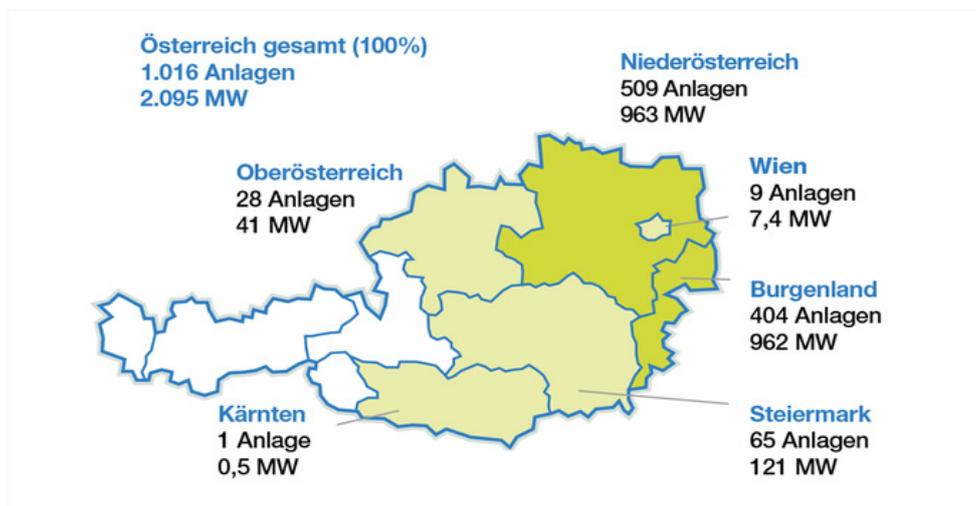


Abbildung 8: IG Windkraft; [https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1234](https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY[0]=1234)

### 2.1.1 Burgenland

Das Burgenland ist bzgl. Windkraftausbau das Vorzeigebundesland Österreichs. Auch international kann es als Vorzeigeregion bezeichnet werden, denn 2013 produzieren allein die dort installierten Windräder mehr Strom als das ganze Bundesland verbraucht. Rein rechnerisch waren es Ende 2014 bereits über 130% des Stromverbrauches. Das Burgenland hat sich bereits frühzeitig politisch mit der Windenergie auseinandergesetzt. Um das Jahr 2000 hatte das Burgenland nahezu keine Kilowattstunde Strom (3%) selbst produziert. Lediglich der erste Windpark, der 1997 in Zurndorf errichtet wurde, erzeugte bereits sauberen Windstrom. 2006 wurde im Landtag beschlossen, dass das Bundesland im Jahr 2013 stromautark sein soll - in dieser Zeit erfolgte auch die Ausarbeitung eines Zonierungskonzepts. In dem Prozess waren alle Stakeholder eingebunden. In nur sieben Jahren konnte das Burgenland das Ziel, stromautark zu werden, erreichen.

Bis Ende 2014 wurden im Burgenland rund 960 MW Windkraftleistung errichtet. Die Windräder produzieren ca. 2,1 Mio. MWh, was dem Verbrauch von 16 % der österreichischen Haushalte entspricht. Für die Zukunft sind im Bereich Windkraftausbau im Burgenland vorerst kleine Schritte geplant. Rund 300 MW könnten bis 2020 noch folgen.

Burgenland	2013	2020	2030	
Stromverbrauch <sup>1</sup>	1.558	1.670	1.845	GWh
Leistung Szenario	770	1300	1900	MW
Potentielle Erzeugung <sup>2</sup>	1656	3120	5320	GWh
Anteil am Stromverbrauch	106%	186,80%	288,40%	%

### 2.1.2 Niederösterreich

Der niederösterreichische Landtag hat mit dem „Energiefahrplan 2030“ im Herbst 2011 eine ambitionierte Zielsetzung beschlossen. Auf dessen Basis konnte die Windenergiebranche das Potential des Ökostromgesetzes gut nutzen. Seit Mitte 2014 ist der Windenergieausbau in Niederösterreich durch einen landesweiten Zonierungsplan für die Windenergie geregelt. Lediglich auf 1,5% der niederösterreichischen Landesfläche ist seit dem der Windkraftausbau möglich. Durch die restriktive Zonierung ist die Erreichbarkeit der weiteren selbst gesetzten Ziele des Landes sehr fraglich. Bis Ende 2014 wurden in Niederösterreich rund 1.026 MW Windkraftleistung errichtet.

Im Energiefahrplan 2030 sind für das Jahr 2020 1.900 MW Windkraftleistung für Niederösterreich festgelegt worden. Bei einem stabilen Ökostromgesetz und guten Bedingungen im Land Niederösterreich ist dieses Ziel bis 2020 knapp erreichbar. Ändert sich aber auch nur einer der beiden Parameter, wird das Land Niederösterreich die selbst gesetzten Ziele verfehlen. Zu beachten ist, dass die Windkraft laut Energiefahrplan die Hälfte der CO<sub>2</sub>-einsparenden Maßnahmen bis 2020 leisten soll. Auch dieses Ziel wäre damit nicht erreicht. Da Niederösterreich das größte Windpotential in Österreich hat, hat das Bundesland auch eine starke Vorbildwirkung. Änderungen in diesem Bundesland wirken sich auf die gesamte Windkraftentwicklung in Österreich extrem stark aus.

Niederösterreich	2013	2020	2030	
Stromverbrauch <sup>1</sup>	10.908	11.695	12.918	GWh
Leistung Szenario	797	1900	3.200	MW
Potentielle Erzeugung <sup>2</sup>	1.714	4.560	8.960	GWh
Anteil am Stromverbrauch	16%	39,00%	69,40%	%

### 2.1.3 Steiermark

Die ersten Windräder in der Steiermark wurden vor ca. 15 Jahren errichtet. 2002 wurde in Oberzeiring der lange Zeit höchste Windpark Europas errichtet. Am 20. Juni 2013 wurde in der Steiermark ein neues Sachprogramm Windenergie beschlossen. 2013 konnten 30 MW Windkraftleistung errichtet werden. Bis Ende 2014 wurden in der Steiermark rund 120 MW Windkraftleistung installiert. Mit Hilfe dieser Zonierung der Steiermark in Sachen Windenergie wurde zwar ein weiterer Ausbau der Windenergie möglich, er bleibt aber weit hinter den Möglichkeiten, die dieses Bundesland bei der Windkraftnutzung aufweist. Die Steiermark ist jenes Bundesland mit dem zweitgrößten Windenergiepotential in Österreich. Bis 2020 können mit dem Sachprogramm in der Steiermark knapp 300 MW Windkraftleistung errichtet werden.

Steiermark	2013	2020	2030	
Stromverbrauch <sup>1</sup>	10.151	10.884	12.022	GWh
Leistung Szenario	83	291	591	MW
Potentielle Erzeugung <sup>2</sup>	178	640	1300	GWh
Anteil am Stromverbrauch	2%	5,90%	10,80%	%

#### 2.1.4 Oberösterreich

Der erste österreichische Windpark wurde in Eberschwang in Oberösterreich errichtet. Hans Winkelmeier vom Verein Energiewerkstatt konnte ein österreichisches Windpotential nachweisen und gilt seit damals als Windexperte.

Auch heute sind wichtige Akteure der Windbranche in Oberösterreich beheimatet und auch die österreichische Zulieferindustrie, die jährlich Umsätze von weit mehr als 610 Millionen Euro vorweisen kann, hat in Oberösterreich ihr Zentrum. Seit 2005 allerdings konnte in Oberösterreich bis heuer kein Windrad mehr errichtet werden. Auch wenn das Potential nicht an jenes von Niederösterreich und der Steiermark heranreicht, hat es dennoch herzeigbare Standorte. Der oberösterreichische Windmasterplan, der laut politischem Wunsch Anfang 2012 den Windkraftausbau wieder in Schwung bekommen sollte, hat die Erwartungen nicht erfüllt. Die Stakeholder wurden nicht in den Prozess eingebunden und auch in den wenigen als Vorrangzone ausgewiesenen Flächen ist die Genehmigung von Projekten nicht leichter geworden. Bezeichnend dafür ist, dass erst 2014 ein einziger Windpark seit neun Jahren (!) ans Netz gehen wird. Bis Ende 2014 wurden in Oberösterreich nur 47 MW Windkraftleistung errichtet. Ob bis 2020 weitere Windparks in Oberösterreich errichtet werden können ist schwer zu sagen. Auch wenn laut Potentialstudie mehr als 100 MW technisch nutzbar wären, so scheint es derzeit so zu sein, dass die Rahmenbedingungen bei weitem nicht ausreichen um dieses Potential tatsächlich bis 2020 nutzen zu können.

Oberösterreich	2013	2020	2030	
Stromverbrauch <sup>1</sup>	14.640	15.696	17.338	GWh
Leistung Szenario	26	120	300	MW
Potentielle Erzeugung <sup>2</sup>	56	240	660	GWh
Anteil am Stromverbrauch	0%	1,50%	3,80%	%

### 2.1.5 Kärnten

In Kärnten steht seit 1997 ein einziges Windrad mit einer Leistung von 0,5 MW. Auf Grund einer Verordnung aus dem Oktober 2012 ist es eher unwahrscheinlich, dass größere Windparksanlagen bis 2020 realisiert werden. Nach dem Regierungswechsel wurde in einem Masterplan zum Ziel gesetzt, dass 250 GWh Strom aus Windkraft erzeugt werden sollen, um eine Loslösung von fossilen und atomaren Energieträgern zu ermöglichen. Die Umsetzung soll bis 2025 erfolgen. Wenn die Landesregierung die Rahmenbedingungen von 2012 ändert, ist es auch möglich das Potential für 2020 zu nutzen

Kärnten	2013	2020	2030	
Stromverbrauch <sup>1</sup>	4.747	5.089	5.662	GWh
Leistung Szenario	1	120	421	MW
Potentielle Erzeugung <sup>2</sup>	1	264	925	GWh
Anteil am Stromverbrauch	0%	5,20%	16,50%	%

### 2.1.6 Salzburg

In Salzburg gibt es zwar Bemühungen Windkraftprojekte umzusetzen, dies wurde auch in einem Masterplan aus dem Jahr 2013 festgelegt, allerdings wurde bis heute noch keine Anlage realisiert.

Salzburg	2013	2020	2030	
Stromverbrauch <sup>1</sup>	3.896	4.117	4.614	GWh
Leistung Szenario	0	40	100	MW
Potentielle Erzeugung <sup>2</sup>	0	88	220	GWh
Anteil am Stromverbrauch	0%	2,10%	4,80%	%

### 2.1.7 Tirol

Für Tirol gilt das gleiche wie für Salzburg. Die Landesregierung hat ein internes Paper erstellt. Inhalte daraus wurde aber noch nicht veröffentlicht.

Tirol	2013	2020	2030	
Stromverbrauch1	5.445	5.838	6.448	GWh
Leistung Szenario	0	20	80	MW
Potentielle Erzeugung2	0	44	176	GWh
Anteil am Stromverbrauch	0%	0,80%	2,70%	%

### 2.1.8 Vorarlberg

In Vorarlberg steht ebenfalls noch kein Windkraftwerk. Es sind aber bereits Planungen im Laufen. Auch für dieses Bundesland gilt ähnliches wie für Salzburg und Tirol.

Vorarlberg	2013	2020	2030	
Stromverbrauch1	2.530	2.713	2.997	GWh
Leistung Szenario	0	10	50	MW
Potentielle Erzeugung2	0	20	100	GWh
Anteil am Stromverbrauch	0%	0,70%	3,30%	%

## 2.2 Europa

### 2.2.1 EU-Länder

Die Europäische Union (EU) und die meisten europäischen Regierungen haben erkannt, dass mehr Windenergie unabhängig von steigenden Rohstoffpreisen und unsicheren Energieimporten macht. Aus diesem Grund wurden klare Rahmenbedingungen für einen raschen Ausbau der Windenergie geschaffen. Bis zum Jahr 2020 will die EU 20 Prozent der benötigten Energie mit erneuerbaren Energien, allen voran mit der Windkraft, erzeugen.

Schon seit über einem Jahrzehnt leistet Europa Pionierarbeit für die Nutzung der Windkraft: Fast die Hälfte der weltweiten Windkraftleistung wurde in Europa errichtet. Insgesamt drehten sich Ende 2014 in der EU Windräder mit einer Gesamtleistung von rund 128.751 MW, die jährlich mehr als 284 Milliarden Megawattstunden Strom erzeugen. Damit deckt die Windkraft bereits 10,2 % des gesamten Strombedarfs der EU. Erstmals steht mehr Windkraftleistung (128.751,4 MW) als Atomkraftleistung (122.328,3 MW) in der EU.

2014 waren bereits 79 % der neuen Erzeugungskapazität in der EU aus erneuerbaren Energien. 43,7 % davon sind auf die Windenergie zurückzuführen.

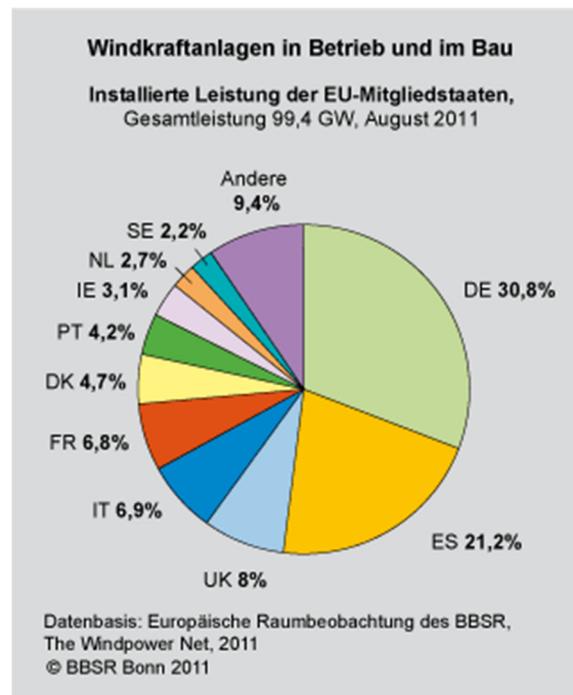


Abbildung 9: Installierte Leistung der EU-Mitgliedsstaaten (Windkraftanlagen); Stand 2011

### 2.2.2 Westlicher Balkan, Südost-, Osteuropa

Laut einer Studie der „Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit [5] liegt das Potential in der Region Westbalkan zur Windenergieerzeugung bei 4.532 MW. Die Region Westbalkan beinhaltet die Länder Bosnien Herzegowina, Montenegro, Serbien, Albanien, Mazedonien und Kosovo.

Ein Auszug aus dem Atlas der erneuerbaren Energie der „International Renewable Energy Agency“ in Abbildung 10 zeigt die installierten Windenergieanlagen (dunkelblaue Dreiecke) und das Windpotential in Südosteuropa. Je dunkler die Punkte, desto höher ist das Windpotential. Dies rein qualitative Darstellung bietet einen groben Überblick mögliche Standorte für Windkraftanlagen. Dabei wird klar, wie die Rahmenbedingungen die Umsetzung beeinflussen.

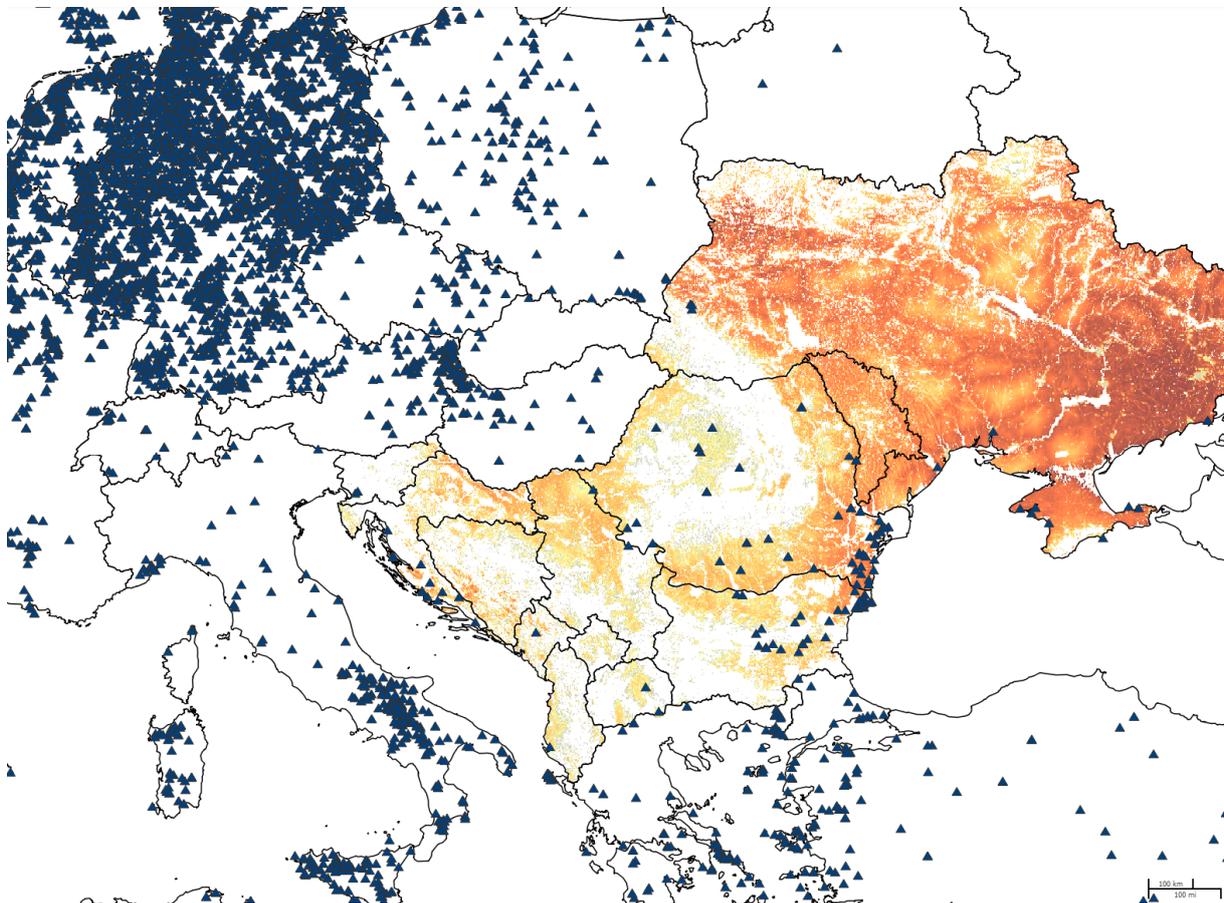


Abbildung 10: Darstellung von Windenergieanlagen (blau) und Windpotential in Südosteuropa

Im einzelnen wurde für Bosnien ein Potential 648 MW berechnet, für Serbien 1.733 MW, Albanien 1.367 MW, Kosovo 288 MW, Mazedonien 377 MW, Montenegro 118 MW. Diese Zahlen wurden ausschließlich anhand der durchgeführten und geplanten Projekte kalkuliert, somit stellen diese Zahlen auch nicht das wirkliche Potential dar, allerdings verdeutlicht dieser Wert das enorme Leistungsvermögen. Problematisch ist zurzeit die unzureichende Nutzung bzw. die nicht vorhandene Infrastruktur.

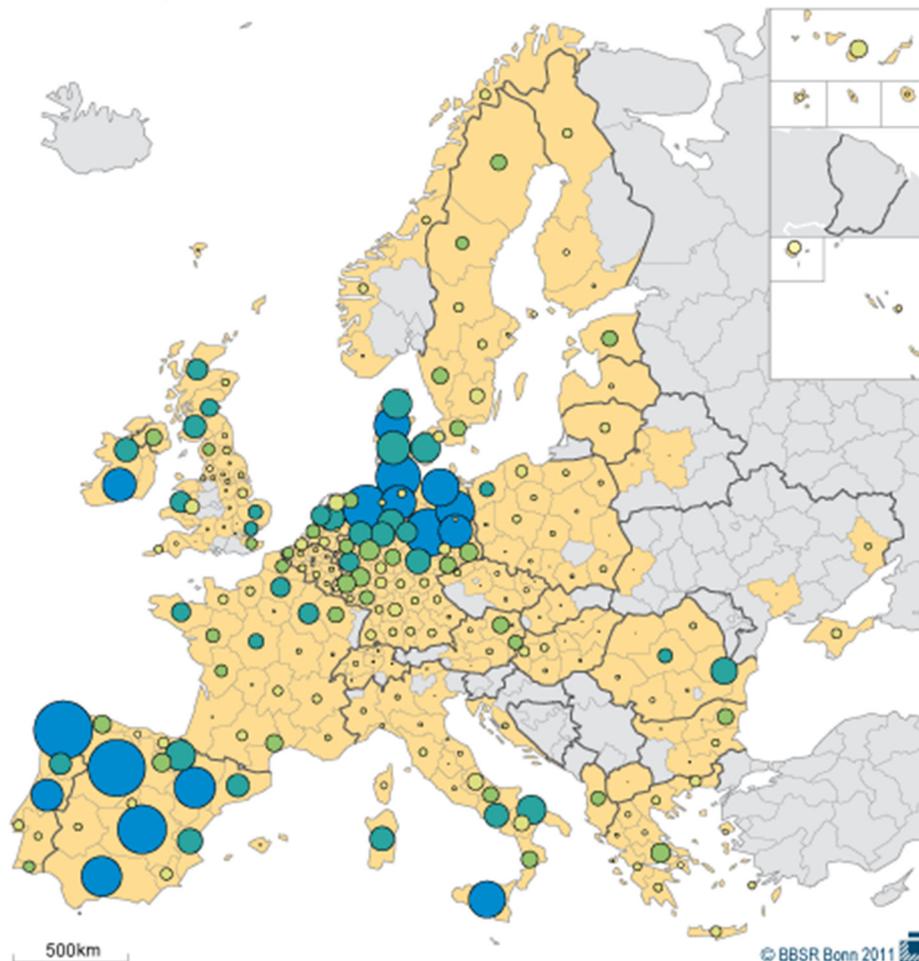
Die Firma Glahr & Co [6] schätzt das technische Windpotential zu Land für Kroatien auf 4,5 GW, zusätzlich wird Kroatien nach dem EU Beitritt als wichtiges Sprungbrett nach Bosnien gesehen.

Die Studie „Investieren in Windenergie 2012“ [7] durch die KPC in Kooperation mit der PwC Österreich geht von einem enormen Windpotential in Südost- bzw. Osteuropa aus. Interessante Länder dabei sind Polen und Rumänien. Generell haben bei den hier angeführten Ländern (vor allem Südost- u. Osteuropa) die Netzkapazität, Genehmigungsverfahren, Umweltgesetze und Bürokratie Einfluss auf den Ausbau der Windenergie, mitunter kann das Potential nicht voll ausgeschöpft werden. Der Stand dieser Informationen wird in dieser Studie mit 15. November 2011 angegeben.

Abbildung 11: Überblick über Tarife und Fördersysteme aus der Studie „Investieren in Windenergie 2012“ [7]

Land	Währung	Tarifart	Tariffhöhe Euro-Cent* / kWh	Tariflaufzeit (Jahre)	Sonstige Förderungen	Wind-Potenzial (MW)	Netz	Andere Engpässe
Österreich	Euro	Feed-in	9,70	13	nein	2.000	limitiert	Förderkontingent
Bulgarien	Lew	Feed-in	8,78-9,64	12	schwierig	3.000-3.500	Limit 1.800 MW	Politik, Bürokratie
Deutschland	Euro	Feed-in	9,02 / 4,92	mind. 5/20	möglich	45.000 Onshore 10.000 Offshore	limitiert	Verfügbare Flächen, Technologie
Kroatien	Kuna	Feed-in	9,81	12	schwierig	> 6.500	kritischer Faktor	Bürokratie
Polen	Zloty	Mixed	rund 10,70	k. A. (Quote)	möglich	> 13.000	-	-
Rumänien	Leu	Mixed	9,90-15,50 (bis 2017) 7,20-10,00 (bis 2025)	bis 2017/2025	möglich	> 23.000 (real.**3.500) (GC reduzierend)	4.000 MW Kapazität	Bürokratie
Slowakei	Euro	Feed-in	7,90	15	möglich (Tarif reduzierend)	k. A.	limitiert	Politik, Bürokratie
Slowenien	Euro	Feed-in	8,67-9,53	15	schwierig	120	limitiert	Politik, Öffentlichkeit
Tschechien	Krone	Feed-in (Wahl)	8,66	20	möglich	> 2.700 (real.**1.500)	limitiert	Politik, Öff., Bürokratie
Ungarn	Forint	Feed-in (indiv.)	rund 8,00-9,00	individuell (max.13)	schwierig	k. A.	limitiert	Politik, Öff., Bürokratie

**Windkraftanlagen**



**Installierte Leistung in MW, 2011**

- bis unter 50
- 50 bis unter 300
- 300 bis unter 600
- 600 bis unter 1.500
- 1.500 und mehr
- Regionen mit Windkraft
- keine Daten

**Anzahl der Turbinen**

- 3.000
- 1.000
- 500
- 250
- 100
- 10

Datenbasis: Laufende Raumbewachung Europa, The Windpower Dataset,  
 Geometrische Grundlage: GFK GeoMarketing, Regionen NUTS 2

Abbildung 12: Windkraftanlagen Europa;  
<http://www.bbr.bund.de/BBSR/DE/Raumentwicklung/RaumentwicklungEuropa/Projekte/Archiv/WindkraftEuropa/windkraft.html?nn=413600>

## Deutschland

Im Rahmen der „Energiewende“ werden Speichertechnologien in Deutschland derzeit ein größerer Stellenwert eingeräumt. Besonders PtG-Verfahren werden im Gesamtkontext betrachtet und Überlegungen angestellt, wie diese Stromumwandlungsverfahren in das Gesamtsystem integriert werden können. Dabei werden vornehmlich von der deutschen Energieagentur regulatorische Rahmenbedingungen vorgeschlagen wie PtG in das Gesamtsystem integriert werden können. So wurden etwa Regionen identifiziert, wo die Installation von PtG Sinn machen würde, etwa weil das Leitungsnetz nicht in der Lage ist den Strom zu verteilen. Dies führt in solchen Regionen derzeit dazu, dass Windkraftanlagen vom Netz genommen werden, bzw. wird in manchen Regionen der Windkraftausbau gestoppt, weil das Stromnetz nicht genügend ausgebaut ist.

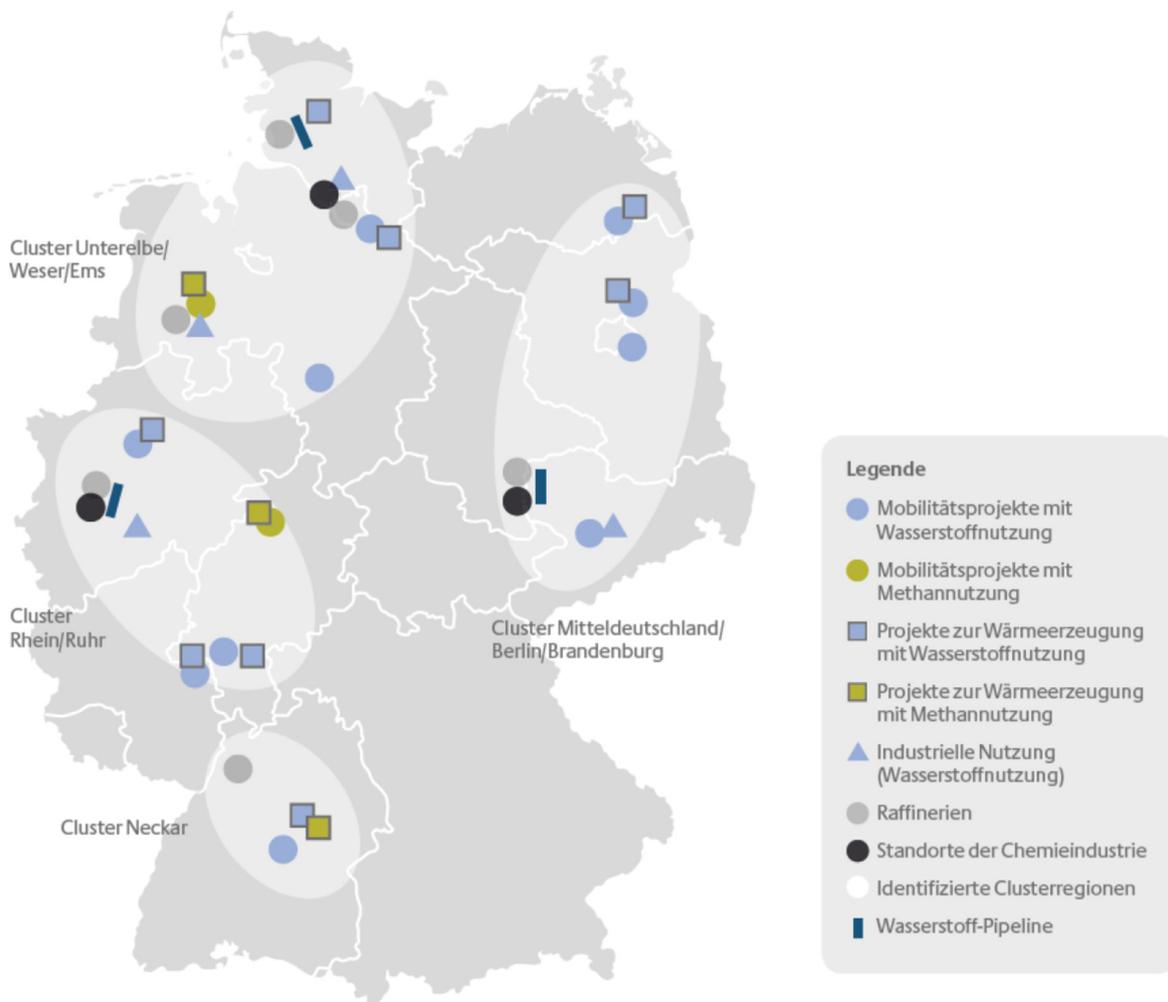


Abbildung 13: Clusterregionen lt. dena [8]

In diesen Clustern sind neben den genannten Rahmenbedingungen vor allem die Synergieeffekte mit anderen Initiativen im Bereich Wasserstoffproduktion zu beachten. So ist in der Region Leuna etwa eine Wasserstoffpipeline in Betrieb und in vielen der gezeigten Regionen soll Wasserstoff für die Mobilität und andere Zwecke genutzt werden.

**Kroatien**

In Kroatien ist der Ausbau der Windenergievoll im Gange. In der Datenbank von "The Windpower" (<http://www.thewindpower.net>) sind Ende 2015 bereits 18 Windparks in Kroatien mit einer Gesamtleistung von 423 MW erfasst:

Tabelle 2: Auflistung der Windparks in Kroatien [9]

Danilo (43 700 kW, 19 Windkraftanlagen)
Jelinak (60 000 kW, 40 Windkraftanlagen)
Ogorje (42 000 kW, 14 Windkraftanlagen)
Orlice (9 600 kW, 11 Windkraftanlagen)
Pag (5 950 kW, 7 Windkraftanlagen)
Pometeno Brdo (17 500 kW, 16 Windkraftanlagen)
Ponikve (36 800 kW, 16 Windkraftanlagen)
Raven 1 (5 950 kW, 7 Windkraftanlagen)
Ravne Adria (11 900 kW)
Rudine (34 200 kW, 12 Windkraftanlagen)
Senj (42 000 kW, 14 Windkraftanlagen)
Sibenik-Knin (13 800 kW, 6 Windkraftanlagen)
ST1-1-ST1-2 (42 000 kW, 14 Windkraftanlagen)
Trtar-Krtolin (11 200 kW, 14 Windkraftanlagen)
ZD2 (18 400 kW, 8 Windkraftanlagen)
ZD3 (18 400 kW, 8 Windkraftanlagen)
ZD4 (9 200 kW, 4 Windkraftanlagen)
ZD6 (9 200 kW, 4 Windkraftanlagen)

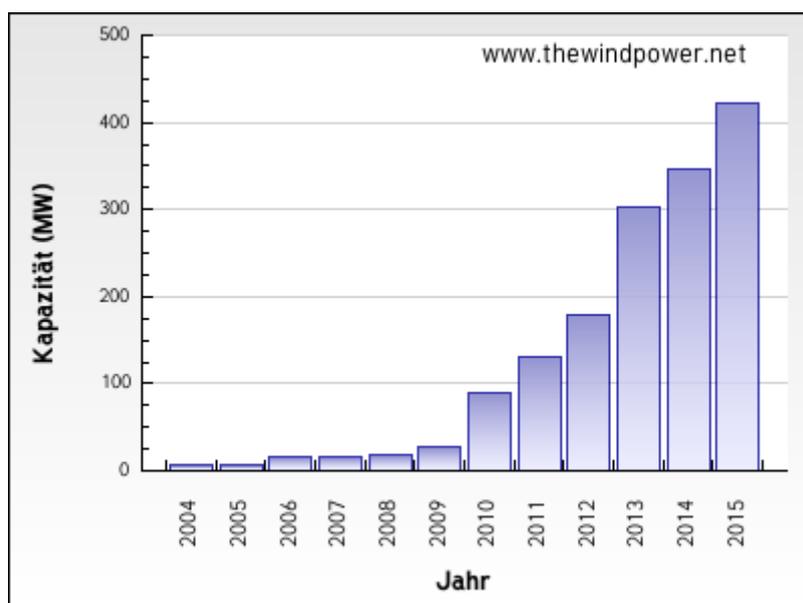


Abbildung 14: Ausbau der Windkraft in Kroatien in den letzten Jahren [9]

### Spanien

Spanien hat die Windkraft in den letzten Jahren massiv ausgebaut. Ende 2015 gab es über 990 Windparks mit einer Gesamtleistung von 22.987 MW.

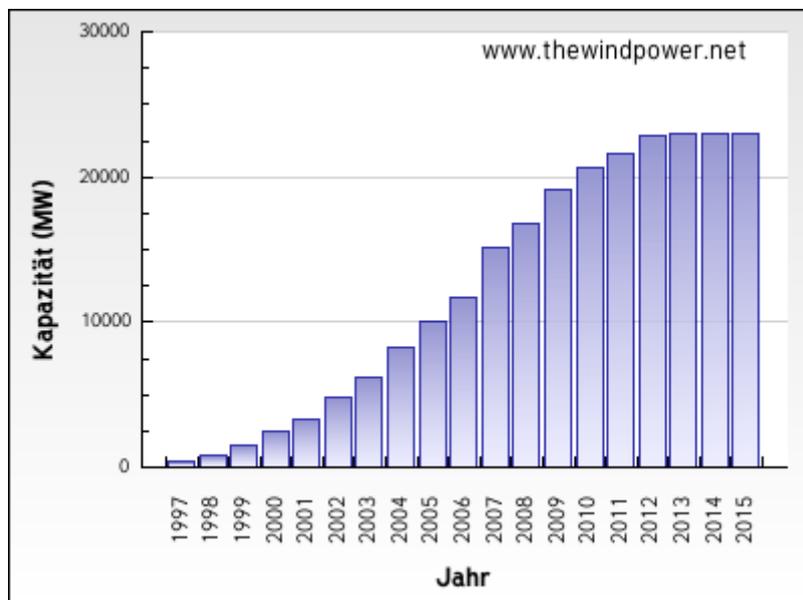


Abbildung 15: Ausbau der Windkraft in Spanien in den letzten Jahren [9]

### Schweden

In Schweden wurde die Windkraft in den letzten Jahren ebenfalls forciert. Ende 2015 gab es 889 Windparks mit einer Gesamtleistung von 6.025 MW.

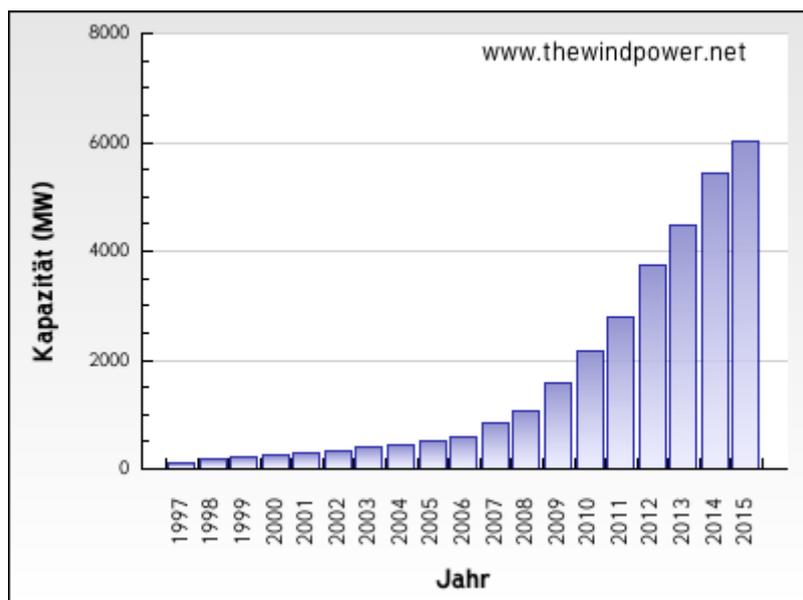


Abbildung 16: Ausbau der Windkraft in Schweden in den letzten Jahren [9]

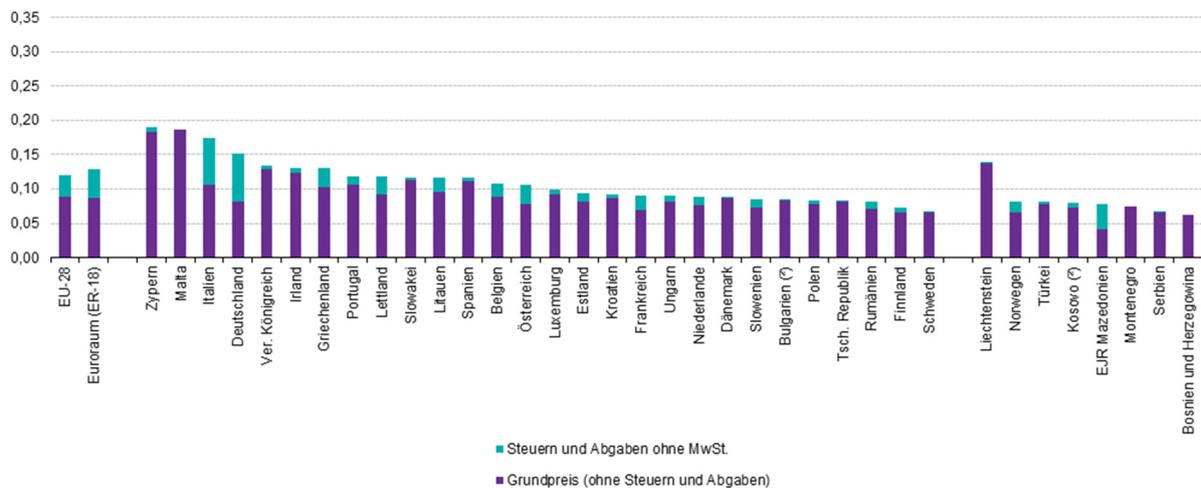
### 3 Strom

#### 3.1 Strompreis

##### 3.1.1 Aktuelle Werte

Die Werte der Strompreise für Kraftwerke müssten individuell ermittelt werden. Aufgrund starker Schwankungen kann auch diesbezüglich keine Prognose abgegeben werden.

Die Strompreise europäischer Länder für industrielle Verbraucher (zweites Halbjahr 2014) sind nachfolgender Abbildung zu entnehmen:



(\*) Jährlicher Verbrauch: 500 MWh < Verbrauch < 2 000 MWh. Ohne MwSt.  
 (\*) Vorläufig.  
 Quelle: Eurostat (Online-Datencode: nrg\_pc\_205)

Abbildung 17: Strompreise industrieller Verbraucher Europa in [€/kWh] [10]

#### 3.2 Internes Stromnetz

Bezüglich der kostenreduzierenden Überlegung das interne Stromnetz eines Windparks zu nutzen und dadurch keine bzw. geringere Leitungskosten/Netzgebühren entrichten zu müssen, kann festgehalten werden, dass diese Maßnahme nicht pauschal empfohlen werden kann, sondern die Durchführbarkeit im jeweiligen Fall mit dem Energieversorger verhandelt werden muss.

## **4 Produkttransport**

Raffinerien verarbeiten Rohöle zu einer Vielzahl hochwertiger Produkte, welche von diversen flüssigen und gasförmigen Brennstoffen über hochwertige Schmieröle bis zu Bitumen reichen. So muss auch das Fischer-Tropsch-Produkt (Wachs) in einer Raffinerie weiterverarbeitet werden.

### **4.1 Raffinerien in Europa**

#### **Albania**

- Ballsh Refinery (ARMO Oil Refiner), 20,000 bbl/d (3,200 m3/d)
- Fier Refinery (ARMO Oil Refiner), 10,000 bbl/d (1,600 m3/d)

#### **Austria**

- Schwechat Refinery (OMV), 176,000 bbl/d (28,000 m3/d)

#### **Azerbaijan**

- Haydar Aliev Refinery (SOCAR), 160,000 bbl/d (25,000 m3/d)
- Azerineftyag Refinery (SOCAR), 239,000 bbl/d (38,000 m3/d)

#### **Bosnia and Herzegovina**

- Bosanski Brod Refinery Nestro, a subsidiary of JSC Zarubezhneft (Russia)

#### **Belarus**

- Mozyr Refinery (Slavneft), [6] 95,000 bbl/d (15,100 m3/d)
- Novopolotsk Refinery (Naftan), [7] 88,000 bbl/d (14,000 m3/d)

#### **Belgium**

- Total Antwerp Refinery (Total), 360,000 bbl/d (57,000 m3/d)
- ExxonMobil Antwerp Refinery (ExxonMobil), 333,000 bbl/d (52,900 m3/d)
- Antwerp N.V. Refinery (Vitol), 35,000 bbl/d (5,600 m3/d)
- Independent Belgian Refinery, Antwerp (Gunvor), 115,000 bbl/d (18,300 m3/d)

#### **Bulgaria**

- LUKOIL Neftochim Burgas (LUKOIL), 208,000 bbl/d (33,100 m3/d)

#### **Croatia**

- Rijeka Refinery (INA), 90,000 bbl/d (14,000 m3/d)
- Sisak Refinery (INA), 60,000 bbl/d (9,500 m3/d)

#### **Czech Republic**

- Litvinov Refinery (Česká Rafinérská), 120,000 bbl/d (19,000 m3/d)
- Kralupy Refinery (Česká Rafinérská), 80,000 bbl/d (13,000 m3/d)
- Pardubice Refinery (PARAMO), 15,000 bbl/d (2,400 m3/d), the refinery was shut in 2009, now it is only a distribution terminal

### Denmark

- Kalundborg Refinery (Statoil), 110,000 bbl/d (17,000 m3/d)
- Fredericia Refinery (Royal Dutch Shell), 68,000 bbl/d (10,800 m3/d)

### Finland

- Porvoo Refinery (Neste Oil Oyj), 206,000 bbl/d (32,800 m3/d)
- Naantali Refinery (Neste Oil Oyj), 58,000 bbl/d (9,200 m3/d)

### France

- La Mede Refinery (Total), 155,000 bbl/d (24,600 m3/d)""to be closed and transformed into biorefinery""
- Normandy Refinery (Total), 350,000 bbl/d (56,000 m3/d)
- Flandres Refinery (Total), 160,000 bbl/d (25,000 m3/d) Closed
- Donges Refinery (Total), 231,000 bbl/d (36,700 m3/d)
- Feyzin Refinery (Total), 119,000 bbl/d (18,900 m3/d)
- Grandpuits Refinery (Total), 99,000 bbl/d (15,700 m3/d)
- Port Jérôme-Gravenchon Refinery (ExxonMobil), 270,000 bbl/d (43,000 m3/d)
- Fos-sur-Mer Refinery (ExxonMobil), 140,000 bbl/d (22,000 m3/d)
- Reichstett Refinery (Petroplus), 77,000 bbl/d (12,200 m3/d) Closed
- Petit Couronne Refinery (Petroplus), 142,000 bbl/d (22,600 m3/d) Closed
- Berre L'Etang Refinery (LyondellBasell), 80,000 bbl/d (13,000 m3/d)
- Fort de France Refinery (Total), 17,000 bbl/d (2,700 m3/d)

### Germany

- Schwedt Refinery (PCK Raffinerie(Shell/Rosneft/BP/AET), 210,000 bbl/d (33,000 m3/d)
- Ingolstadt Refinery (Bayernoil(VARO/Agip/Rosneft/BP)), 262,000 bbl/d (41,700 m3/d)
- Ingolstadt Refinery (Gunvor), 110,000 bbl/d (17,000 m3/d)
- Ruhr Öl Refinery (Rosneft/BP), 266,000 bbl/d (42,300 m3/d)
- Buna SOW Leuna Refinery (Total), 222,000 bbl/d (35,300 m3/d)
- Wilhelmshaven Refinery (Hestya), 300,000 bbl/d (48,000 m3/d) turned into storage terminal
- Rheinland Werk Godorf Cologne Refinery (Royal Dutch Shell), 190,000 bbl/d (30,000 m3/d)
- Rheinland Werk Wesseling Cologne Refinery (Royal Dutch Shell), 160,000 bbl/d (25,000 m3/d)
- Mineralölraffinerie Oberrhein - Mineraloil Refinery Upper-Rhine (Karlsruhe) (MiRO(Shell/ExxonMobil/Rosneft/BP/Phillips 66)) 285,000 bbl/d (45,300 m3/d)
- Burghausen Refinery (OMV) 70,000 bbl/d (11,000 m3/d)
- TOTAL Refinery Mitteldeutschland (Total) 227,000 bbl/d (36,100 m3/d)
- Emsland Lingen Refinery (BP) 80,000 bbl/d (13,000 m3/d)
- Elbe Mineralölwerke Hamburg-Harburg Refinery (Royal Dutch Shell; an agreement to sell to Nynas was announced on 12 December 2011)

- Holborn Europa Raffinerie GmbH Hamburg (Tamoil) 100,000 bbl/d (16,000 m3/d)
- Raffinerie Heide (Klesch) 90,000 bbl/d (14,000 m3/d)

### Greece

- Aspropyrgos Refinery (Hellenic Petroleum), 185,000 bbl/d (29,400 m3/d)
- Corinth Refinery (Motor Oil Hellas), 380,000 bbl/d (60,000 m3/d)
- Elefsina Refinery (Hellenic Petroleum), 120,000 bbl/d (19,000 m3/d)
- Thessaloniki Refinery (Hellenic Petroleum), 120,000 bbl/d (19,000 m3/d)

### Hungary

- Szazhalombatta Refinery (MOL), 161,000 bbl/d (25,600 m3/d)
- Tiszaujvaros Refinery (MOL), 0 bbl/d (0 m3/d) /crude oil processing finished

### Ireland

- Whitegate Refinery (Phillips 66), 71,000 bbl/d (11,300 m3/d)

### Italy

- Sarpom Trecate, Novara Refinery (ExxonMobil 74.1%/ERG 25.9%), 200,000 bbl/d (32,000 m3/d)
- Esso Augusta Refinery (ExxonMobil), 190,000 bbl/d (30,000 m3/d)
- Rome Refinery (Total 77.5%/ERG 22.5%), 90,000 bbl/d (14,000 m3/d) Closed June 2012
- Falconara Marittima Ancona Refinery (API), 85,000 bbl/d (13,500 m3/d)
- Mantova Refinery (IESItaliana), 55,000 bbl/d (8,700 m3/d) Closed January 2013
- Impianti Sud Refinery (ISAB ERG), 214,000 bbl/d (34,000 m3/d)
- Impianti Nord Refinery (ISAB ERG), 160,000 bbl/d (25,000 m3/d)
- Milazzo Refinery (Eni/KNPC) 80,000 bbl/d (13,000 m3/d)
- Sannazzaro de' Burgondi Refinery (Eni) 160,000 bbl/d (25,000 m3/d)
- Gela Refinery (Eni) 100,000 bbl/d (16,000 m3/d) Closed, being converted into biorefinery
- Taranto Refinery (Eni) 90,000 bbl/d (14,000 m3/d)
- Livorno Refinery (Eni) 84,000 bbl/d (13,400 m3/d)
- Porto Marghera Venice Refinery (Eni) 70,000 bbl/d (11,000 m3/d) Closed, converted into biorefinery, restarted production June 2014 (capacity less than 6,000 barrels/day)
- Cremona Refinery (Tamoil) 80,000 bbl/d (13,000 m3/d) Closed March 2011
- Iplom Busalla Refinery, (IPLOM)
- Sarroch Refinery, Sardegna (Saras S.p.A.) 300,000 bbl/d (48,000 m3/d)

### Lithuania

- Mazeikiu Refinery (Mazeikiu Nafta - PKN Orlen), 263,000 bbl/d (41,800 m3/d)

### Macedonia

- OKTA Skopje Refinery (Hellenic Petroleum), 50,000 bbl/d (7,900 m3/d)

### Netherlands

- Shell Pernis Refinery (Royal Dutch Shell), 416,000 bbl/d (66,100 m3/d)
- Botlek (ExxonMobil) Rotterdam, 195,000 bbl/d (31,000 m3/d)
- BP Rotterdam Refinery (BP), 400,000 bbl/d (64,000 m3/d)
- Q8-KPE Refinery Europoort (Q8-Kuwait Petroleum Company), 80,000 bbl/d (13,000 m3/d)
- Koch HC Partnership Refinery (Koch Industries) 80,000 bbl/d (13,000 m3/d)[18]
- Zeeland Refinery (Total/Lukoil) 149,000 bbl/d (23,700 m3/d)[19]

### Norway

- Slagen Refinery (ExxonMobil), 110,000 bbl/d (17,000 m3/d)
- Mongstad Refinery (Statoil), 200,000 bbl/d (32,000 m3/d)

### Poland

- Plock Refinery (PKN Orlen), 276,000 bbl/d (43,900 m3/d)
- Gdansk Refinery (Grupa LOTOS), 210,000 bbl/d (33,000 m3/d) (processing capacity after second distillation startup in 1Q2010).
- Czechowice Refinery (Grupa LOTOS), 12,000 bbl/d (1,900 m3/d), crude oil processing terminated 1Q2006.
- Trzebinia Refinery, (PKN Orlen), 4,000 bbl/d (640 m3/d)
- Jaslo Oil Refinery (Grupa LOTOS), 3,000 bbl/d (480 m3/d), crude oil processing terminated 4Q2008.
- Jedlicze Refinery (PKN Orlen), 2,800 bbl/d (450 m3/d)
- Glimar Refinery (Hudson Oil), 3,400 bbl/d (540 m3/d), all operations (incl. crude oil processing) terminated 2005. Acquired 2011.

### Portugal

- Porto Refinery (Galp Energia), 100,000 bbl/d (16,000 m3/d)
- Sines Refinery (Galp Energia), 200,000 bbl/d (32,000 m3/d)

### Romania

- Arpechim Refinery Pitești, (Petrom/OMV), 70,000 bbl/d (11,000 m3/d)
- Astra Refinery (Interagro), 20,000 bbl/d (3,200 m3/d) Closed
- Petrobrazi Refinery Ploiești, (Petrom/OMV), 90,000 bbl/d (14,000 m3/d)
- Petromidia Constanța Refinery (Rompetro), 100,000 bbl/d (16,000 m3/d)
- Petrotel Lukoil Refinery Ploiești, (LUKOIL), 68,000 bbl/d (10,800 m3/d)
- Petrolsub Suplacu de Barcău Refinery (Petrom/OMV), 15,000 bbl/d (2,400 m3/d)
- RAFO Onești (Calder A), 70,000 bbl/d (11,000 m3/d)
- Steaua Romană Câmpina Refinery (Omnimpex Chemicals), 15,000 bbl/d (2,400 m3/d)
- Vega Ploiești Refinery (Rompetro), 20,000 bbl/d (3,200 m3/d)

### Russia

Refineries with capacity more than 20,000 bbl/d (3,200 m3/d)

### Europe

- Syzran Refinery (Rosneft), 213,400 bbl/d (33,930 m3/d)
- Novokuibyshevsk Refinery (Rosneft), 191,500 bbl/d (30,450 m3/d)
- Kuibyshev Oil Refinery (Rosneft), 139,800 bbl/d (22,230 m3/d)
- Salavatnefteorgsintez Refinery (Gazprom, Salavat), 250,000 bbl/d (40,000 m3/d)
- Volgograd Refinery (LUKOIL), 193,000 bbl/d (30,700 m3/d)
- Ukhta Refinery (LUKOIL), 72,000 bbl/d (11,400 m3/d)
- Perm Refinery (LUKOIL), 235,000 bbl/d (37,400 m3/d)
- NORSI-oil (LUKOIL, Kstovo), 292,000 bbl/d (46,400 m3/d)
- Ryazan Refinery (Rosneft), 253,000 bbl/d (40,200 m3/d)
- Orsk Refinery (Russneft), 159,000 bbl/d (25,300 m3/d)
- Chernigov Refinery (ZAO "Chernigovskiy Npzh"), 159,000 bbl/d (25,300 m3/d)
- Saratov Refinery (Rosneft), 108,000 bbl/d (17,200 m3/d)
- Moscow Refinery (Gazprom Neft/Central Fuel Company/Tatneft), 213,000 bbl/d (33,900 m3/d)
- Kirishi Refinery (Surgutneftegas), 337,000 bbl/d (53,600 m3/d)
- YaNOS Yaroslavl Refinery (Slavneft), 132,000 bbl/d (21,000 m3/d)
- Krasnodar Refinery (Russneft), 58,000 bbl/d (9,200 m3/d)
- Tuapse Refinery (Rosneft), 85,000 bbl/d (13,500 m3/d)
- Nizhnekamsk Refinery (TAIF), 14,000 bbl/d (2,200 m3/d)
- Ufa Refinery (Bashneft), 190,000 bbl/d (30,000 m3/d)
- Novo-Ufa Refinery (Bashneft), 380,000 bbl/d (60,000 m3/d)
- Ufaneftekhim Refinery (Bashneft), 250,000 bbl/d (40,000 m3/d)

### Serbia

- Pančevo Refinery (Naftna Industrija Srbije),
- Novi Sad Refinery (Naftna Industrija Srbije),
- Hemco Refinery Hemco Lubricants

### Slovakia

- Slovnaft Bratislava Refinery (MOL), 110,000 bbl/d (17,000 m3/d)
- Petrochema Dubová Refinery (russian investors), Petrochema

### Spain

- Bilbao Refinery (Petronor), 220,000 bbl/d (35,000 m3/d)
- Puertollano Refinery (Repsol), 140,000 bbl/d (22,000 m3/d)
- Tarragona Refinery (Repsol), 160,000 bbl/d (25,000 m3/d)
- Tarragona Asphalt Refinery (ASESA), 20,000 bbl/d (3,200 m3/d)
- A Coruña Refinery (Repsol), 120,000 bbl/d (19,000 m3/d)
- Cartagena Refinery, (Repsol), 220,000 bbl/d (35,000 m3/d)
- Tenerife Refinery (CEPSA), 90,000 bbl/d (14,000 m3/d)
- Palos de la Frontera Refinery (CEPSA), 100,000 bbl/d (16,000 m3/d)
- Gibraltar-San Roque Refinery (CEPSA), 240,000 bbl/d (38,000 m3/d)
- Castellon Refinery (BP), 100,000 bbl/d (16,000 m3/d)

### Sweden

- Gothenburg Refinery (78,000 bpd refining capacity) (st1)
- Nynäshamn Refinery (90,000 bpd refining capacity) (Nynas)
- Gothenburg Refinery (125,000 bpd refining capacity) (Preem)
- Lysekil Refinery (220,000 bpd refining capacity) (Preem)

### Switzerland

- Cressier Refinery (Vitol), 68,000 bbl/d (10,800 m3/d)
- Collombey-Muraz Refinery (Tamoil), 45,000 bbl/d (7,200 m3/d) closed (end of March 2015)

## Ukraine

- Odessa Refinery (LUKOIL), 70,000 bbl/d (11,000 m3/d)
- LINOS Refinery (TNK-BP), 320,000 bbl/d (51,000 m3/d)
- Kherson Refinery (Alliance), 36,000 bbl/d (5,700 m3/d)
- Kremenchuk Refinery (Ukratnafta) 368,500 bbl/d (58,590 m3/d)
- Drogobych Refinery (Pryvat) 40,000 bbl/d (6,400 m3/d)
- Neftekhimik Prikarpatya Nadvirna Refinery (Pryvat) 39,000 bbl/d (6,200 m3/d)

## United Kingdom

### *England*

- Fawley Refinery (ExxonMobil), 330,000 bbl/d (52,000 m3/d)
- Humber Refinery (Phillips 66), 130,000 bbl/d (21,000 m3/d)
- Lindsey Oil Refinery (Total), 223,000 bbl/d (35,500 m3/d)
- Stanlow Refinery (Essar Oil), 272,000 bbl/d (43,200 m3/d)

### *Scotland*

- Grangemouth Refinery (Petroineos, a joint venture of Ineos and PetroChina), 205,000 bbl/d (32,600 m3/d)

### *Wales*

- Milford Haven Refinery (Murco), 135,000 bbl/d (21,500 m3/d) Closed in November 2014
- Pembroke Refinery (Valero), 215,000 bbl/d (34,200 m3/d)

## **5 Fallbeispiel Rohstoffversorgung einer Biowasserstoffanlage [2]**

Aus den vorangegangenen Auswertungen von statistischen Daten, Branchenberichten, wissenschaftlichen Studien als auch aus der Einschätzung des Marktes durch Experten können Schlussfolgerungen über die Verfügbarkeit von Biomasse für eine am Standort Wien zu versorgende Bioenergieanlage mit einem Holzbedarf von bis zu 200.000 t-atro im Jahr gezogen werden.

Österreich besitzt große Mengen an forstlicher Biomasse aus einheimischen Wäldern, welche bereits zu einem großen Anteil stofflich und energetisch genutzt werden. Zusätzliche Holzmengen von bis zu 5,5 Mio. fm im Jahr sind als Vorrat in den Wäldern vorhanden. Diese sind jedoch nur begrenzt mobilisierbar. Dieses Potential kann durch enge Kooperation mit forstlichen Zusammenschlüssen und Rohstoffproduzenten wie dem Waldverband, Großwaldbesitzern und dem Maschinenring sowie durch langfristige Verträge mit Abnehmern, Holzernteunternehmen und Frächtern erschlossen werden.

Für die Versorgung einer großen Bioenergieanlage mit einem Rohstoffbedarf von bis zu 200.000 t-atro muss allerdings ein größerer Einzugsbereich wie der zentraleuropäische Holzmarkt betrachtet werden. Bei dem Bezug von Biomasse aus dem Ausland ist eine Zusammenarbeit mit dort agierenden großen Forstbesitzern und Rohstoffversorgern zu empfehlen. Auch ein mit der Holz- oder Papierindustrie gemeinsamer Aus- oder Aufbau von internationalen Versorgungspfaden bietet einen guten Ansatz zur Lukrierung größerer Holzmengen. Hierbei kommt mittel- bis langfristig dem Holz aus Kurzumtriebsflächen eine große Bedeutung zu. Dieser Weg wird mit leistungsfähigen Energieholzplantagen in Übersee schon seit längerer Zeit beschritten.

Entsprechend der Ausgestaltung der Gemeinsamen Agrarpolitik ab 2013 sollte ein Schwerpunkt auf den Anbau extensiverer mehrjähriger Kulturen wie Kurzumtriebspflanzungen in der EU gesetzt werden. Eine solche stärkere Forcierung von Kurzumtriebswald gäbe den entscheidenden Antrieb für eine massive Flächenerweiterung und Produktion von Kurzumtriebsholz in Europa, welcher den weiteren Ausbau biomassebasierter Industrien stark beeinflussen kann. Allein in Österreich wird ein Potential von 15.000 – 20.000 ha Kurzumtriebsflächen gesehen. Der Anbau auf großen Flächen wie in Ungarn, Rumänien oder anderen Schwarzmeerländern könnte eine neue Rohstoffbasis für eine große Biomasseanlage in Zentraleuropa bilden.

Als Transportweg könnte hierbei der Wasserweg auf der Donau genutzt werden. Der Holztransport per Schiff ist allerdings vorwiegend über weitere Distanzen (ab 1.300 km) und bei entsprechend großen Frachtmengen rentabel (economies of scale).

Beim Transport mit der Bahn sind Erfahrungen von Logistikunternehmen vorhanden, jedoch muss geprüft werden, inwieweit die Infrastruktur zu den Rohstoff- oder Produktionsgebieten in den möglichen Herkunftsländern (Rumänien, Ukraine, etc.) ausgebaut ist.

Die Transportkosten sind ein Schlüsselfaktor bei der Bereitstellung der Biomasse mengen. Auch in dieser Hinsicht empfiehlt sich eine Zusammenarbeit mit der Holzindustrie zur Rohstoffversorgung, um auf ihre Erfahrung in der Holzbereitstellung aufzubauen und mögliche Synergieeffekte optimal zu nutzen. So könnten bereits bestehende Standorte der Holzindustrie für die Errichtung zukünftiger Bioraffinerien dienen. Diese Kooperation könnte sich zu einem zweiten Standbein der Holzindustrie entwickeln und somit die Konkurrenz um den Biomasserohstoff entschärfen.

Entscheidend für eine stabile Rohstoffbereitstellung sind langfristige Verträge mit Rohstoffversorgern. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten könnten an die Wirtschaftsentwicklung gekoppelte, indexierte Lieferverträge mit mehreren Vertragspartnern und über verschiedene Versorgungspfade abgeschlossen werden. In Österreich ist der Holzvorrat im Wald in den letzten 30 Jahren um 300 Mio. Vfm gewachsen. Zwischen 2006 und 2008 wurden mit 19 bis 22 Mio. Efm Holz deutlich mehr als in den vorhergehenden Jahren – etwa 15 Mio. Efm jährlich – eingeschlagen. Das verfügbare Potential ist also deutlich höher als der Einschlag der letzten Jahrzehnte. Eine Aufstockung um 4-5 Mio. m<sup>3</sup> (22 - 25 Mio. Efm) erscheint möglich, erfordert aber massive Maßnahmen und Zeit. Ein besonders wichtiger Bereich ist dabei die Motivation privater landwirtschaftlicher Waldbesitzer zu verstärkten Holznutzungen. Während auf der Südhalbkugel der Erde Plantagenwirtschaft bereits heute eine Rolle spielt, kann in Europa die (politisch unterstützte) Etablierung von Kurzumtriebsflächen auf landwirtschaftlichen Böden mittel- bis langfristig einen Beitrag zur Versorgung der Holz- und Erneuerbaren Energie-Industrie leisten. Investoren können nicht mit fallenden Rohstoffpreisen rechnen, zusätzlichen Mengen können nur über den Preis erschlossen werden.

Eckpfeiler der Versorgung einer geplanten Anlage können sein:

- Importe aus östlichen Nachbarländern mit freiem Potential,
- mittel- und langfristige Entwicklung von Short Rotation Forestry,
- die Versorgung über professionelle Aufkäufer in Abstimmung mit der Holzverarbeitenden Industrie,
- eine regionale Versorgung in Zusammenarbeit mit lokalen Akteuren.

Wichtige Partner bei der Erschließung weiterer Holz mengen in Österreich sind die Land- und Forstbetriebe, der Waldverband und die Maschinenringe. Die Versorgung von Bioenergieanlagen sollte mit der Holzwirtschaft abgestimmt, Synergien sollten gesucht werden. Nadel-Blochholz sollte vorzugsweise in die Säge- und die Holzindustrie gehen. Koppelprodukte sind für die Energieerzeugung geeignet, werden jedoch auch von der Zellstoff-, Papier- und Plattenindustrie optimiert eingesetzt und sind deshalb nachgefragt.

Die Versorgung mit Rohstoffen soll durch folgende Akteure erfolgen:

### Rohstoffversorgung einer Biowasserstoffanlage

- Holzhändler einschließlich der Holzeinkäufer der Holzverarbeitenden Industrie
- Forstbetriebe
- Industrielle und mittelständische Sägewerke
- Kleinwaldbesitzer, vertreten durch den Waldverband Österreich und seiner regionalen Organisationen
- Die Dienstleistungen durch den Maschinenring Österreich
- Privatwaldbesitzer

Die Rohstoffe werden in Form von Stammholz und Hackschnitzeln geliefert. Der Transportweg hängt von der Distanz zur Rohstoffquelle ab. Empfohlen wird:

- bis 150 km Transport per Lkw
- bis 500 km Transport per Bahn
- über 500 km Transport per Schiff

Einrichtungen zur Entladung der Biomasse werden am Anlagenstandort eingerichtet.

## 6 Resumee

### 6.1 Standortauswahl Deutschland aus vorhandener Literatur [11]

Das Konzept Power- & Biomass-to-Gas bietet die Möglichkeit, durch den flexiblen Betrieb von Biomassevergasungsanlagen entweder Strom zu erzeugen, oder in Zeiten eines Überangebots elektrischer Energie diese im Erdgasnetz zu speichern. In dem Beitrag wird untersucht, inwieweit diese Technologie im künftigen Stromversorgungssystem zum Einsatz kommen kann und welche Standorte sich hinsichtlich der Verfügbarkeit von Biomasse und der Möglichkeit zur Kopplung von Strom- und Gasnetz eignen. Für die Betrachtung wurden die jährlichen Betriebsstunden einer Power- & Biomass-to-Gas-Anlage zu 8000 Betriebsstunden pro Jahr und eine elektrische Leistung von 50 MW<sub>el</sub> bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 26 % angenommen.

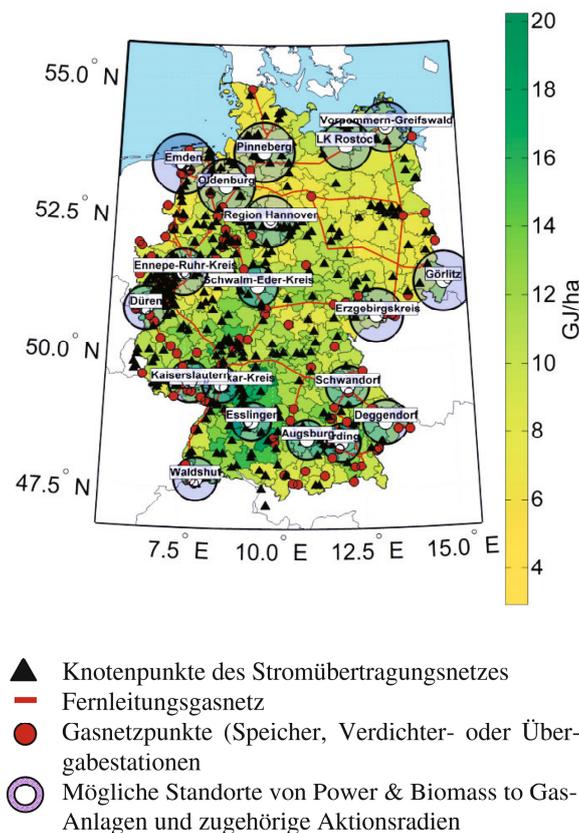


Abbildung 18: Ergebnis der Standortauswahl für eine Infrastrukturdistanz von 10 km und einer Anlagengröße von 50 MW<sub>el</sub>

Zum einen können Standorte im Nordosten durch die Power-to-Gas-Methode eine Alternative zum Transport häufig anfallender großer Energiemengen von Strom aus Windenergieanlagen (WEA) über das Stromnetz bieten. Die in den Verbrauchszentren im Süden und Westen benötigten elektrischen Energiemengen können dann zum Teil von den dort installierten Power- & Biomass- to-Gas-Anlagen bereitgestellt werden.

## 6.2 Empfehlungen Standortwahl Winddiesel Konzept

Einer der wichtigsten Punkte in Bezug auf das Winddieselkonzept stellt das Windaufkommen dar. Da die Überlegung Spitzenstrom in Diesel umzuwandeln ein erhöhtes Maß an Windkraft voraussetzt, sollten Windparks vorhanden sein, falls die Netzgebühren eingespart werden sollten. In dem Fall, wo eine Winddiesel Anlage in ein internes Netz eines Windparks integriert werden kann, ist diese Überlegung relevant. Soll der Strom von der Strombörse bezogen werden, ist dieser Aspekt nebensächlich.

Der Transport des Fischer-Tropsch-Produkts ist ein Faktor von geringerer Relevanz, da die Logistik einen untergeordneten finanziellen Einfluss auf das Gesamtsystem hat. Der Transport des Fischer-Tropsch-Produkts stellt einen weniger relevanten Faktor für die Standortwahl dar, da es ein weitläufiges Netz von Raffinerien gibt.

Im Vorfeld sollten aber die Biomasseaufkommen geprüft werden, um die Versorgung sicherzustellen. Die Transportkosten sind ein Schlüsselfaktor bei der Bereitstellung der Biomasse. In dieser Hinsicht empfiehlt sich eine Zusammenarbeit mit der Holzindustrie zur Rohstoffversorgung. Es sollte darauf geachtet werden, Verträge mit mehreren Lieferanten abzuschließen um einerseits die Versorgung zu garantieren und andererseits individuelle Preisanstiege abfedern zu können.

Bezüglich des Strompreises ist vor allem die individuelle Verhandlung mit den lokalen Energieversorgern unumgänglich. Diese sollten zwar in der Standortwahl berücksichtigt werden, haben allerdings nicht höchste Priorität.

Aufgrund der bereits durchgeführten Recherchen und der Kommunikation mit der Energie Burgenland wäre ein Windpark im Nordburgenland ein vielversprechender Standort. Die unmittelbare Nähe zum Windpark, das Biomasseaufkommen (Österreich, Ungarn) und die räumliche Nähe zur Raffinerie sprechen dafür.

Ein weiteres potentiell Standortland wäre Spanien, da einerseits die 10 Raffinerien im Land ein gutes Netz vorgeben, andererseits die Biomasse relativ günstig ist (siehe Abbildung 5) und die Windkraft stark ausgebaut wurde/wird (siehe Abbildung 9). Diese Rahmenbedingungen sprechen auf den ersten Blick für den Standort, weitere Faktoren wie Strompreise, Vorschriften und mögliche Fördertarife müssten im nächsten Schritt geprüft werden.

Ein weiterer potentiell günstiger Standort für die Umsetzung einer Winddieselanlage wäre Kroatien. Der Ausbau der Windkraft hat in den letzten Jahren in Kroatien einen enormen Aufschwung erlebt wie aus Abbildung 14 und Tabelle 2 zu entnehmen ist. Zwei Raffinerien, davon eine in Küstennähe, sprechen auch für den Standort. Derzeit wird teilweise Biomasse aus Kroatien nach Österreich importiert, wodurch die Versorgung der Anlage mit Waldhackgut kein Problem darstellen sollte. Allgemein bekannt ist allerdings, dass die Bürokratie in Kroatien eine Umsetzung von Projekten erschwert. Aus diesem Grund sind eingehende Gespräche mit den Verantwortlichen unumgänglich. Sollte diese Hürde genommen werden, würde sich Kroatien besonders als Standort für eine Winddieselanlage eignen.

Aufgrund der stark ausgebauten Windkraft und der großen Waldflächen wäre auch

Schweden als potentielles Standortland anzudenken.

Wie auch im oben angeführten Fallbeispiel empfohlen, wäre ein Standort in der Nähe des Windaufkommens ideal. Dadurch ist es einerseits möglich, rasch auf geänderte Windverhältnisse zu reagieren, andererseits würden Leitungskosten reduziert werden bzw. könnten sogar entfallen. Bedingt durch die Vorgespräche mit dem zuständigen Energieversorgungsunternehmen, die bereits bekannten Rahmenbedingungen, die bestehenden Windparks und der günstigen Logistik und Infrastruktur (Nähe zur Raffinerie, genügend Biomasselieferanten) wird als erster Standort für eine Winddieselanlage das Nordburgenland empfohlen.

Geht man dabei beispielsweise vom Windpark Parndorf aus, wären es nur ca. 40 km bis zum Hafen Wien. Der Wiener Hafen ist der größte öffentliche Donauhafen und das bedeutendste Güterverteilzentrum Ostösterreichs. Seine große Stärke liegt darin als das größte trimodale Logistikzentrum in Österreich gleichzeitig Transportwege zu Wasser, auf der Schiene und auf der Straße zu verbinden. Parndorf selbst zählt zu den Top Standorten der ÖBB im Burgenland. Somit wäre eine Beschaffung großer Mengen Biomasse unter Reduktion der Transportkosten am Winddieselstandort möglich. Die in Kapitel 5 empfohlenen Transportwege werden dadurch eingehalten.

## **7 Literaturverzeichnis**

- [1] brainbow informationsmanagement GmbH, „Biomasse-Ressourcenpotenzial in Österreich“, Wien (Österreich), Studie, Mai 2007.
- [2] R. Ehrig, M. Wörgetter, C. Kristöfel, N. Ludwiczek, C. Pointner, und J. Lichtscheidl, „Biomasseverfügbarkeit zur Versorgung einer Biowasserstoffanlage in Österreich“, bioenergy2020+, Wieselburg, Endbericht publizierbar 002 TR IK-1-1-17.
- [3] G. Kalt, „Biomasse-Außenhandel Status quo, Trends und Szenarien“, Wien (Österreich), im Auftrag des Österreichischen Klima- und Energiefonds, Nov. 2010.
- [4] Statista, „Waldflächen in den Ländern der EU im Vergleich der Jahre 2000, 2005 und 2010 (in 1.000 Hektar)“, Juni-2016. .
- [5] evroenergie, „Erneuerbare Energie als eine Chance der wirtschaftlichen Entwicklung in Kosovo“, Studie, 2012.
- [6] J. H. Glahr, „Vortrag - Aktueller Stand der Windenergienutzung in Kroatien, Rahmenbedingungen“, gehalten auf der Seminarreihe „GO EAST“ Kroatien, Berlin (Deutschland), 14-Mai-2009.
- [7] L. Stühlinger und M. Sponring, „Windstudie“, Eine Studie der Kommunalkredit Austria in Kooperation mit PwC Österreich, Jän. 2012.
- [8] „Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.“, dena - Deutsche Energieagentur, Juni 2016.
- [9] The Wind Power, „Windenergieaufkommen einzelner Länder“. [http://www.thewindpower.net/country\\_list\\_de.php](http://www.thewindpower.net/country_list_de.php), 2016.
- [10] Eurostat, „Energiepreisstatistik 2014“. .
- [11] B. Schober, F. Gutekunst, und G. Scheffknecht, „Analysen zu Markteinsatz und Standortauswahl von Power- & Biomass- to-Gas-Anlagen zur Speicherung von Strom im Erdgasnetz“, S. 181–187, 2015.

## **8 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis**

Abbildung 1: Anteil der forstwirtschaftlich genutzten Fläche an der Landesfläche und Forstfläche in den Bundesländern 2009 Quelle: Statistik Austria 2009, Darstellung: BE2020 .....	4
Abbildung 2: Holzeinschlag 2009 gegliedert nach Bundesländer und Holzart Quelle: Prem 2010; Darstellung: BE2020 .....	4
Abbildung 3: Biomassepotentiale in Europa im Vergleich zur Biomassenutzung im Jahr 2008 (Zusammenstellung der Potenzialstudien nach Rettenmaier et al. 2009). Abkürzungen TP: Technisches Potential, WP: Wirtschaftliches Potential, UP: Umweltverträgliches Potential, TR: Türkei, BY: Weissrussland, UA: Ukraine; NO: Norwegen, CH: Schweiz, W-&O-Europa: West- und Osteuropa) .....	5
Abbildung 4: Biomassepotentiale im Vergleich zu Produktion und Verbrauch im Jahr 2008 in Mitteleuropa: Gegenüberstellung der Potentiale nach Thrän et al. (2005) (a), EEA (2006) (b) und de Wit et Faaij (2010) (c). Fehlerindikatoren: Szenario „Enviroment+“ .....	6
Abbildung 5: Preise für Waldhackgut in den EU-15 Staaten (Quelle: Alakangas et al (2003))	9
Abbildung 6: Preise für Industrieabfälle wie z.B. Sägemehl (Quelle: Alakangas et al (2003)) .....	10
Abbildung 7: IG Windkraft; <a href="https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055">https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055</a> .....	11
Abbildung 8: IG Windkraft; <a href="https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY[0]=1234">https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY[0]=1234</a> .....	11
Abbildung 9: Installierte Leistung der EU-Mitgliedsstaaten (Windkraftanlagen); Stand 2011	17
Abbildung 10: Darstellung von Windenergieanlagen (blau) und Windpotential in Südosteuropa.....	18
Abbildung 11: Überblick über Tarife und Fördersysteme aus der Studie „Investieren in Windenergie 2012“ [7].....	19
Abbildung 12: Windkraftanlagen Europa; <a href="http://www.bbr.bund.de/BBSR/DE/Raumentwicklung/RaumentwicklungEuropa/Projekte/Archiv/">http://www.bbr.bund.de/BBSR/DE/Raumentwicklung/RaumentwicklungEuropa/Projekte/Archiv/</a> .....	20
Abbildung 13: Clusterregionen lt. dena [8] .....	21
Abbildung 14: Ausbau der Windkraft in Kroatien in den letzten Jahren [9] .....	22
Abbildung 15: Ausbau der Windkraft in Spanien in den letzten Jahren [9] .....	23
Abbildung 16: Ausbau der Windkraft in Schweden in den letzten Jahren [9].....	23
Abbildung 17: Strompreise industrieller Verbraucher Europa in [€/kWh] [10] .....	24
Abbildung 18: Ergebnis der Standortauswahl für eine Infrastrukturdistanz von 10 km und einer Anlagengröße von 50 MW <sub>el</sub> .....	35



---

Tabelle 1: Waldflächen in den Ländern der EU im Vergleich der Jahre 2000, 2005 und 2010 (in 1.000 Hektar) [4] .....	7
Tabelle 2: Auflistung der Windparks in Kroatien [9] .....	22