

# Repowering von Windenergieanlagen aus rechtlicher Sicht in Österreich

Master Thesis zur Erlangung des akademischen Grades  
„Master of Science“

eingereicht bei  
Dr. Benedikt Ennser

Dr. Viktoria Molnar

1027597

Wien, November 2012

894.235 II

# Eidesstattliche Erklärung

Ich, **Dr. Viktoria Molnar**, versichere hiermit

1. dass ich die vorliegende Master Thesis „*Repowering von Windenergieanlagen aus rechtlicher Sicht in Österreich*“, 105 Seiten, gebunden, selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfen bedient habe, und
2. dass ich diese Master Thesis bisher weder im Inland noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Wien, 20. November 2012

---

Unterschrift

## Abstrakt

*„Wenn der Wind der Erneuerung weht, dann bauen die einen Menschen Mauern und die anderen Windmühlen“. (Chinesische Weisheit)*

Das Repowering von Windenergieanlagen bedeutet grundsätzlich das Ersetzen älterer, leistungsschwacher Windenergieanlagen durch neue, leistungsstarke Windenergieanlagen. Das Repowering wird künftig sowohl in Deutschland als auch in Österreich – neben dem Zubau von neuen Windkraftanlagen auf noch nicht bebauten Flächen – eine immer bedeutendere Rolle im Hinblick darauf spielen, dass die Anzahl von für Windenergienutzung ausgewiesenen Standorten mehr und mehr abnimmt.

In Österreich zählt das Repowering noch zu einem Pioniergebiet des Windkraftausbaus, demzufolge fehlen hier einerseits die diesbezüglichen praktischen Erfahrungen andererseits die expliziten Repowering-Rechtsvorschriften. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die derzeit betriebenen österreichischen Windkraftanlagen im Durchschnitt ziemlich „jung“ und modern, daher auch leistungsstark sind. Deutschland verfügt über signifikante Repowering-Potentiale und das Repowering spielt in der deutschen Praxis inzwischen eine bedeutende Rolle. Ferner wurden in Deutschland bereits die rechtlichen Rahmenbedingungen des Repowering auf gesetzlicher Ebene ausgearbeitet, auf deren Grundlage Repowering-Projekte finanziell gefördert werden. Demzufolge verfügen die Marktteilnehmer der deutschen Windenergiebranche über bedeutsame wirtschaftliche, technische und rechtliche Erfahrungen im Bereich des Repowering.

Im Rahmen der vorliegenden Master Thesis wird ein Leitfaden für österreichische Repowering-Projekte aus rechtlicher Sicht – auf der Grundlage der deutschen Repowering-Erfahrungen und -Rechtsvorschriften sowie der österreichischen rechtlichen Rahmenbedingungen – erarbeitet.

## Danksagung

Die vorliegende Arbeit wäre in dieser Form nicht möglich gewesen ohne die Unterstützung der nachfolgenden Personen und Institutionen, bei denen sich die Autorin ausdrücklich bedankt.

Ganz besonderer Dank gilt meinen Betreuern, Herrn Dr. Benedikt Ennser von Energie-Control Austria GmbH sowie Herrn Mag. Rudolf Plasil und Herrn Mag. Reinhard Pitzer bei Raiffeisen Energy& Environment GmbH. Ohne ihre Unterstützung wäre die Arbeit in dieser Form nicht zustande gekommen.

Zu nennen sind darüber hinaus Herr Dr. Günther Claus (Austrian Wind Power), Herr Martin Fliegenschnee-Jaksch (IG-Windkraft), Herr Dr. Reinhard Schanda (Sattler & Schanda Rechtsanwälte) und Herr Mag. Hannes Taubinger, die mit ihren praktischen Erfahrungen und Projektunterlagen die Arbeit maßgeblich unterstützt haben. Ein weiterer Dank gilt meinem Ehemann Zoltan für seine ununterbrochene persönliche Unterstützung.

# Inhaltsverzeichnis

|                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------|----|
| Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen .....                        | 1  |
| Abkürzungen .....                                                     | 3  |
| 1. Einleitung.....                                                    | 5  |
| 1.1 Problemstellung und Zielsetzung .....                             | 6  |
| 1.2 Motivation und Methodenwahl .....                                 | 6  |
| 1.3 Aufbau der Arbeit.....                                            | 7  |
| 2. Repowering.....                                                    | 8  |
| 2.1 Windkraftüberblick in Europa.....                                 | 8  |
| 2.2 Entwicklung der Windenergietechnologie .....                      | 9  |
| 2.3 Was bedeutet Repowering? .....                                    | 10 |
| 2.4 Vorteile und Hemmnisse des Repowering .....                       | 11 |
| 2.4.1 Vorteile des Repowering .....                                   | 11 |
| 2.4.2 Hemmnisse für Repowering .....                                  | 15 |
| 3. Repowering in Deutschland.....                                     | 19 |
| 3.1 Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland .....           | 19 |
| 3.2 Repowering-Potentiale in Deutschland .....                        | 21 |
| 3.3 Repowering aus rechtlicher Sicht in Deutschland.....              | 24 |
| 3.3.1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).....         | 25 |
| 3.3.2 Fachgesetzliche Rahmenbedingungen.....                          | 28 |
| 4. Repowering in Österreich .....                                     | 37 |
| 4.1 Österreichische Windkraftpotentiale – Repowering-Potentiale ..... | 39 |
| 4.1.1 Theoretisches und technisches Potential .....                   | 39 |
| 4.1.2 Österreichische Windkraftpotentiale .....                       | 40 |
| 4.1.3 Repowering-Potentiale in Österreich.....                        | 45 |
| 4.2 Repowering aus rechtlicher Sicht in Österreich .....              | 50 |
| 4.2.1 Österreichische Windenergieausbau-Geschichte .....              | 51 |
| 4.2.2 Energiepolitische Zielvorgaben.....                             | 57 |
| 4.2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen der Windenergie in Österreich..... | 60 |

|       |                                              |    |
|-------|----------------------------------------------|----|
| 4.2.4 | Repowering-Projekte in Österreich .....      | 80 |
| 5.    | Zusammenfassung und Schlussfolgerungen ..... | 89 |
| 5.1   | Zusammenfassung .....                        | 89 |
| 5.2   | Schlussfolgerungen .....                     | 93 |
|       | Referenzen .....                             | 95 |

## Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen

|                                                                                         |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Größenentwicklung der WEA seit 1985 [13].....                              | 9  |
| Abbildung 2: Landschaftsbild vor Repowering [33].....                                   | 12 |
| Abbildung 3: Landschaftsbild nach Repowering [33].....                                  | 13 |
| Abbildung 4: Kumulierte installierte Leistung von WEA in Deutschland [71] .....         | 20 |
| Abbildung 5: Neu installierte Windenergieleistung in Deutschland [71] .....             | 20 |
| Abbildung 6: Leistungsverlust durch zu erwartenden Rückbau nach 20 Jahren [33] .....    | 22 |
| Abbildung 7: Regionale Verteilung der installierten Windleistung [71] .....             | 23 |
| Abbildung 8: Repowering-Potential ohne Höhenbeschränkung [33].....                      | 24 |
| Abbildung 9: Tageskennzeichnung von WEA [7] .....                                       | 32 |
| Abbildung 10: Repowering-Variante 1 [13]: .....                                         | 34 |
| Abbildung 11: Repowering-Variante 2 [13].....                                           | 35 |
| Abbildung 12: Repowering-Variante 3 [13].....                                           | 35 |
| Abbildung 13: Repowering-Variante 4 [13].....                                           | 36 |
| Abbildung 14: Repowering-Variante 5 [13].....                                           | 36 |
| Abbildung 15: Geographische Verteilung von WEA in Österreich[36] .....                  | 37 |
| Abbildung 16: Anteil der Bundesländer an der installierten Windkraftleistung [36] ..... | 38 |
| Abbildung 17: Österreichisches theoretisches Windkraftpotential [76].....               | 39 |
| Abbildung 18: Österreichisches technisches Windkraftpotential [76] .....                | 40 |
| Abbildung 19: Windkraft-Ausbauszenarienim Burgenland bis 2015 [69].....                 | 44 |
| Abbildung 20: Windkraft-Ausbauszenarien in Niederösterreich bis 2015 [69] .....         | 45 |
| Abbildung 21: Durchschnittliche Anlagengröße der Neuinstallationen in MW [31].....      | 46 |
| Abbildung 22: Ende der Tariflaufzeit von Windkraftanlagen in MW [15].....               | 48 |
| Abbildung 23: Repowering-Potentiale bis 2023 – 3 MW Szenario .....                      | 49 |
| Abbildung 24: Repowering-Potentiale bis 2023 –5 MW Szenario .....                       | 50 |
| Abbildung 25: Windenergieausbau in Österreich von 1994 bis 2012[31] .....               | 51 |
| Abbildung 26: Entwicklung installierter Leistung in den Bundesländern [36].....         | 53 |
| Abbildung 27: Von ÖMAG abgenommene Ökostrommengen [45] .....                            | 54 |
| Abbildung 28: Typische Vertragsstruktur von Windparkprojekten .....                     | 81 |

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 1: Anlagengrößen modernster WEA [73].....                               | 10 |
| Tabelle 2: Mehrertrag bei WEA mit unterschiedlicher Größe [75].....             | 16 |
| Tabelle 3: Neueste Windenergieausbautrends in Deutschland [74] .....            | 21 |
| Tabelle 4: Lärmrichtwerte in Deutschland [59]; [72).....                        | 30 |
| Tabelle 5: Realisierbare Windkraftpotentiale laut Windpotentialstudie [34]..... | 43 |
| Tabelle 6: Angaben zu Repowering-Potential Szenarien .....                      | 49 |
| Tabelle 7: Finanzierbarer Ökostromausbau [45] .....                             | 62 |



## Abkürzungen

|                 |                                                                              |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------|
| a               | Jahr                                                                         |
| AB              | Allgemeine Bedingungen                                                       |
| Abs.            | Absatz                                                                       |
| AVV             | Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen |
| BauGB           | Baugesetzbuch                                                                |
| BEWAG           | Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft                  |
| Bgld. ElWG 2006 | Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006                               |
| BImSchG         | Bundes-Immissionsschutzgesetz                                                |
| BWE             | Bundesverband Windenergie                                                    |
| CO <sub>2</sub> | Kohlendioxid                                                                 |
| dB (A)          | Dezibel                                                                      |
| DEWI            | Deutsches Windenergie Institut                                               |
| E-Control       | Energie-Control Austria GmbH                                                 |
| EEG             | Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien                                 |
| ElWOG           | Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz                           |
| EU              | Europäische Union                                                            |
| EVN             | EVN Netz GmbH                                                                |
| EWEA            | European Wind Energy Association                                             |
| FFH-RL          | Fauna-Flora-Habitat Richtlinie                                               |
| GWh             | Gigawattstunde                                                               |
| IG-Wind         | Interessengemeinschaft Windkraft Österreich                                  |
| i. H. v.        | in Höhe von                                                                  |
| km              | Kilometer                                                                    |
| kV              | Kilovolt                                                                     |
| kW              | Kilowatt                                                                     |
| kWh             | Kilowattstunde                                                               |
| LFG             | Luftfahrtgesetz                                                              |
| LuftVG          | Luftverkehrsgesetz                                                           |
| m               | Meter                                                                        |
| m <sup>2</sup>  | Quadratmeter                                                                 |
| Mio.            | Millionen                                                                    |
| MW              | Megawatt                                                                     |
| MWh             | Megawattstunde                                                               |

|                  |                                                           |
|------------------|-----------------------------------------------------------|
| NE               | Netzebene                                                 |
| NG 1990          | Burgenländisches Naturschutz- und Landschaftspflegegesetz |
| NÖ               | Niederösterreich                                          |
| NÖ ArtenschutzVO | Niederösterreichische Artenschutzverordnung               |
| NÖ ElWG 2005     | Niederösterreichisches Elektrizitätswesengesetz 2005      |
| NÖ NSchG 2000    | Niederösterreichisches Naturschutzgesetz 2000             |
| NÖ ROG 1976      | Niederösterreichisches Raumordnungsgesetz 1976            |
| ÖIR              | Österreichisches Institut für Raumplanung                 |
| ÖMAG             | Ökostromabwicklungsstelle                                 |
| ÖSG              | Ökostromgesetz                                            |
| ÖSVO 2012        | Ökostromverordnung 2012                                   |
| PJ               | Petajoule                                                 |
| PV               | Photovoltaik                                              |
| RaumplGBgld      | Burgenländisches Raumplanungsgesetz                       |
| s                | Sekunde                                                   |
| t                | Tonne                                                     |
| TA Lärm          | Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm                |
| TU               | Technische Universität Wien                               |
| TWh              | Terawattstunde                                            |
| UVP              | Umweltverträglichkeitsprüfung                             |
| UVP-G            | Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz                      |
| VDI              | Verein Deutscher Ingenieure                               |
| VS-RL            | Vogelschutz Richtlinie                                    |
| W                | Watt                                                      |
| WEA              | Windenergieanlage                                         |
| Z                | Ziffer                                                    |
| z. B.            | zum Beispiel                                              |

## 1. Einleitung

Windkraft stellt eine erneuerbare Energiequelle dar, deren Nutzung den Kriterien der Nachhaltigkeit vollständig entspricht und die in der Lage ist, die Erzeugung von Elektrizität aus fossilen Energiequellen oder den Import von Elektrizität zu reduzieren. Durch die schadstofffreie Energieproduktion und die Substitution von zu importierenden fossilen Brennstoffen kann Windkraft einen Beitrag zu einer sicheren, wirtschaftlichen aber auch ökologisch und sozial dauerhaften Energieversorgung leisten. Mit der Steigerung der Nutzung von Windenergie ist eindeutig eine Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz des Wirtschaftssystems im Hinblick darauf gegeben, dass bei der Nutzung von Windkraft nach Inbetriebnahme der Anlagen keine Abhängigkeit von Rohstoffen oder den Preisschwankungen der internationalen Energiemärkte besteht. Somit ist die langfristige Energieaufbringung zu stabilen Preisen gesichert. Darüber hinaus werden bei der Nutzung von Windenergie über die gesamte Lebensdauer (ca. 20 Jahre) der Windenergieanlagen keine Treibhausgase freigesetzt. Nach Ablauf der Lebensdauer können Windkraftanlagen ohne viel Aufwand abgebaut und durch Neuanlagen ersetzt werden, wobei die Materialien der Altanlagen großteils wieder in den Stoffkreislauf zurückgeführt werden.

Kaum eine andere Technologie kann eine so große Leistungssteigerung vorweisen wie die Windenergie. Innerhalb von nur zwei Dekaden hat sich die installierte Leistung der Anlagen von damals etwa 300 kW hin zu einer Leistung von heute bis zu 7.500 kW entwickelt. Hinsichtlich Leistungsfähigkeit und Effizienz haben die modernen Anlagen mit ihren Vorgängergenerationen nur noch wenig gemein. Dazu kommt, dass moderne Anlagen leiser sind und das Netz stabilisieren. Genau diese Vorteile der Technologieentwicklung können mit Repowering ausgenutzt werden, indem ältere Windenergieanlagen durch neue leistungsstarke Windenergieanlagen ersetzt werden. Im Ergebnis kann das Repowering auch das Erreichen der klimapolitischen Ziele in erheblichem Maße unterstützen.

Ferner sind die optimalen, windreichen Standorte überall limitiert. Die für Windkraftnutzung ausgewiesenen Flächen, wo neue onshore-Windparkprojekte (Standorte an Land) realisierbar sind, werden langsam vollständig zugebaut. Deshalb müssen Projektentwickler von Windparks neuen Herausforderungen begegnen und andere Wege für die weitere Entwicklung finden. Dabei kann in der Zukunft das Repowering – das Ersetzen bestehender, alter Windenergieanlagen durch moderne, leistungsstarke Windenergieanlagen – eine besondere

Bedeutung erlangen. Mit der Realisierung des Repowering lässt sich die Windenergienutzung beim Einsatz größerer Anlagen deutlich optimieren.

## **1.1 Problemstellung und Zielsetzung**

In Österreich zählt das Repowering noch zu den Pioniergebieten im Bereich des Windkraftausbaus. Bisher wurden nur wenige Repowering-Projekte realisiert und daher fehlen einerseits die diesbezüglichen praktischen Erfahrungen und andererseits die rechtlichen Rahmenbedingungen. Deutschland verfügt über signifikante Repowering-Potentiale und das Repowering spielt in der deutschen Praxis bereits eine bedeutende Rolle. Ferner wurden in Deutschland die rechtlichen Rahmenbedingungen des Repowering auf gesetzlicher Ebene ausgearbeitet, auf dessen Grundlage diese Projekte finanziell gefördert werden. Demzufolge verfügen die Marktteilnehmer der deutschen Windenergiebranche über bedeutsame wirtschaftliche, technische und rechtliche Erfahrungen im Bereich des Repowering.

In Österreich – vor allem in der Ostregion – sind noch relativ viele windreiche Standorte für neue Windparkprojekte verfügbar. Bei einer mittelfristigen Vorausschau ist jedoch auch hier mit erheblicher Senkung der Anzahl von freien ausgewiesenen Standortflächen zu rechnen. Daher wird künftig das Repowering auch in Österreich eine immer größere Bedeutung erlangen. Bei der Entscheidung für das Repowering spielt außer der abnehmenden Anzahl der Standorte der Ablauf der Fördertariflaufzeit bezüglich Ökostromabnahme eine wichtige Rolle. Damit kann das österreichische mittelfristige Repowering-Potential abgeschätzt werden.

Ziel der vorliegenden Master Thesis ist es, auf der Grundlage der deutschen Repowering-Erfahrungen und -Rechtsvorschriften sowie der österreichischen rechtlichen Rahmenbedingungen einen Leitfaden für die österreichischen Repowering-Projekte aus rechtlicher Sicht auszuarbeiten.

## **1.2 Motivation und Methodenwahl**

Das Repowering kann in Österreich mittelfristig eine bedeutsame Rolle spielen und einen maßgeblichen Effekt beim Erreichen der mittel- bzw. langfristigen politischen und gesetzlichen Ökostromausbauziele haben. Bei der Themensuche für die vorliegende Master Thesis stand der Bezug zu meiner juristischen Erfahrung im Vordergrund. Das Thema Repowering aus rechtlicher Sicht in Österreich wurde noch nicht bearbeitet, deshalb habe ich

mich für diesen Themenbereich entschieden, um einen Grundstein für die Realisierung künftiger Repowering-Projekte – mit Untersuchung der diesbezüglichen deutschen Rechtslage – zu legen. Somit kann ich meine juristische Grundausbildung und Expertise mit meinen neuen, während des TU-Masterstudiums „Erneuerbare Energie in Zentral- und Osteuropa“ erworbenen energiewirtschaftlichen und energietechnischen Fachkenntnissen verknüpfen.

Als Methodik wurde eine Recherche und Auswertung von vorhandenen Literatur- und Datenquellen – vor allem Studien, Informationen und Rechtsvorschriften– gewählt. Im vierten Teil der Arbeit wird eine Potentialabschätzung auf der Grundlage von historischen Windenergieausbaudaten und unter bestimmten Annahmen ausgearbeitet. Darüber hinaus wird ein Fallbeispiel beschrieben, in dem die Projektdokumente eines konkreten Repowering-Projektes untersucht werden.

### **1.3 Aufbau der Arbeit**

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in fünf Hauptkapitel, die wie folgt charakterisiert werden können:

- Im ersten Teil der Arbeit werden Forschungsfragen und methodischer Ansatz dargelegt, welche die Grundlage für die folgenden Kapitel bilden.
- Der zweite Teil beschäftigt sich mit den allgemeinen Fragen des Repowering, der Begriff Repowering wird erläutert und die Vorteile und Hemmnisse des Repowering werden dargestellt.
- Der dritte Teil ist dem deutschen Repowering und dessen rechtlichen Rahmenbedingungen gewidmet.
- Im vierten Teil wird das Augenmerk auf das österreichische Repowering gelenkt. Zuerst wird eine Potentialabschätzung des österreichischen Repowering-Potential ausgearbeitet. Nach Ausführung der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen des österreichischen Windenergieausbaus wird das Repowering aus rechtlicher Sicht in Österreich durch Darstellung eines Fallbeispiels untersucht.
- Im fünften und letzten Teil werden die Ergebnisse der Arbeit in den Schlussfolgerungen zusammengefasst.

## 2. Repowering

### 2.1 Windkraftüberblick in Europa

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahrzehnten sowohl auf europäischer als auch auf staatlicher Ebene einen Bedeutungszuwachs erlangt. Dabei spielen nicht nur die staatlichen energiepolitischen Zielsetzungen, sondern auch die Kommunen und die Regionen eine bedeutende Rolle. Immer mehr Gemeinden und Regionen setzen sich zum Ziel, ihre eigene Energieversorgung mittel- bis langfristig vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Der Windkraft wird hierbei ein hoher Stellenwert beigemessen, da die Windenergie in vielen Regionen die neben Wasserkraft meist genutzte Form der erneuerbaren Energie ist.

Aufgrund der veröffentlichten EWEA-Jahresstatistik für das Jahr 2011 kann festgehalten werden, dass seit fünf Jahren in Folge mehr erneuerbare Energien als „klassische“ fossile bzw. atomare Kraftwerke errichtet wurden. Dabei war das Jahr 2011 ein Ausbaurekordjahr im Hinblick darauf, dass bereits 71,3 % der neuen Erzeugungskapazität in der EU aus erneuerbaren Energien stammen. Die Windenergie wuchs in der EU im Jahr 2011 durch den Ausbau von 9.616 MW Windkraftleistung um 11% auf 93.957 MW. Der Ausbau der Windenergie ist damit trotz wirtschaftlich schwierigen Zeiten auf demselben Niveau wie im Vorjahr (Ausbau 2010: 9.648 MW). In einem durchschnittlichen Jahr erzeugen die Windkraftwerke der EU 204 TWh Strom. Die Windkraft deckt damit schon 6,3 % des europäischen Stromverbrauchs im Vergleich zum Jahr 2010, als Windkraftstrom einen Anteil von 5,3% erreichte [47].

Neben dem Zubau von neuen Windkraftanlagen auf noch nicht bebauten Flächen spielt in einigen europäischen Ländern (z. B. Dänemark und Deutschland) heute auch das Repowering – also das Ersetzen von alten Windenergieanlagen durch moderne, leistungsstärkere Anlagen – eine immer bedeutendere Rolle. Damit können die windreichen Standorte besser ausgenutzt, und dadurch erheblich höhere Energieerträge geschaffen werden.

Für verschiedene Marktteilnehmer ist das Repowering aus diversen Gründen attraktiv: Hersteller und Betreiber von Windkraftanlagen sehen in Repowering aus wirtschaftlicher Sicht eine Chance, da die Standorte mit dem neuesten Stand der Technik effizienter

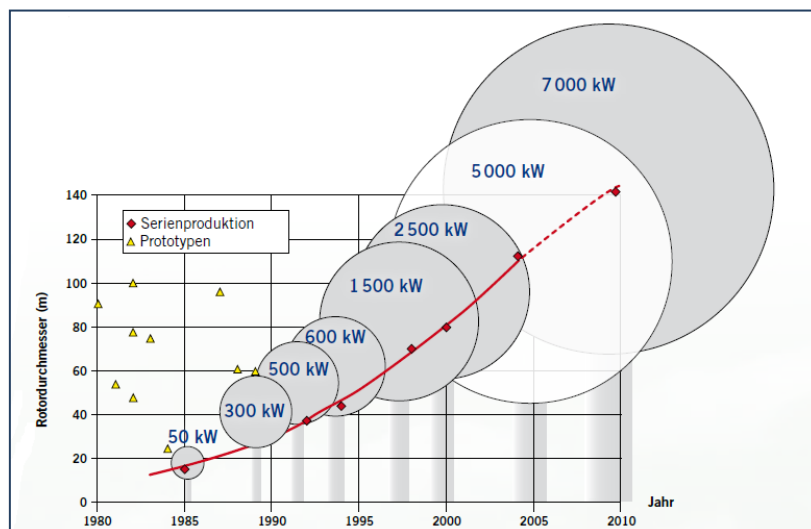
ausgenutzt werden können. Darüber hinaus stellt das Repowering für die Teilnehmer der Energiepolitik einen wichtigen Baustein zur Reduktion der Treibhausgasemissionen dar. Die Gemeinden und die Regionen können ihre Energieversorgung auf der Grundlage regenerativer Energien durch Repowering entwickeln, wobei sie auch zusätzliche Gewerbesteuer einnehmen können. Des Weiteren können die Gemeinden das Repowering im Rahmen der Bauleitplanung gezielt durch den Abbau von Altanlagen für die Entwicklung und bessere Gestaltung des Landschaftsbildes nutzen [68].

## 2.2 Entwicklung der Windenergietechnologie

Von den Anfängen der modernen Windenergienutzung Mitte der achtziger Jahre des letzten Jahrhunderts bis heute konnte die Windenergieanlagentechnik enorme Fortschritte verbuchen, die sich unter anderem in der Größenentwicklung der installierten Anlagen widerspiegeln. Aus den kleinen Anlagen mit einer Leistung von durchschnittlich rund 30 kW und Rotordurchmessern von etwa 15 m wurden riesige Maschinen mit 5 MW Nennleistung und mehr, sowie mit Rotordurchmessern von über 100 m. Aufgrund der großen Rotorblattlängen und Turmhöhen unterscheiden sich moderne Windenergieanlagen deutlich von den Dimensionen der früheren Anlagengenerationen [13].

Bis zum Jahr 2008 hat sich die mittlere Leistung von neu installierten Anlagen gegenüber 1990 um mehr als das Zehnfache (auf 3 MW im Jahr 2008) erhöht. Heute sind sogar Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 5 MW bis 7,5 MW in Betrieb. *Abbildung 1* stellt die Größenentwicklung der Windenergieanlagen seit 1985 dar.

Abbildung 1: Größenentwicklung der WEA seit 1985 [13]



Die Ausbauentwicklung wurde durch verschiedene Generationen von Anlagen geprägt, die zwischenzeitlich den Markt beherrschten. Von besonderer Bedeutung waren dabei die Anlagen der „600 kW-Klasse“ zwischen 1994 und 1999, die „1,5 MW-Klasse“ zwischen 1999 und 2003 sowie die „2 MW-Klasse“ etwa ab 2002. Windenergieanlagen der 600 kW-Klasse hatten eine Nabenhöhe von 34 m bis 78 m und einen Rotordurchmesser von 40 m bis 47 m, und erreichten dadurch eine Gesamthöhe von maximal 100 m. Die Anlagen in der 1,5 MW-Klasse verfügten über Nabenhöhen von 60 m bis 117 m, sodass eine Gesamthöhe von 100 m bis 150 m erreicht wurde. Die Anlagen der 2 MW-Klasse sind in der Regel höher als 100 m, und haben einen Rotordurchmesser von 80 m bis 90 m [13]; [68].

Heute erreichen die größten Windenergieanlagen eine Nennleistung von 7,5 MW, eine Nabenhöhe von 160 m und einen Rotordurchmesser von 126 m, wie dies in *Tabelle 1* aufgelistet wurde[73].

*Tabelle 1: Anlagengrößen modernster WEA [73]*

| Typ              | Nennleistung<br>(kW) | Rotordurchmesser<br>(m) | Nabenhöhe<br>(m) |
|------------------|----------------------|-------------------------|------------------|
| Enercon E 126    | 7.500                | 126                     | 135              |
| REpower 5M       | 5.000                | 126                     | 120              |
| REpower 6M       | 6.000                | 126                     | 100              |
| FuhrländerFL2500 | 2.500                | 90                      | 160              |

## 2.3 Was bedeutet Repowering?

Derzeit werden große Anstrengungen unternommen, den erneuerbaren Energien zum Durchbruch zu verhelfen und die gesetzten energiepolitischen Ziele zu erreichen. Hierbei spielt die Windenergie eine herausragende Rolle und es werden weltweit die dazu notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen. In diesem Zusammenhang bietet auch das Repowering eine große Chance.

Repowering bedeutet grundsätzlich, dass vorhandene, ältere und damit kleinere, leistungsarme Windenergieanlagen durch neue Windenergieanlagen ersetzt werden, die über eine deutlich höhere Leistung verfügen. Die neuen Anlagen entsprechen dem neuesten Stand der Technik, sie verfügen über effizientere Maschinen mit verbessertem Flügelprofil, und dadurch können sie am gleichen Standort deutlich mehr Strom erzeugen. Das Repowering ist



deshalb ein wesentlicher Schritt, um die europäischen bzw. landesspezifischen energiepolitischen und Klimaschutzziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Darüber hinaus bietet das Repowering auf der kommunalen Ebene eine hervorragende Chance für die Gemeinden und Regionen sowohl im Bereich der Energieversorgung und der damit verbundenen Schaffung von Arbeitsplätzen, als auch im Bereich der Bauleitplanung.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Energieerträge von vorhandenen Windenergieanlagen auch durch Austausch von einigen technischen Komponenten der Anlage bzw. Installation von unterschiedlichen Optimierungssystemen erhöht werden können, ohne damit das Fundament oder die Situierung der Anlage zu berühren. Durch diese Maßnahmen kann eine Ertragssteigerung von ca. 12 % erreicht werden [78]. Jedoch wird diese Art von technischer Verbesserung einer Windenergieanlage in der Praxis nicht als Repowering betrachtet, und deshalb im Rahmen der vorliegenden Master Thesis nicht detailliert geprüft.

## **2.4 Vorteile und Hemmnisse des Repowering**

Obwohl das Repowering zahlreiche Vorteile mit sich bringt, müssen Projektleiter von Repowering-Projekten – wie es in „Pionierbereichen“ üblich ist – immerhin diversen Herausforderungen wie z. B. Höhenbeschränkungen und mangelnder sozialer Akzeptanz begegnen. In den folgenden Abschnitten werden zuerst die Vorteile des Repowering zusammengefasst (Z 2.4.1), dann die verschiedenen Hemmnisse der Repowering-Projekte erläutert (Z 2.4.2).

### **2.4.1 Vorteile des Repowering**

#### ***2.4.1.1 Geringere Anlagenzahl – Effizienz-Steigerung***

Mit Repowering wird die Steigerung der Energieeffizienz durch die Erhöhung des Energieertrages bei sinkender Anlagenzahl möglich. Dies hängt nicht nur mit der höheren Nennleistung, sondern auch eng mit der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser der modernen Windenergieanlagen zusammen (siehe dazu Z 2.2). Wenige große Windenergieanlagen am neuesten Stand der Technik erzeugen deutlich mehr und effizienter Strom als frühere Anlagengenerationen. Ferner haben die modernen Anlagen verstellbare Rotorblätter und eine variable Drehzahl. Dies hat zur Folge, dass die Stromerzeugung – im

Gegensatz zu den Altanlagen – vor allem bei geringen Windgeschwindigkeiten optimiert werden kann [13].

#### **2.4.1.2 Entlastung des Landschaftsbildes**

Beim Betrieb moderner Windenergieanlagen in Windparks und durch die Beseitigung von Streulagen ergibt sich eine Entlastung des Landschaftsbildes aufgrund großer Mindestabstände zwischen den Anlagen. Ferner haben moderne Windenergieanlagen eine geringere Rotorendrehzahl und eine einheitliche Drehrichtung [13];[68].

Infolge des Repowering können daher die Standortflächen besser ausgenutzt und mit dem Einsetzen der neuesten Anlagentechnologie optimiert werden. Mit der Stilllegung und dem Rückbau der Altanlagen an verschiedenen Standorten werden zugleich die durch diese Altanlagen entstandenen und vorhandenen Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft beseitigt. *Abbildung 2* und *Abbildung 3* veranschaulichen an einem Beispiel, wie das Landschaftsbild infolge des Repowering in erheblichem Maße entlastet werden kann.

*Abbildung 2: Landschaftsbild vor Repowering [33]*



Abbildung 3: Landschaftsbild nach Repowering [33]



#### **2.4.1.3 Reduzierung der Umwelteinwirkungen**

Durch Repowering können die Umwelteinwirkungen auf Mensch und Natur wesentlich verbessert werden. Mit Einsatz moderner Windenergieanlagen können negative Einwirkungen wie Schallemissionen und Schattenwurf wesentlich reduziert werden.

##### **2.4.1.3.1 Schallemissionen**

Die Schallemissionen einer Windenergieanlage werden grundsätzlich durch die Geräusche der drehenden Rotorblätter verursacht. Der Entwicklung der Anlagentechnologie zufolge wurden die Rotorblattprofile sowohl im Hinblick auf die Schallreduzierungen, als auch auf die Leistungssteigerung optimiert [13].

Die Schallemission einer 3-5 MW Anlage ist nur geringfügig höher als die von älteren Anlagen mit deutlich geringerer Leistung. Dies hängt damit zusammen, dass die neu entwickelten Windenergieanlagen drehzahlvariabel sind und über verstellbare Rotorblätter („Pitch“) verfügen. Demzufolge bleibt die Geräuscentwicklung einer modernen Anlage auch bei starken Windverhältnissen deutlich geringer als bei Altanlagen, bei denen die Leistungsregelung durch Strömungsabriss am Rotorblatt („Stall“) erfolgte. Ferner ist zu betonen, dass die drehzahlvariable Eigenschaft moderner Anlagen einen schalloptimierten Betrieb bei reduzierter Drehzahl ermöglicht [13].

Darüber hinaus haben die Windenergieanlagen weitere Schallquellen wie den Antriebsstrang mit Welle, Lager, Getriebe, Kupplung und Generator sowie die Nachführsysteme für Gondel und Rotorblatt. Durch wirkungsvolle Maßnahmen zur Isolierung, Dämpfung und

Schallentkopplung wurden die modernen Anlagen auch in Bezug auf diese Schallabstrahlungen wesentlich verbessert [13].

#### **2.4.1.3.2 Schattenwurf**

Der neuesten Anlagentechnologie zufolge kann eine bedarfsgerechte Regelung der Windenergieanlagen nicht nur in Bezug auf Schalloptimierung, sondern auch hinsichtlich des Schattenwurfs durchgeführt werden. Moderne Windkraftanlagen bieten die Möglichkeit der automatischen Regelung an, damit kann eine unzulässige Belästigung der Umgebung vermieden werden. An Standorten, wo eine Verringerung der Schattenwurfdauer erforderlich ist, kann die Abschaltung der Anlage bei kritischen Verhältnissen über ein spezielles Schattenwurfmodul erfolgen [13].

#### **2.4.1.4 Verbesserung der Netzintegration und Netzauslastung**

Grundsätzlich ist es die Verpflichtung der Netzbetreiber, den durch Windkraftanlagen erzeugten Strom in ihr Netz vorrangig aufzunehmen. Im Hinblick auf diese Vorrangregelung sind die Anforderungen zur Netzintegration der erneuerbaren Energien deutlich gestiegen. Ziel ist es, ähnliche Netzanschlusskriterien wie bei konventionellen Erzeugungstechnologien zu schaffen.

Moderne Windenergieanlagen müssen in der Lage sein, bestimmte Systemdienstleistungen bereit zu stellen und in kritischen Situationen – wie z. B. Netzkurzschluss oder Netzengpass – einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. In solchen kritischen Netzstörungen war in der Vergangenheit die einzige Lösung, die Anlagen einfach abzuschalten. Nur auf diesem Wege konnten die eventuellen Rückwirkungen, die ein zügiges Fehlermanagement erschwerten, verhindert werden. Dank der Entwicklung der Anlagentechnologie sind moderne Windenergieanlagen in der Lage, sogar im Fall von Spannungs- und Frequenzabweichungen ohne Leistungsreduktion am Netz zu bleiben, und dadurch einen netzstützenden Betrieb zu gewährleisten [13].

#### **2.4.1.5 Wirtschaftlicher Nutzen des Repowering**

Jeder Marktteilnehmer hat eine unterschiedliche Motivation und berücksichtigt unterschiedliche Aspekte, wenn eine Entscheidung über die Realisierung des Repowering getroffen wird. So orientieren sich die Anlagenbetreiber am Ergebnis einer gesamtwirtschaftlichen Analyse des jeweiligen Projektes. Aus Sicht der Gemeinde können

Standorte neu strukturiert werden, wobei die Anzahl der Windenergieanlagen wesentlich reduziert werden kann. Darüber hinaus darf der kommunale Beitrag zur umweltschonenden Stromerzeugung nicht außer Acht gelassen werden. Darüber hinaus sind die positiven Auswirkungen für die finanzielle Lage der Gemeinden von Bedeutung, die sich durch den Betrieb moderner Windenergieanlagen mit einer erhöhten Windstromerzeugung ergeben.

Aus dem Repowering können nicht nur die Windparkbetreiber und die Gemeinden, sondern auch die regionalen Bauunternehmer oder die Grundstückseigentümer profitieren. Die Realisierung eines Repowering-Projektes erfordert umfangreiche Planungsaktivitäten und Baumaßnahmen. Dabei eröffnen sich vielfältige Möglichkeiten zur Einbindung der regionalen Wirtschaft. Ferner können die Eigentümer der Standortflächen infolge des Repowering zusätzliche Pachteinahmen durch steigende Bodenwerte erwarten [13]; [68].

## **2.4.2 Hemmnisse für Repowering**

### **2.4.2.1 Soziale Akzeptanz**

Die soziale Akzeptanz der Repowering-Projekte ist nicht immer gegeben. Es gibt unterschiedliche Gründe, die für eine ablehnende oder für eine zustimmende Haltung sorgen. Die betroffenen Personen – Planer, Betreiber, Anwohner, Politik, öffentliche Verwaltung, Grundstückseigentümer usw. – haben viele offene Fragen und entsprechenden Informationsbedarf. Demzufolge bringt ein Repowering-Projekt großes Konfliktpotential mit sich. Während z. B. Anwohner in der Umgebung des Windparks und nicht beteiligte Landeigentümer *gegen* ein Repowering sein können, würden beteiligte Landeigentümer und die Gemeinde *für* ein Repowering stimmen. Manche Projekte stoßen wegen der Erfahrungen mit früheren Windenergieprojekten auf Ablehnung. Auch aufgrund der neuen Größendimension moderner Anlagen und der damit verbundenen visuellen und akustischen Wirkungen können sich die Betroffenen negativ zu einem Projekt einstellen [68].

Daher ist es eine wichtige Aufgabe der Projektentwickler von Repowering-Projekten, die unterschiedlichen Interessen und Beweggründe der Beteiligten zu erkennen, und akzeptanzfähige Lösungen zu finden. Dies ist oft nicht einfach. Jedoch kann eine frühzeitige Information und Teilnahme der betroffenen Öffentlichkeit am gesamten Entwicklungsprozess sowie der Einsatz der optimalen, verfügbaren Technik zur Minimierung umweltrelevanter Emissionen eine breite soziale Akzeptanz für Repowering-Projekte unterstützen [13].

### 2.4.2.2 Höhenbeschränkungen

Bestehende Bauhöhenbegrenzungen bilden in vielen Standorten ein bedeutendes Hemmnis für die Realisierung der Repowering-Projekte. Das Repowering setzt die planungsrechtliche Zulässigkeit neuer leistungsstarker Windenergieanlagen voraus, und für die produzierte Strommenge hat wiederum die Höhe der Windenergieanlagen Bedeutung. Durch die rasante Entwicklung der Anlagentechnik in den letzten Jahren produzieren moderne Windenergieanlagen mit wachsender Leistung und Höhe deutlich mehr Strom. Jedoch wird der maximale Energieertrag durch die neue Anlagentechnik nur dann erreicht, wenn die Windenergieanlagen mit entsprechender Nabenhöhe errichtet werden können. In größerer Höhe weht der Wind deutlich konstanter, wodurch die Belastung der Anlagen verringert wird [60]; [75].

Die Steigerung der Nabenhöhe bei einem entsprechenden Rotordurchmesser ermöglicht den Einsatz größerer und speziell für Binnenlandregionen optimierter Anlagen, wodurch größere Erträge von bis zu 1 % pro Meter erreicht werden können. So erreichen moderne onshore-Anlagen Stromerträge von mehr als 10 GWh/a. Die Stromertragserhöhung durch höhere Anlagen kann der *Tabelle 2* eindeutig entnommen werden. Eine moderne 2 MW Windenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 100 m kann jährlich mehr als 6.000 MWh Strom produzieren[60]; [75].

*Tabelle 2: Mehrertrag bei WEA mit unterschiedlicher Größe [75]*

| <b>Gesamthöhe</b> | <b>100 m</b> | <b>140 m</b> | <b>180 m</b> |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|
| Nennleistung      | 2 MW         | 2 MW         | 2 MW         |
| Rotordurchmesser  | 80 m         | 90 m         | 112 m        |
| Ertrag            | 4.400 MWh/a  | 6.100 MWh/a  | 10.100 MWh/a |

Jedoch scheitert der Einsatz moderner Anlagen auf hohen Türmen in vielen Fällen an den Höhenbegrenzungen der Länder bzw. Gemeinden, die häufig bei einer Gesamthöhe von 100 m liegen. Durch diese rechtlich verbindlichen Höhenbeschränkungen wird die Möglichkeit des Repowering stark eingeschränkt oder in einigen Standorten sogar verhindert [60]; [75].

### **2.4.2.3    *Abstandsregelungen***

Ebenso wie Höhenbegrenzungen (Z 2.4.2.2) können auch Abstandsregelungen den Ersatz von Altanlagen durch größere und moderne Anlagen verhindern. Wie Erfahrungen in Deutschland und in Österreich zeigen, werden in einigen Standorten Abstände von 1.000 m und mehr bis zur nächsten Wohnbebauung verlangt, obwohl dies oft keinen ausdrücklichen gesetzlichen Hintergrund hat. Lebensräume und Brutplätze sollen geschützt werden, auch werden zusätzliche Schutzabstände zu ausgewiesenen Schutzgebieten gefordert. Jedoch stellt sich bei näherer Untersuchung oftmals heraus, dass keine Konflikte entstehen. Durch Tabuzonen werden allerdings wertvolle Planungsräume jeglicher Prüfung und möglicher Abwägung entzogen. Im Ergebnis wird das zur Verfügung stehende Flächenpotential für die Windenergie erheblich reduziert. Das stellt einen der größten Begrenzungsfaktoren bei Durchführung eines Repowering dar [60]; [75].

### **2.4.2.4    *Visuelle und akustische Wirkungen***

#### **2.4.2.4.1    *Lichtimmissionen***

Windenergieanlagen gelten – ähnlich wie Türme, Schornsteine oder hohe Gebäude – auch als Hindernisse für den Flugverkehr, und müssen sowohl in Deutschland als auch in Österreich ab einer Gesamthöhe von 100 m gekennzeichnet werden. Werden also durch das Repowering ältere, kleine Anlagen durch leistungsstarke, moderne Anlagen ersetzt, geht damit auch die Notwendigkeit der Kennzeichnung einher. Die vor allem gegen den Nachthimmel weithin sichtbare Anlagenbeleuchtung wird häufig als störend empfunden, und darunter leidet unter anderem die Akzeptanz von Repowering-Projekten [75].

Die Lichtimmissionen lassen sich jedoch durch verschiedene Maßnahmen mindern bzw. ausgleichen, wie z. B. durch Anwendung technischer Systeme, die nach Art und Intensität unterschiedlich sind, und in der jeweiligen örtlichen Situation nachteilige Auswirkungen mindern können. So sollte generell auf den Einsatz von Xenon-Leuchten verzichtet werden. Ferner empfehlen sich zur Tageskennzeichnung eine farbliche Kennzeichnung der Rotorblätter oder der Einsatz von LED-Leuchten. Die Belästigung kann auch durch sichtweitenregulierte Signalstärke, durch Abschirmung der Befeuerung nach unten oder durch synchronisierte Lichtsignale vermindert werden [60].



#### **2.4.2.4.2    *Lärm und Schattenwurf***

Die Höhe von Windenergieanlagen ist mitbestimmend für die Ausbreitung von Lärm und Schattenwurf, die von Rotoren ausgehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass moderne Windenergieanlagen gegenüber älteren Anlagen in Bezug auf Schall und Lärmimmissionen technisch optimiert sind. Durch die bessere Windausbeutung in größeren Rotorhöhen kann es zu längeren Lärmimmissionszeiten kommen. Jedoch bieten moderne Windenergieanlagen zudem die Möglichkeit zur automatischen Regelung des Anlagenbetriebs, um negative Wirkungen von Schallimmissionen zu vermindern bzw. zu vermeiden (siehe dazu auch Z 2.4.1.3.1.).

Auch der weitreichende Schattenwurf, dessen Ausbreitung mit zunehmenden Anlagenhöhen der modernen Windkraftanlagen steigt, kann gegebenenfalls durch geeignete Standortfestlegungen der Windenergieanlagen vermieden oder durch technische Lösungen – wie z. B. automatische Regelung des Anlagenbetriebs – auf ein vertretbares Maß reduziert werden (siehe auch Z 2.4.1.3.2; [60]).



### **3. Repowering in Deutschland**

Deutschland kann eine rasante Entwicklung in dem Windkraftausbau seit Anfang der 1990-er Jahre verbuchen. Jedoch nimmt die Anzahl der noch verfügbaren, windreichen und zur Windkraftnutzung ausgewiesenen onshore-Windstandorte immer mehr ab. Eine optimale Möglichkeit zur Weiterentwicklung des Windkraftausbaus und zum Erreichen der energiepolitischen Zielsetzungen bietet das Repowering von bestehenden kleinen Windenergieanlagen. Deutsche Experten sind sich einig, dass eine Repowering-Welle in den folgenden Jahren im Hinblick darauf zu erwarten ist, dass ein Großteil der in Deutschland betriebenen Windenergieanlagen dann ein Alter erreicht, in dem das Repowering wirtschaftlich sinnvoll wird.

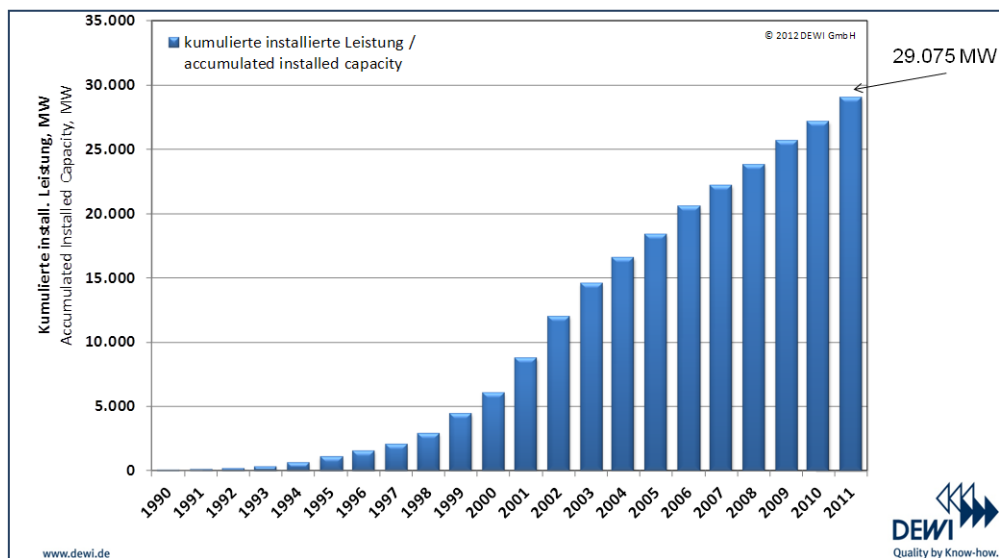
Im folgenden Teil der Master Thesis wird ein Überblick des deutschen Repowering gegeben, und die diesbezüglichen rechtlichen Rahmenbedingungen und praktischen Erfahrungen werden zusammengefasst.

#### **3.1 Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland**

Die Windenergienutzung hat sich in Deutschland seit 1990 sehr dynamisch entwickelt. Zu Beginn der 90-er Jahre waren nur rund 200 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 20 MW in Betrieb. Durch die Verbesserung der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hat sich Deutschland bis zum Ende der 90-er Jahre zum weltweit führenden Windenergieland entwickelt [13].

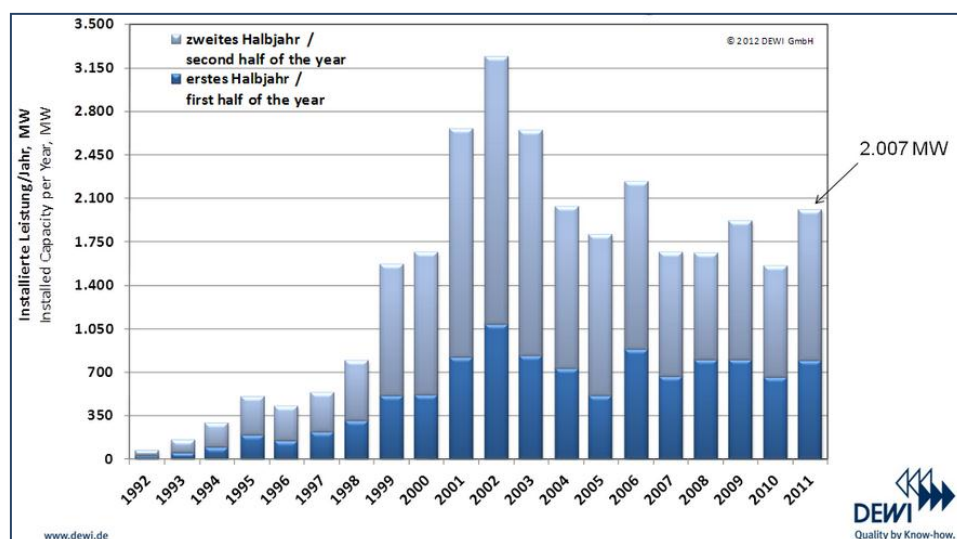
Bis Ende 2011 wurden insgesamt rund 22.300 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 29.075 MW installiert. In *Abbildung 4* ist die Entwicklung des Windenergieausbaus in Deutschland aus Sicht der kumulierten installierten Leistung zwischen 1992 und 2011 dargestellt [71].

Abbildung 4: Kumulierte installierte Leistung von WEA in Deutschland [71]



Der *Abbildung 5* ist deutlich zu entnehmen, dass die pro Jahr installierte Leistung – infolge der in der Anfangsphase noch sehr geringen Leistung der Windenergieanlagen – nur langsam anstieg. Zum Ende der 1990-er Jahre erfolgte – wegen enormer Fortschritte in der Weiterentwicklung der Anlagentechnik – ein deutlich stärkeres Wachstum der jährlich neu installierten Leistung. Im Jahr 2002 wurde mit einer neu installierten Leistung von 3.247 MW ein jährlicher Rekordausbau in Deutschland erreicht. Im Hinblick darauf, dass das Potential zur Realisierung neuer onshore Windenergieprojekte an bisher noch unbebauten Standorten immer geringer wird, kann nach dem Spitzenjahr 2002 eine Abschwächung der Ausbauentwicklung festgestellt werden [13].

Abbildung 5: Neu installierte Windenergieleistung in Deutschland [71]



Im Jahr 2011 wurde gemäß der statistischen Angaben des DEWI 2.007 MW Gesamtleistung neu installiert, dies entspricht einer Anlagenanzahl von 895. Infolge des Repowering wurden im Jahr 2011 insgesamt 95 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 238 MW neu installiert [71]. In der *Tabelle 3* sind diese neuesten Trends des Windenergieausbaus in Deutschland zusammengefasst [74].

*Tabelle 3: Neueste Windenergieausbautrends in Deutschland [74]*

| <b>Bereich</b>                         | <b>2010</b> | <b>2011</b> |
|----------------------------------------|-------------|-------------|
| Installierte Gesamtleistung            | 29.075 MW   | 27.191 MW   |
| Neubau an installierten Gesamtleistung | 2.007 MW    | 1.551 MW    |
| Anlagenzahl                            | 22.297      | 21.572      |
| Repowering (abgebaut)                  | 123 MW      | 56 MW       |
| Repowering (dafür aufgebaut)           | 238 MW      | 183 MW      |
| Neue aufgebaute Anlagen                | 895         | 754         |
| Stromertrag durch WEA                  | 48 TWh      | 37,3 TWh    |
| Anteil an Energieverbrauch             | 7,8%        | 6,2 %       |
| CO2 Ersparnis                          | 36,1 Mio. t | 31,9 Mio. t |

Wie bereits oben dargestellt, ist in Deutschland seit dem Rekordjahr 2002 ein rückläufiger Trend beim weiteren Ausbau der Windenergie festzustellen. Die Verfügbarkeit noch unbebauter, für die Windenergie ausgewiesener Gebiete, in denen neue Windenergieanlagen wirtschaftlich betrieben werden können, nimmt weiter ab. Zunehmend werden die ausgewiesenen Windenergiegebiete auch bereits vollständig genutzt. Die Perspektiven für den weiteren Windenergieausbau in Deutschland werden deshalb vor allem in offshore-Windkraft (auf dem Meer) und in dem Ersatz alter Windenergieanlagen durch moderne leistungsstarke Anlagen, also dem Repowering gesehen [13]; [33].

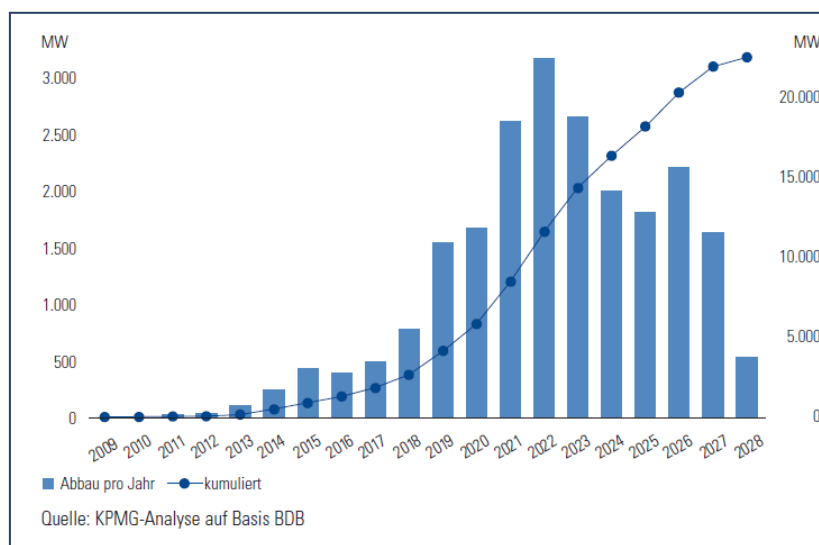
## **3.2 Repowering-Potentiale in Deutschland**

Das energiestrategische Ziel der deutschen Bundesregierung ist, bis 2020 eine installierte Leistung von 28.000 MW mit einer Stromproduktion von 53,5 TWh/a auf Basis der onshore Windenergie zu realisieren. Das Repowering bietet eine optimale Möglichkeit für die Erreichung dieser energiepolitischen Ziele im Hinblick darauf, dass die Zubauraten auf Neuflächen onshore ständig sinken und der Ausbau der offshore Windenergie sich verzögert

[33]. Aufgrund der Altersstruktur der bestehenden Windparks und Einzelanlagen kann in den nächsten Jahren mit einer deutlichen Steigerung des Bedarfs an Repowering gerechnet werden [13].

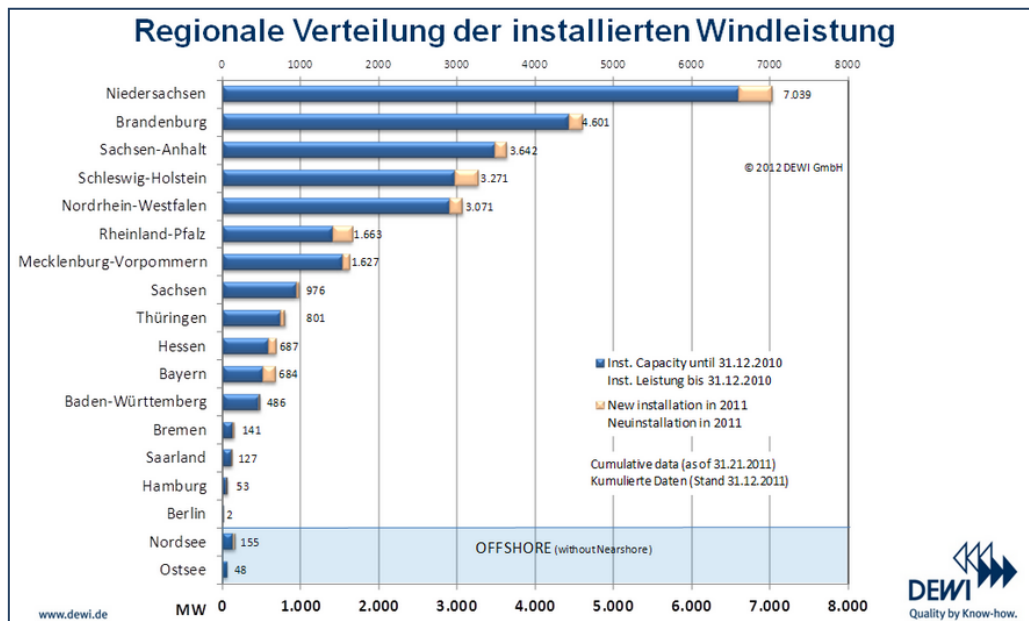
Wie bereits in Ziffer 2.3 dargestellt, spricht man im Rahmen des Repowering über den Ersatz älterer Windenergieanlagen durch moderne, leistungstärkere Anlagen. KPMG hat eine Studie über Onshore-Windenergie-Repowering-Potentiale in Deutschland erstellt (im Weiteren: KPMG-Potentialstudie; [33]). Die Grundlage der Berechnungen der KPMG-Potentialstudie bildet der Zeitpunkt des zu erwartenden Rückbaus von bestehenden Anlagen. Aufgrund der zu erwartenden Lebensdauer einer Windenergieanlage kann der Zeitpunkt des Rückbaus bestimmt werden. Diese wird heute üblicherweise mit 20 Jahren angenommen. Damit lässt sich aus den historischen Installationsdaten ableiten, wie viel installierte Leistung infolge des Ablaufs der angenommenen 20-jährigen Betriebszeit künftig theoretisch rückgebaut werde. *Abbildung 6* stellt diesen zu erwartenden Rückbau bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren dar [33].

*Abbildung 6: Leistungsverlust durch zu erwartenden Rückbau nach 20 Jahren [33]*



Der *Abbildung 7* ist zu entnehmen, dass sich derzeit etwa drei Viertel der installierten Leistung lediglich auf fünf deutsche Bundesländer verteilt: Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen [33]; [71].

Abbildung 7: Regionale Verteilung der installierten Windleistung [71]

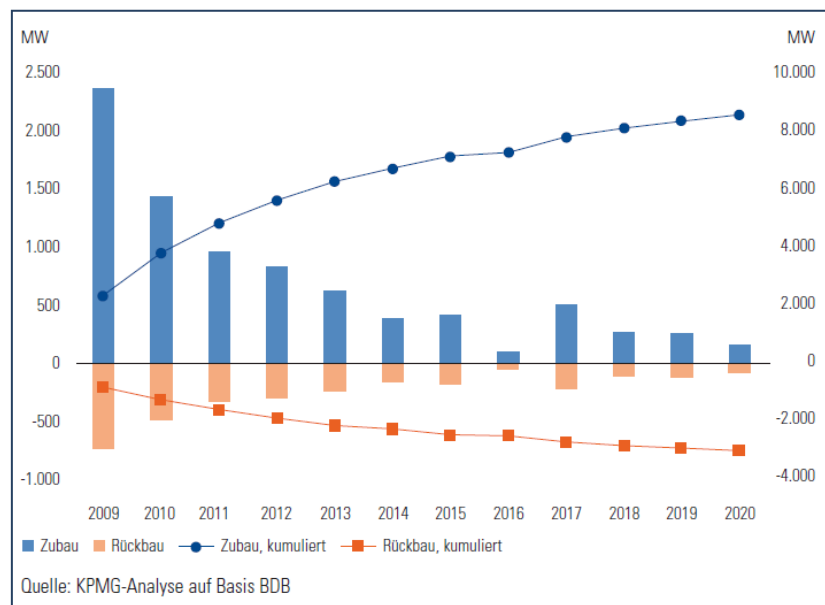


Aufgrund des höchsten durchschnittlichen Anlagenalters und der besten Windbedingungen steht aus Sicht des Repowering Schleswig-Holstein an erster Stelle. Zum Stichtag 30. Dezember 2011 waren 3.271 MW Windenergie-Leistung in Schleswig-Holstein installiert, die neue Installation der Windenergie-Leistung liegt bei 309 MW (2010: 241 MW). 131 neue Windenergieanlagen wurden aufgestellt, 66 wurden im Zuge des Repowering abgebaut [74].

Bei Einschätzung des wirtschaftlich realisierbaren Ausbaupotentials von Repowering-Projekten spielen neben den rechtlichen Rahmenbedingungen (Gesetzesvorschriften, Genehmigungsverfahren, Höhenbeschränkungen etc.) auch andere Faktoren wie Restwert der Altanlagen und Standortgüte eine wesentliche Rolle.

Im Ergebnis der KPMG-Potentialstudie [33] können künftig kaum Repowering-Projekte bei einer Höhenbeschränkung von 100 m wirtschaftlich umgesetzt werden. Bis zum Jahr 2020 ergibt sich kumuliert lediglich ein Zubaupotential von 1.080 MW, wobei der Rückbau aus diesen Projekten 347 MW beträgt. In einem Szenario ohne Höhenbeschränkung ergibt sich bis 2020 ein kumuliertes Zubaupotential von rund 8.750 MW. Während dieses Zeitraums beläuft sich der Rückbau von Altanlagen auf rund 2.980 MW. *Abbildung 8* veranschaulicht die Ergebnisse des von KPMG erarbeiteten Szenarios ohne Höhenbeschränkung.

Abbildung 8: Repowering-Potential ohne Höhenbeschränkung [33]



Die KPMG Studie prognostiziert bis zum Jahr 2020 eine onshore Gesamtleistung von etwa 23.030 MW mit einer Höhenbeschränkung auf 100 m sowie eine installierte onshore Gesamtleistung von rund 30.990 MW und eine mögliche Stromproduktion von rund 63,6 TWh/a ohne Einschränkung der zulässigen Gesamthöhe. Dieser wirtschaftlich umsetzbare Wert liegt deutlich über den deutschen energiepolitischen Zielen von 28.000 MW und 53,5 TWh/a [33].

### 3.3 Repowering aus rechtlicher Sicht in Deutschland

Das Erneuerbare Energien Gesetz (im Weiteren: EEG; [20]) sorgt seit über zehn Jahren für stabile Rahmenbedingungen beim Ausbau der Windenergie in Deutschland. Ferner sind auch für das Repowering gute Rahmenbedingungen gegeben. Das Repowering kommt jedoch nur langsam in Fahrt. Nun wurden 2011 gerade einmal 170 alte Windenergieanlagen mit einer Leistung von 123 MW durch Anlagen mit einer Leistung von 238 MW ersetzt.

Das Potential für das Repowering ist zweifellos vorhanden, wie dies bereits in Ziffer 3.2. der Master Thesis erläutert wurde. Das EEG allein ist jedoch zur Durchführung von Repowering-Projekten nicht ausreichend, oft sind überzogene Höhen- und Abstandsbegrenzungen vor Ort die Achillesferse des Repowering, und verhindern den Einsatz effizienterer Technologien. In der Folge werden die rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf das Repowering in Deutschland zusammengefasst.

### **3.3.1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)**

#### **3.3.1.1 Allgemeine Vorschriften des EEG**

##### **3.3.1.1.1 Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien**

Gemäß § 5 EEG sind Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich und vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt),

- die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und
- die in der Luftlinie der kürzeste Weg zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist [20].

Des Weiteren sind Netzbetreiber verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich und vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (§ 8 Abs. 1 EEG; [20]).

##### **3.3.1.1.2 Erfordernis der Netzkapazitätserweiterung**

Netzbetreiber haben ferner die Verpflichtung, solange dies ihnen wirtschaftlich zumutbar ist, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Dieser Anspruch besteht auch gegenüber Netzbetreibern, an deren Netz die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, ebenso für vorgelagerte Netze mit einer Spannung bis einschließlich 110 kV. Diese Pflicht erstreckt sich auch auf sämtliche für den Netzbetrieb notwendigen technischen Einrichtungen (§ 9 Abs. 1-3 EEG; [20]). Bei Verletzung obiger Verpflichtungen haben Anlagenbetreiber einen Schadenersatzanspruch gegenüber Netzbetreiber bezüglich der hierdurch entstandenen Schäden (§ 10 Abs. 1 EEG; [20]).

##### **3.3.1.1.3 Technische Vorgaben für Anlagenbetreiber**

Neben Netzbetreibern müssen auch Anlagenbetreiber bestimmten gesetzlichen Verpflichtungen nachkommen, um die Netzsicherheit zu unterstützen. Die Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW haben die Verpflichtung, ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber

jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann (§ 6 Abs. 1 EEG; [20]).

Darüber hinaus müssen Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung [62] erfüllt werden (§ 5 Abs. 5 EEG; [20]).

#### **3.3.1.1.4 Einspeisemanagement (§ 11 EEG)**

Netzbetreiber sind berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind, zu regeln, soweit

- andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstände,
- der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeugungsanlagen am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
- sie verfügbare Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Im Rahmen des Einspeisemanagements haben Netzbetreiber eine Informationspflicht gegenüber dem Anlagenbetreiber [20].

#### **3.3.1.1.5 Kostentragung**

Die zum Anschluss der Anlagen an den Verknüpfungspunkt notwendigen Kosten und die Kosten der Messeinrichtungen sind von den Anlagenbetreibern zu tragen (§ 13 EEG). Die Kosten im Zusammenhang mit Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau müssen von den Netzbetreibern getragen werden (§ 14 EEG; [20]).

#### **3.3.1.1.6 Einspeisevergütung**

Netzbetreiber haben Anlagenbetreibern für den Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen, eine Vergütung zu zahlen, wenn dieser Strom tatsächlich abgenommen bzw. verbraucht worden ist. Die Vergütung wird für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gewährt (§ 16 EEG; [20]).



In den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage haben Anlagenbetreiber von onshore-Windenergieanlagen einen Anspruch auf eine sog. Anfangsvergütung, die 8,93 Cent/kWh beträgt. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, wird ein zusätzlicher Systemdienstleistungs-Bonus i. H. v. 0,48 Cent/kWh gewährt. Ab dem sechsten Jahr steht Anlagenbetreibern die Grundvergütung i. H. v. 4,87 Cent/kWh zu [20].

### **3.3.1.2 Repowering im Sinne des EEG (§ 30 EEG)**

#### **3.3.1.2.1 EEG Begriff „Repowering“**

Die wichtigsten rechtlichen Voraussetzungen des Repowering sind in § 30 des EEG geregelt. Der Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen kann jedoch nicht nur nach § 30 EEG, sondern auch außerhalb der Voraussetzungen des EEG erfolgen (siehe dazu Z 3.3.2.2.1). In der deutschen Praxis herrscht derzeit keine einheitliche Auffassung darüber, welche Arten des Ersetzens von Altanlagen als Repowering zu bezeichnen sind [13]; [33].

#### **3.3.1.2.2 Repowering-Anlagen**

Repowering-Anlagen sind gemäß § 30 EEG solche Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen Landkreis angrenzenden Landkreis eine oder mehrere Anlagen endgültig ersetzen [20].

#### **3.3.1.2.3 Repowering-Bonus**

Für Strom aus Repowering-Anlagen erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro kWh (Repowering-Bonus), wenn

- die ersetzten Anlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind,
- für die ersetzten Anlagen ein Vergütungsanspruch gemäß den früheren Vergütungsvorschriften besteht,
- die installierte Leistung der Repowering-Anlage mindestens das zweifache der ersetzten Anlage beträgt, und
- die Anzahl der Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigt.

Eine Anlage gilt als ersetzt, wenn diese höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach Inbetriebnahme der Repowering-Anlage vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage außer Betrieb genommen wurde [20].

### **3.3.2 Fachgesetzliche Rahmenbedingungen**

Im Rahmen des Repowering werden Altanlagen durch neue Windenergieanlagen ersetzt, d. h. stillgelegt und rückgebaut. Im Nachhinein werden die wichtigsten fachgesetzlichen Rahmenbedingungen erläutert, die in Deutschland bei einem Repowering-Projekt zu berücksichtigen sind.

Repowering-Projekte werden in Deutschland in vielerlei Hinsicht als Neuprojekte angesehen (siehe Z 3.3.2.2). Dies hat zur Folge, dass die meisten unten beschriebenen Prüfungen und Verfahren neu durchzuführen, bzw. Genehmigungen neu einzuholen sind.

#### **3.3.2.1 Genehmigungsrechtliche Fragen**

Grundvoraussetzung für die Realisierung eines Repowering-Projektes ist neben wirtschaftlichen Aspekten die rechtliche Zulässigkeit des Vorhabens, dabei sind planerische und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen entscheidend.

##### **3.3.2.1.1 Umweltverträglichkeitsprüfung**

Die Problematik der Umweltverträglichkeit ist grundsätzlich im Bundesimmissionsschutzgesetz (im Weiteren: BImSchG; [21]) geregelt. Für Windenergieanlagen ab einer Gesamthöhe von 50 m ist ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren durchzuführen. Dieses Verfahren schließt auch andere Genehmigungen (z. B. die Baugenehmigung) mit ein. Anlagen unter 50 m benötigen lediglich eine Baugenehmigung, dies hat jedoch aus Sicht des Repowering wegen der Gesamthöhen moderner Windenergieanlagen keine Bedeutung.

Windenergieanlagen werden grundsätzlich nach § 19 BImSchG in einem vereinfachten Genehmigungsverfahren zugelassen, sofern keine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung besteht. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung ist ab einer Anlagenanzahl von mindestens 20 WEA zwingend durchzuführen [7]; [21].

Bei einer Anlagenanzahl von 3 bis 5 Anlagen ist eine standortbezogene Vorprüfung und bei einer Anlagenanzahl von 6 bis 19 Anlagen ist eine allgemeine Vorprüfung erforderlich. Abhängig vom Ergebnis der Vorprüfung wird darüber entschieden, ob im weiteren Verlauf ein vereinfachtes Verfahren gemäß § 19 BImSchG oder ein förmliches Verfahren gemäß § 10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen ist [7]; [21].

#### **3.3.2.1.2 Immissionsschutz**

Nach § 6 Abs. 1 BImSchG ist eine Genehmigung zu erteilen, wenn sichergestellt ist, dass

- das Vorhaben keine schädlichen Umwelteinwirkungen, sonstigen Gefahren oder erheblichen Nachteile hervorruft (§§ 3, 5 BImSchG),
- die sich aus einer nach § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden und
- andere öffentliche Vorschriften (wie z. B. BauGB, Bauordnungsrecht, Luftsicherheit, Naturschutz, Denkmalschutz, Sonstige Rechtsgebiete) der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen [7]; [21].

Windenergieanlagen dürfen keine schädlichen Umwelteinwirkungen hervorrufen (§ 5 Abs. 1 Z 1 BImSchG). Als Immissionen sind schädliche Umwelteinwirkungen zu betrachten, die geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder Belästigungen für die Allgemeinheit oder Nachbarschaft hervorzurufen (§ 3 Abs. 1 BImSchG; [21]; [7]). Typische Immissionen von WEA sind Lärm, Lichtimmissionen, Schattenwurf und Turbulenzen. Im Folgenden werden die spezifischen Vorschriften in Bezug auf unterschiedliche Immissionen dargestellt.

#### **➤ Lärm**

Bei rechtlicher Beurteilung von Geräuschemissionen ist auf das Empfinden eines durchschnittlichen, repräsentativen, verständigen Menschen abzustellen. Entscheidend sind die Richtwerte sowie Vorgaben für Mess- und Rechenverfahren der TA Lärm<sup>1</sup> [59] und die VDI-Richtlinie 2058<sup>2</sup> [72], die in *Tabelle 4* ausgeführt sind.

---

<sup>1</sup>Dient dem Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche sowie der Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen durch Geräusche.

<sup>2</sup>Diente zunächst nur der Beurteilung von Arbeitslärm in der Nachbarschaft, gilt heute wie TA Lärm als allgemein anerkannte akustische Grundregel.

Tabelle 4: Lärmrichtwerte in Deutschland [59]; [72]

| Gebietsart                                 | Tags<br>(von 6:00 bis 22:00) | Nachts<br>(von 22:00 bis 6:00) |
|--------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| Industriegebiete                           | bis 70 dB(A)                 |                                |
| Gewerbegebiete                             | 65 dB(A)                     | 50 dB(A)                       |
| Kerngebiete, Dorf- und Mischgebiete        | 60 dB(A)                     | 45 dB(A)                       |
| Allgemeine Wohn- und Kleinsiedlungsgebiete | 55 dB(A)                     | 40 dB(A)                       |
| Reine Wohngebiete                          | 50 dB(A)                     | 35 dB(A)                       |
| Kurgebiete                                 | 45 dB(A)                     | 35 dB(A)                       |

Werden die jeweiligen Richtwerte nach der Prognose nicht überschritten, ist der Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen in der Regel sichergestellt (Z 3.2.1 Abs. 1 TA Lärm; [59]). Zur Einhaltung der Richtwerte können zeitliche Abschaltmaßnahmen notwendig sein, die in der Nebenbestimmung zur Genehmigung festgesetzt werden [7].

#### ➤ Schattenwurf

Windenergieanlagen können schädlichen Schattenwurf verursachen, dabei wird unterschieden zwischen

- der theoretisch maximal möglichen Einwirkzeit: die Einwirkzeit darf einen Richtwert von max. 30 Minuten täglich oder 30 Stunden jährlich nicht überschreiten, und
- der realen Einwirkzeit unter örtlichen Bedingungen: die Einwirkzeit darf einen Richtwert von 8 Stunden pro Jahr nicht überschreiten.

Zur Einhaltung dieser Richtwerte können zeitliche Abschaltmaßnahmen notwendig sein, die in der Regel in der Nebenbestimmung zur Genehmigung festgesetzt werden [7].

#### 3.3.2.1.3 Bauplanungsrecht

Im Geltungsbereich eines Bebauungsplans sind Windenergieanlagen planungsrechtlich dann zulässig, wenn sie dessen Festsetzungen – insbesondere zur Art (z. B. „Sondergebiet Windenergieanlagen“) und zum Maß der baulichen Nutzung – entsprechen [7].

Im Außenbereich sind Windenergieanlagen planungsrechtlich dann zulässig, wenn die Erschließung gesichert ist, und dem Vorhaben öffentliche Belange nicht entgegenstehen. Als entgegenstehende öffentliche Belange können insbesondere die Folgenden betrachtet werden:

- Widerspruch zu den Darstellungen des Flächennutzungsplans;
- Schädliche Umwelteinwirkungen;
- Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege;
- Störung der Funktionsfähigkeit von Funkstellen/Radaranlagen [7].

Bei der Beurteilung sollen jedoch auch die Ziele der Raumordnung miteinbezogen werden, raumbedeutsame Vorhaben dürfen den Zielen der Raumordnung nicht widersprechen [7].

Öffentliche Belange stehen raumbedeutsamen Vorhaben nicht entgegen, soweit die Belange bei der Darstellung dieser Vorhaben als Ziele der Raumordnung abgewogen worden sind. Öffentliche Belange stehen einem Vorhaben in der Regel entgegen, soweit hierfür durch Darstellungen im Flächennutzungsplan oder als Ziele der Raumordnung eine Ausweisung an anderer Stelle erfolgt ist (§ 35 BauGB; [5]). Über die Zulässigkeit von Vorhaben muss im Einvernehmen mit der Gemeinde entschieden werden, (§§ 31, 33-35 BauGB, [5]; [7]).

#### **3.3.2.1.4 Luftsicherheit**

##### **➤ Luftverkehrsrechtliche Zustimmung**

Nach den Vorschriften des Luftverkehrsgesetzes (im Weiteren: LuftVG) ist eine luftverkehrsrechtliche Zustimmung in folgenden Fällen einzuholen [7]:

- bei Windenergieanlagen innerhalb der Bauschutzbereiche von Flughäfen (§ 12 Abs. 3 LuftVG, [37]) und
- bei Windenergieanlagen mit einer Bauhöhe von mehr als 100 m über Grund (§ 14 LuftVG, [37]).

Im luftfahrtbehördlichen Verfahren wird grundsätzlich geprüft, ob der Betrieb und/oder die Errichtung der Windenergieanlage eine Gefahr für die Sicherheit des Luftverkehrs darstellt (§ 29 LuftVG; [37]). Windenergieanlagen dürfen nicht errichtet werden, wenn dadurch Flugsicherungseinrichtungen gestört werden (§ 18a Abs. 1 LuftVG; [37]; [7]).

Die luftfahrtbehördliche Entscheidung über die luftverkehrsrechtliche Zustimmung erfolgt aufgrund einer gutachterlichen Stellungnahme der jeweils für die Flugsicherung zuständigen

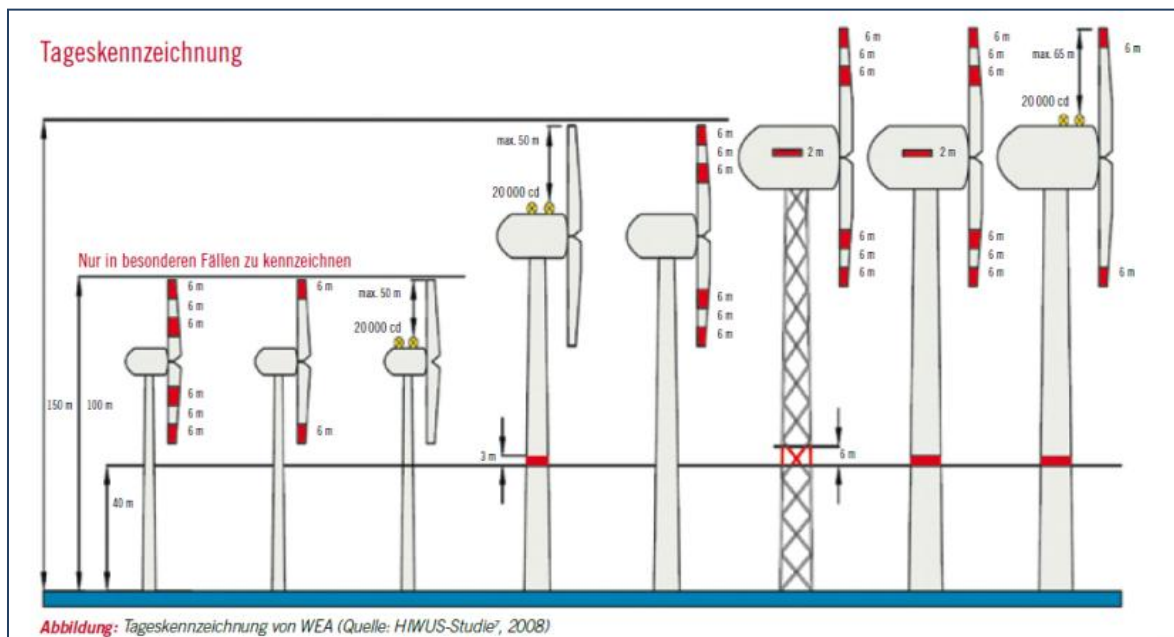
Stelle. Die Kontrolle der Bauschutzbereiche militärischer Flugplätze der Bundeswehr obliegt den Wehrbereichsverwaltungen, deren Stellungnahme aufgrund einer gutachterlichen Stellungnahme des Amtes für Flugsicherung der Bundeswehr ergeht. Die Zustimmung darf nur verweigert werden, wenn eine konkrete Gefahr für die Sicherheit des Luftverkehrs vorliegt [7].

### ➤ Kennzeichnung von Windenergieanlagen

Windenergieanlagen ab einer Gesamtanlagenhöhe von 100 m sind als Luftfahrthindernisse zu betrachten, und sind daher nach der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Weiteren: AVV, [1]) wie folgt zu kennzeichnen:

- im Einzelfall ist die Kennzeichnung der Anlagen an der Peripherie ausreichend;
- Möglichkeit der Sichtweitenregulierung: bei Sichtweiten von weniger als 5 km darf die Nennlichtstärke auf 30%, bei Sichtweiten über 10 km auf 10% reduziert werden [7].

Abbildung 9: Tageskennzeichnung von WEA [7]



Die verschiedenen Möglichkeiten zur Tageskennzeichnung von WEA sind in *Abbildung 9* ersichtlich. Die Entscheidung über die Kennzeichnung erfolgt aufgrund einer gutachterlichen Stellungnahme der Deutsche Flugsicherung GmbH (§ 31 Abs. 3 LuftVG, [37]) und die Genehmigung wird unter entsprechenden Auflagen erteilt (§ 12 Abs. 4 LuftVG, [37]; [7]).

### **3.3.2.2 Deutsche Repowering-Praxisbeispiele**

In der deutschen Praxis sind Repowering-Projekte planungs- und genehmigungsrechtlich ebenso wie Neuprojekte zu beurteilen. Dies bedeutet, dass Repowering-Anlagen den gleichen Voraussetzungen entsprechen müssen, wie die Windenergieanlagen bei einem Neuvorhaben. Das Repowering ist daher nicht lediglich als Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage anzusehen. Der Bestandsschutz, der bestehende Anlagen vor ihrem Rückbau schützt – auch wenn sie heute unzulässig wären – setzt sich auch bei Standortidentität nicht an den neuen Anlagen fort. Der Rückbau bestehender Anlagen kann in der deutschen Repowering-Praxis mit flankierenden Maßnahmen verbindlich gemacht werden.

Die wichtigsten rechtlichen Voraussetzungen des Repowering sind in § 30 des EEG (siehe Z 3.3.1.2) geregelt. Der Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen kann jedoch nicht nur nach § 30 EEG, sondern auch außerhalb der Voraussetzungen des EEG erfolgen. In der Praxis herrscht derzeit keine einheitliche Auffassung darüber, welche Arten des Ersetzens von Altanlagen als Repowering zu bezeichnen sind.

#### **3.3.2.2.1 Repowering nach § 30 EEG und außerhalb von § 30 EEG**

##### **➤ Ersatz von Altanlagen nach § 30 EEG**

§ 30 EEG setzt voraus, dass die Altanlage unter Einhaltung der tatbestandlichen Voraussetzungen ersetzt wird (siehe dazu Z 3.3.1.3). Die Repowering-Anlage kann in diesem Fall entweder

- am selben Standort errichtet werden, und gegebenenfalls vorhandene Infrastruktur weaternutzen. Es besteht daher neben dem Zusammenhang zwischen den Anlagen aus EEG-Tatbestand auch ein direkter räumlicher Bezug; oder
- an einem beliebigen Standort innerhalb desselben oder aber eines angrenzenden Landkreises errichtet werden. Der Zusammenhang zwischen Repowering-Anlage und Altanlage ist in diesem Fall nur der Ersatz der Altanlage für die Inanspruchnahme des Repowering-Bonus gemäß § 30 EEG [33].

##### **➤ Ersatz von Altanlagen außerhalb von § 30 EEG**

Der Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen außerhalb der geregelten Voraussetzungen des § 30 EEG kommt in der Praxis dann vor, wenn die zu ersetzenden Anlagen bereits ziemlich

leistungsstarke Anlagen der MW-Klasse sind, und die Verdoppelung der Leistung mit dem Ersatz durch Neuanlagen nicht rentabel ist. Aus diesem Grunde können die im EEG vorgeschriebenen Leistungssteigerungsfaktoren aus wirtschaftlichen oder genehmigungsrechtlichen Gründen nicht erreicht werden [33].

Diese Art von Repowering wird in Deutschland künftig aller Voraussicht nach eine immer bedeutendere Rolle im Hinblick darauf spielen, dass die installierten Windenergieanlagen bei der mittel- bzw. langfristigen Vorausschau über eine immer höhere installierte Leistung verfügen [33].

#### **3.3.2.2 Repowering-Varianten aus geographischer Sicht**

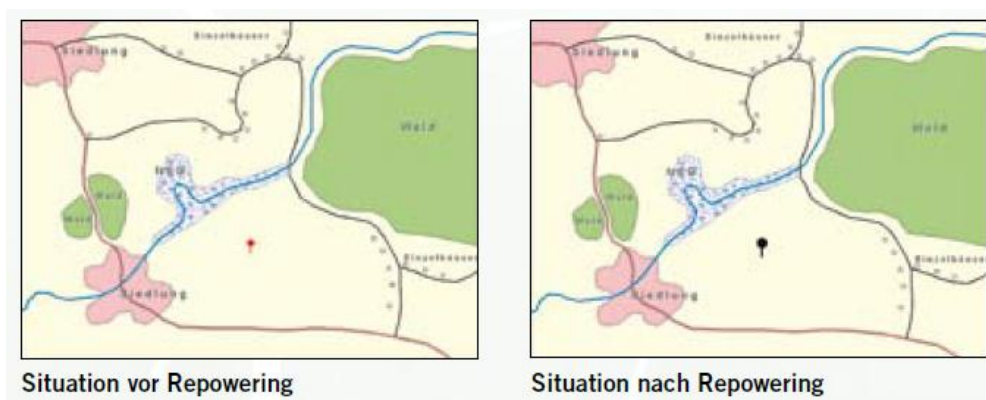
Aus geographischer Sicht und in Bezug auf die Anzahl der Repowering-Anlagen bzw. der Altanlagen wurden in der deutschen Repowering-Praxis fünf unterschiedliche Repowering-Varianten entwickelt.

Die verschiedenen Varianten können sogar miteinander kombiniert auftreten. Infolgedessen tritt in der deutschen Praxis eine bunte Variantenvielfalt von Repowering-Projekten auf. Die fünf unterschiedlichen Repowering-Varianten lassen sich wie folgt charakterisieren:

##### **➤ Repowering-Variante 1**

Eine Einzelanlage wird abgebaut und am selben Standort durch eine neue Windenergieanlage ersetzt, siehe dazu *Abbildung 10*:

*Abbildung 10: Repowering-Variante 1 [13]:*

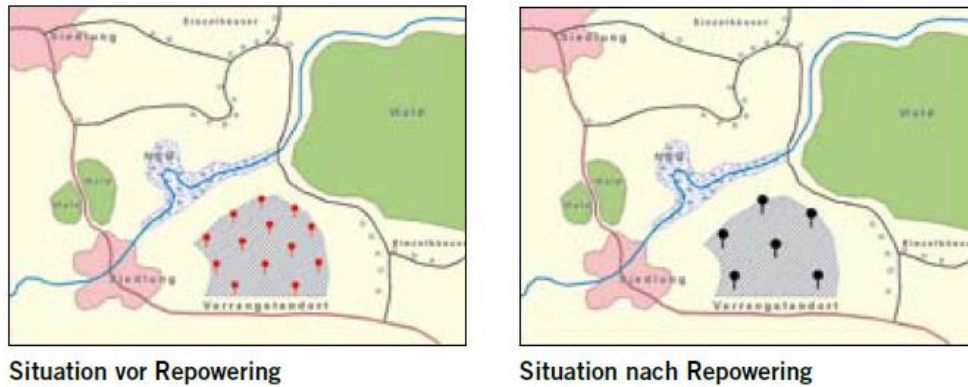




### ➤ Repowering-Variante 2

Einzelne oder sämtliche Anlagen in einem Windpark werden abgebaut und auf der zuvor bereits genutzten Fläche durch neue Windenergieanlagen ersetzt, siehe dazu *Abbildung 11*:

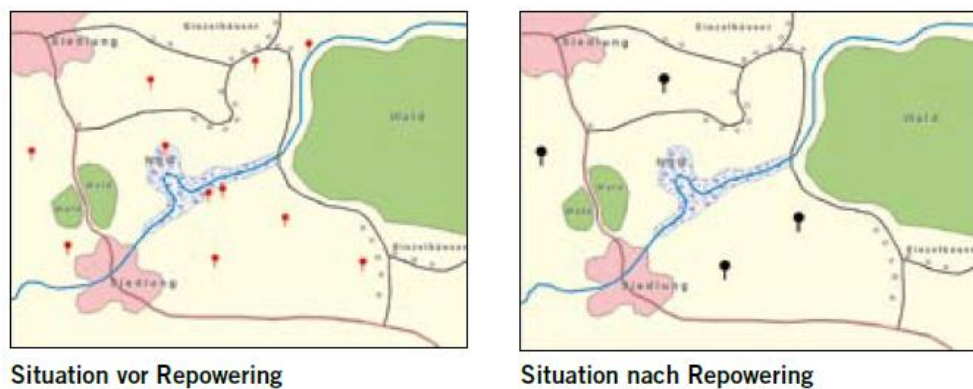
*Abbildung 11: Repowering-Variante 2 [13]*



### ➤ Repowering-Variante 3

Eine Vielzahl verschiedener Einzelanlagen wird in einer Region (z. B. Gemeinde, Landkreis oder angrenzende Landkreise) abgebaut und durch neue Windenergieanlagen an wenigen Einzelstandorten ersetzt, siehe dazu *Abbildung 12*:

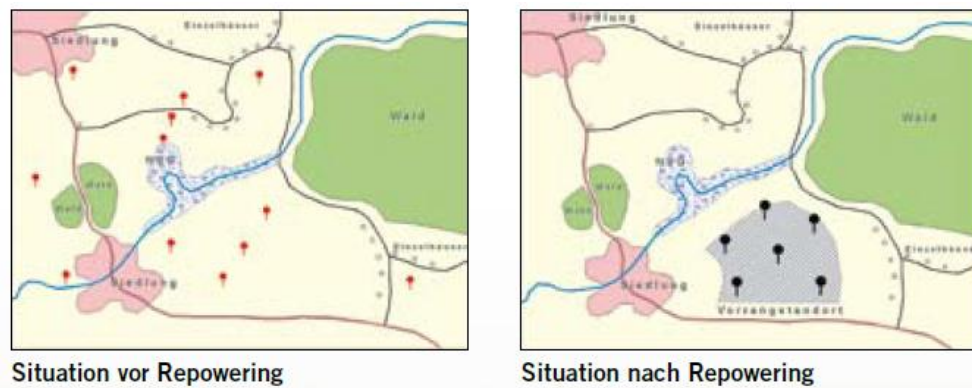
*Abbildung 12: Repowering-Variante 3 [13]*



#### ➤ Repowering-Variante 4

Eine Vielzahl verschiedener Einzelanlagen wird in einer Region (z. B. Gemeinde, Landkreis oder angrenzende Landkreise) abgebaut und durch neue Windenergieanlagen in einem neu ausgewiesenen Gebiet ersetzt, siehe dazu *Abbildung 13*:

*Abbildung 13: Repowering-Variante 4 [13]*



#### ➤ Repowering-Variante 5

Einzelne oder sämtliche Altanlagen in einem Windpark werden auf bereits genutzter Fläche durch neue Windenergieanlagen ersetzt. Zusätzlich erfolgt eine Erweiterung der ausgewiesenen Fläche, um bestehende Einzelanlagen durch moderne Anlagen zu ersetzen, siehe *Abbildung 14*:

*Abbildung 14: Repowering-Variante 5 [13]*

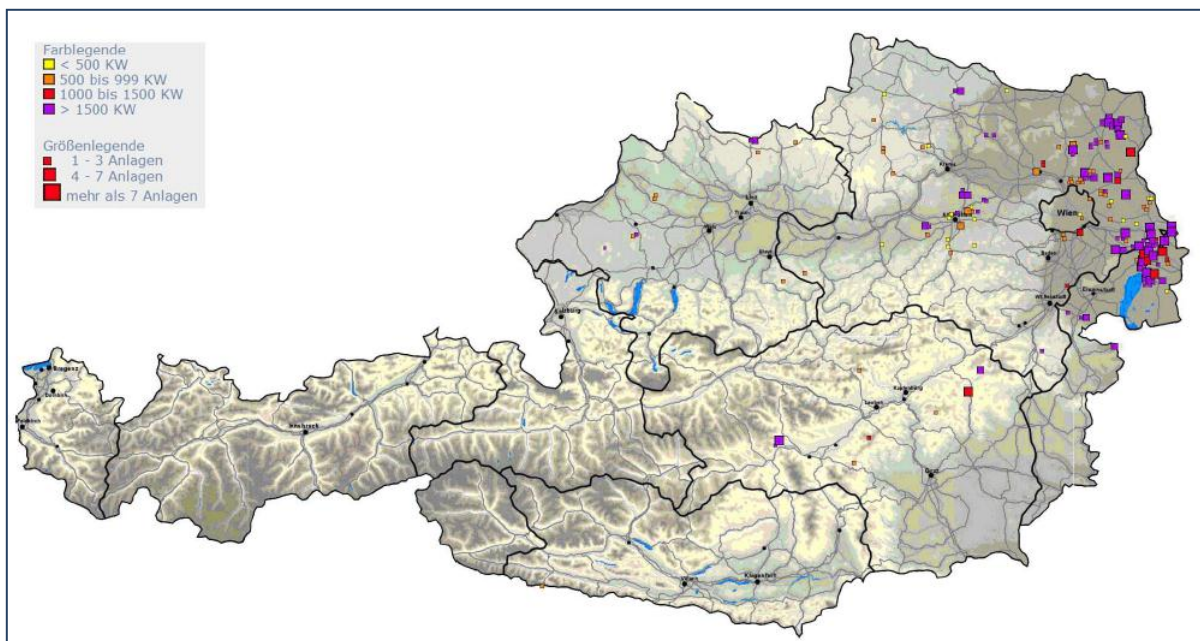


## 4. Repowering in Österreich

Die ersten Windenergieanlagen wurden in Österreich Mitte der 90-er Jahre errichtet, die gesamte installierte Windleistung erreichte bis 2002 jedoch nur insgesamt 139 MW. Erst ab 2003 wurden – dank eines „Windkraftbooms“ – neue Windenergieanlagen in bedeutendem Maße installiert, bis Ende 2006 erreichte die Gesamtleistung der Windenergie 964 MW. Im Jahr 2010 entfiel der größte Teil (51 %) des in das österreichische Stromnetz eingespeisten Ökostroms auf Windkraft.

Heute sind Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 1.100 MW in Betrieb. Der *Abbildung 15* ist die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen zu entnehmen. Es kann eindeutig festgestellt werden, dass die Aufteilung der Windleistung auf die Bundesländer – infolge des größeren Windpotentials im Osten Österreichs – inhomogen ist [28]; [36].

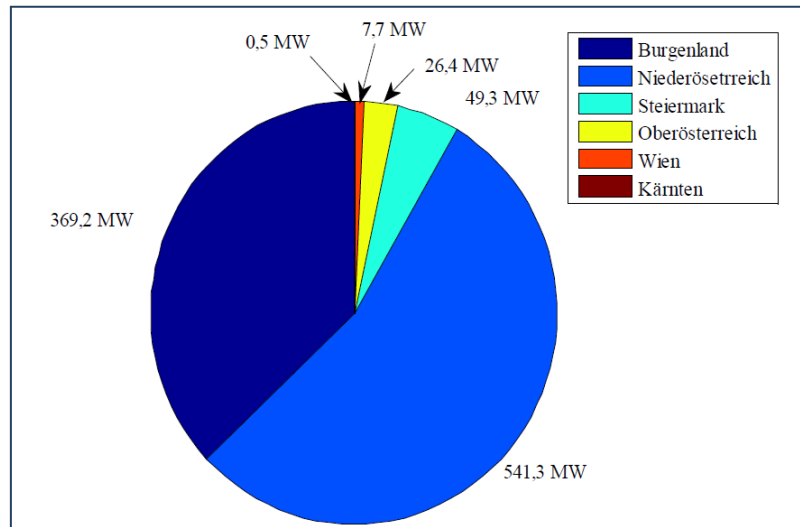
*Abbildung 15: Geographische Verteilung von WEA in Österreich [36]*



Der Schwerpunkt des Windkraftausbaus befindet sich nördlich von Wien im Weinviertel, im östlichen Niederösterreich und im angrenzenden Nordburgenland. In diesen Regionen werden auch sehr hohe Volllaststunden, sogar bis zu 2.600 Stunden pro Jahr, erreicht [28]; [36].

91 % sämtlicher Windenergieanlagen befinden sich im Osten des Landes, im Burgenland und in Niederösterreich, wie dies die *Abbildung 16* veranschaulicht [36].

Abbildung 16: Anteil der Bundesländer an der installierten Windkraftleistung [36]



Im Zeitpunkt des Windkraftbooms – Anfang der 2000-er Jahre – waren bereits die Windkraftanlagen der Megawattklasse verfügbar, demzufolge ist der Großteil der österreichischen Windenergieanlagen im Vergleich zu Deutschland ziemlich „jung“ und modern. Dies bedeutet, dass das österreichische Repowering-Potential heute noch ziemlich niedrig ist, frühestens erst ab 2016 kann mit einem Repowering-Boom gerechnet werden (siehe Z 4.1.3).

Es ist jedoch interessant zu prüfen, was das Schicksal der ältesten Anlagen in den kommenden Jahren nach Ablauf der Förderungsverträge sein wird. Anlagenbetreiber haben unterschiedliche technische, wirtschaftliche und rechtliche Aspekte in Erwägung zu ziehen, wenn sie eine Entscheidung über ein Repowering, einen Weiterbetrieb der Windenergieanlage bis Ablauf der technischen Lebensdauer (etwa 20-25 Jahre) oder einen „einfachen“ Abbau der Altanlagen treffen.

Der folgende Teil der Master Thesis beschäftigt sich grundsätzlich nur mit den rechtlichen Aspekten des Repowering in Österreich, technische und wirtschaftliche Fragen werden dabei nicht detailliert geprüft.

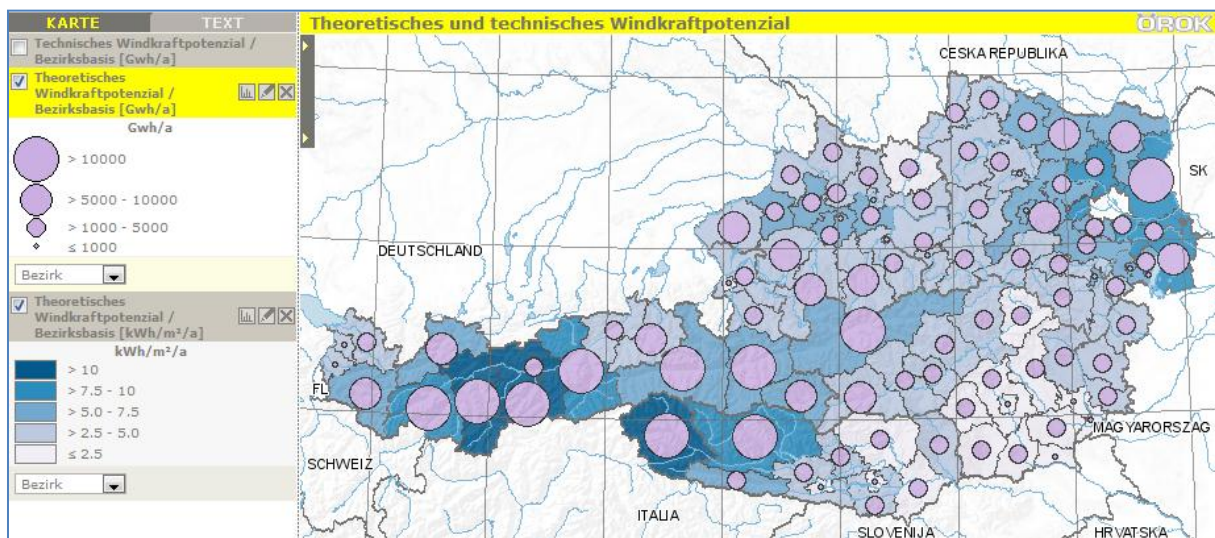


## 4.1 Österreichische Windkraftpotentiale – Repowering-Potentiale

### 4.1.1 Theoretisches und technisches Potential

Grundsätzlich wird zwischen theoretischem und technischem Potential unterschieden. Das theoretische Potential hängt von den geographischen Windverhältnissen, vor allem von der Windgeschwindigkeit ab. Zur Abschätzung des theoretischen Potentials werden Luftschichten über die Fläche Österreichs bis zu einer Höhe von 200 m über Grund bei einer unterstellten mittleren Windgeschwindigkeit von näherungsweise 6 m/s betrachtet. Unter diesen Rahmenbedingungen errechnet sich ein österreichisches theoretisches Potential der Windenergie von etwa 139 TWh pro Jahr. Dieses theoretische Windenergieangebot entspricht einem theoretischen Stromerzeugungspotential – berechnet auf der Grundlage physikalisch maximaler Wirkungsgrade von WEA – von rund 82 TWh/a [36]; [63]. Das österreichische theoretische Potential ist in *Abbildung 17* dargestellt [76].

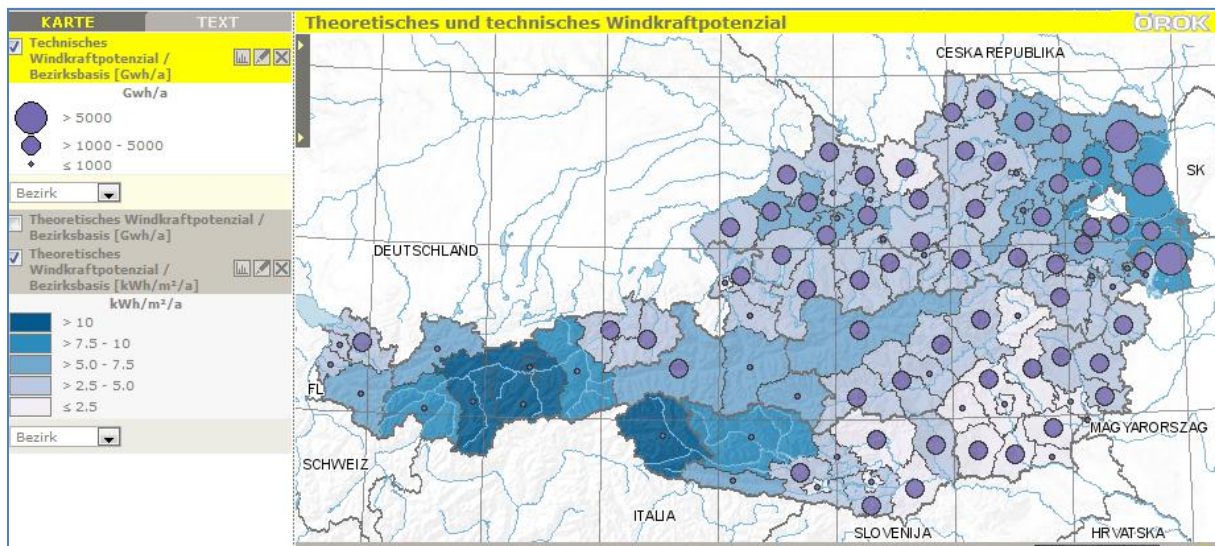
Abbildung 17: Österreichisches theoretisches Windkraftpotential [76]



Bei dem technischen Potential werden auch Faktoren wie Wirkungsgrade, Erreichbarkeit und Infrastruktur berücksichtigt, so kann im Ergebnis nur eine Teilmenge des theoretischen Potentials berechnet werden. Das technische Windkraftpotential ergibt sich in der Regel aus den für Windkraftnutzung zur Verfügung stehenden Flächen, dem regional unterschiedlichen Windangebot sowie den technischen Kenngrößen der derzeit marktreifen Windenergieanlagen. Da an Standorten mit vergleichsweise geringen jahresmittleren

Windgeschwindigkeiten die Windenergienutzung aus technischer Sicht nicht sinnvoll ist, werden zur Bestimmung des technischen Potentials nur Gebiete berücksichtigt, die Volllaststunden von mindestens 1.400 pro Jahr ermöglichen. Dies entspricht einer jahresmittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von etwa 5 m/s [36]; [63]. Das österreichische technische Windkraftpotential kann der *Abbildung 18* entnommen werden.

Abbildung 18: Österreichisches technisches Windkraftpotential [76]



Das realisierbare Potential ist eine weitere Einschränkung des technischen Potentials, bei dessen Berechnung zusätzlich rechtliche Restriktionen und weitere Einschränkungen hinsichtlich der Nutzbarkeit potentieller Standorte (z. B. Waldflächen, Siedlungsgebiete, Naturschutzgebiete) berücksichtigt werden [36]; [63].

## 4.1.2 Österreichische Windkraftpotentiale

### 4.1.2.1 Erste Windkraftpotentialstudien

Die ersten Potentialstudien sind auf die 1980-er Jahre zurückzuführen. Die unterschiedlichen Potentialabschätzungen liegen zwischen 3.000 GWh und rund 20.000 GWh, und fokussieren entweder nur auf das theoretische-technische Potential oder auf das tatsächlich realisierbare Potential.

In der Pokorny-Studie (1981) wird ein technisch realisierbares Windenergiepotential von 6.600 GWh bis 10.000 GWh pro Jahr mit einer Anlagenanzahl von 150.000 geschätzt [28]; [48]. Eine erste Potentialabschätzung hinsichtlich der Bundesländer ist der Pokorny, Neuwirth

Studie (1986) zu entnehmen, die im Ergebnis mit einem bundesweiten Gesamtpotential (mit Ausnahme von Wien und Kärnten) von 8.860 GWh gerechnet hat [28]; [49].

Salletmaier, Winkelmeier (1994) kamen zur Schlussfolgerung, dass künftig insgesamt 3.500 MW Windenergieleistung in Österreich bei einer Anlagengröße von 1 MW und 1.300 Volllaststunden pro Jahr installiert werden können, dies würde 4.550 GWh jährlichen Stromertrag aus Windkraft ausmachen [28]; [58]. Im Ergebnis der Berechnungen von Kury, Dobesch (1999) ergibt sich ein realisierbares Windpotential von 3.040 GWh pro Jahr [28]; [35].

Die Ergebnisse einer zusammenfassenden Studie von Haas et. al. (2001) weisen ein jährliches technisches Windpotential von 5.300 GWh auf [27, 28]. Aus Berechnungen der Studie Huber et. al. (2004) ergibt sich ein mittel- bzw. langfristiges Potential von 5.000 GWh für Standorte mit Windgeschwindigkeit von mindestens 5 m/s oder mit rund 1.400 Volllaststunden [28, 29].

Zu einem ähnlichen Ergebnis kam die Studie Resch (2005), die das realisierbare Potential bis 2020 in 5.000 GWh prognostizierte [28]; [51]. In Resch et. al. (2006) ist bis zum Jahr 2020 mit einem realisierbaren Potential von 4.970 GWh zu rechnen [28]; [52]. Die Studie Christian et. al. (2007) hat im Rahmen des Projektes „Energiezukunft Niederösterreich“ bundesweit mit einem langfristig technischen, ökologisch verträglichen mobilisierbaren Windkraftpotential von 5.500 GWh und einem niederösterreichischen Potential von 2.200 GWh bis 2.800 GWh gerechnet [12]; [28].

Der Großteil der oben ausgeführten Potentialabschätzungen erscheint heute jedoch überholt, da die tatsächliche Windstromproduktion bereits 2007 bei über 2.000 GWh angelangt ist [63].

#### **4.1.2.2 Zusammenfassende Hantsch Moidl Studie (2007)**

Die Windenergietechnologie hat sich seit den ersten Potentialstudien rasant entwickelt, deshalb haben Hantsch und Moidl (2007) eine „*realistische Abschätzung des Potentials der Windkraftnutzung in Österreich*“ ausgearbeitet [28].

Im Ergebnis dieser Studie ist bis 2020 ein Windstromertrag von rund 7.300 GWh realisierbar, dies ergibt sich aus 1.100 installierten Anlagen mit 3.500 MW Gesamtleistung bei durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden von etwa 2.100 h/a. Die Autoren haben angenommen, dass künftig nur die Anlagen der Anlagenklassen 2 MW (180 Stück, 360 MW),

3,5 MW (290 Stück, 1.015 MW) und 6 MW (220 Stück, 1.320 MW) installiert werden. Diese Studie hat zuerst auch Einschätzungen zum Repowering-Potential gegeben, siehe dazu Ziffer 4.1.3 der vorliegenden Master Thesis [28].

#### **4.1.2.3    *Raum und Energiepotentiale in der Ostregion (2009)***

In der Studie von Dumke H. et. al. „*Raum und Energiepotentiale in der Ostregion*“ [14] wurden die Windkraftpotentiale in den windreichsten östlichen Bundesländern Österreichs, Niederösterreich, Burgenland und Wien untersucht.

Im Burgenland wurden dabei nur die definierten Eignungszonen berücksichtigt (siehe dazu Z 4.2.3.4.2), in Wien die nach Abzug der Ausschlusszonen verbleibenden Potentialflächen mit einer Wind-Energiedichte von mindestens  $220 \text{ W/m}^2$  in 60 m Höhe über Grund, in Niederösterreich die nach Abzug der Ausschlusszonen verbleibenden Potentialflächen mit einer Wind-Energiedichte von mindestens  $220 \text{ W/m}^2$  in 70 m Höhe über Grund. Als Referenzwert wurde 2 MW pro Anlage herangezogen.

Im Ergebnis rechnet diese Studie mit noch 882 MW möglichem Potential in der Ostregion (NÖ: 390 MW, Burgenland: 390 MW, Wien: 15 MW). Laut den Autoren sind zusätzliche Standorte in Niederösterreich in den Bezirken Bruck an der Leitha, Gänserndorf, Hollabrunn, Korneuburg und Mistelbach, sowie im Burgenland in den Bezirken Neusiedl am See und Oberpullendorf aufgrund passender Windstärken bzw. nach den genehmigungsrechtlichen Bedingungen möglich [14].

#### **4.1.2.4    *Windatlas und Windpotentialstudie Österreich (2011)***

Der Großteil der oben zitierten Potentialstudien hat die Faktoren der technischen Realisierbarkeit und der Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wurden die Parameter (wie Anlagengröße oder einzuhaltende Bauabstände) immer vorab festgelegt, wodurch die Simulationen auf einzelne Szenarien limitiert waren. Dies führte zu hohen Ungenauigkeiten und geringer Aussagekraft der Ergebnisse. Deshalb wurde 2011 im Rahmen eines vom österreichischen Klima- und Energiefonds geleiteten Projektes "*Windatlas und Windpotentialstudie Österreich*" (im Weiteren: Windpotentialstudie) einerseits eine möglichst detaillierte Windkarte (Auflösung  $100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$ ) erstellt, andererseits eine dynamische Abschätzung von Windkraft Potentialen ausgearbeitet [34].



Im Zeitpunkt der Erstellung der Windpotentialstudie, Mitte 2011 waren in Österreich 625 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 1.011 MW in Betrieb. Bei durchschnittlichen Energieerträgen erzeugten diese Anlagen jährlich 2,3 TWh Strom (etwa 3,5 % des österreichischen Elektrizitätsbedarfs).

Im Ergebnis der verschiedenen Szenarien der Windpotentialstudie ergeben sich folgende realisierbare Windkraftpotentiale in Bezug auf die installierte Gesamtleistung, die auch in *Tabelle 5* aufgelistet wurden:

- IST-Szenario: 2.763 MW unter Annahme von 2 MW WEA, von 650 €/m<sup>2</sup> Investitionskosten und von 9,7 Cent/kWh Einspeisetarif;
- Szenario 2020: 4.605 MW unter Annahme von 3 MW WEA, von 625 €/m<sup>2</sup> Investitionskosten und von 11,00 Cent/kWh Einspeisetarif, sowie
- Szenario 2030: 9.221 MW unter Annahme von 4 MW WEA, von 600 €/m<sup>2</sup> Investitionskosten und von 15,00 Cent/kWh Einspeisetarif [34].

*Tabelle 5: Realisierbare Windkraftpotentiale laut Windpotentialstudie [34]*

| <b>Bundesland</b>            | <b>Stand 2011<br/>(MW)</b> | <b>IST-Szenario<br/>(MW)</b> | <b>Szenario<br/>2020<br/>(MW)</b> | <b>Szenario<br/>2030<br/>(MW)</b> |
|------------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Vorarlberg                   | 0                          | 4                            | 36                                | 208                               |
| Tirol                        | 0                          | 15                           | 86                                | 626                               |
| Salzburg                     | 0                          | 4                            | 70                                | 609                               |
| Kärnten                      | 1                          | 30                           | 120                               | 477                               |
| Steiermark                   | 50                         | 250                          | 689                               | 1.762                             |
| Burgenland                   | 369                        | 1.100                        | 1.187                             | 1.513                             |
| Oberösterreich               | 26                         | 50                           | 225                               | 716                               |
| Niederösterreich             | 557                        | 1.300                        | 2.170                             | 3.303                             |
| Wien                         | 7                          | 10                           | 22                                | 8                                 |
| <b>Gesamt<br/>Österreich</b> | <b>1.011</b>               | <b>2.763</b>                 | <b>4.605</b>                      | <b>9.221</b>                      |

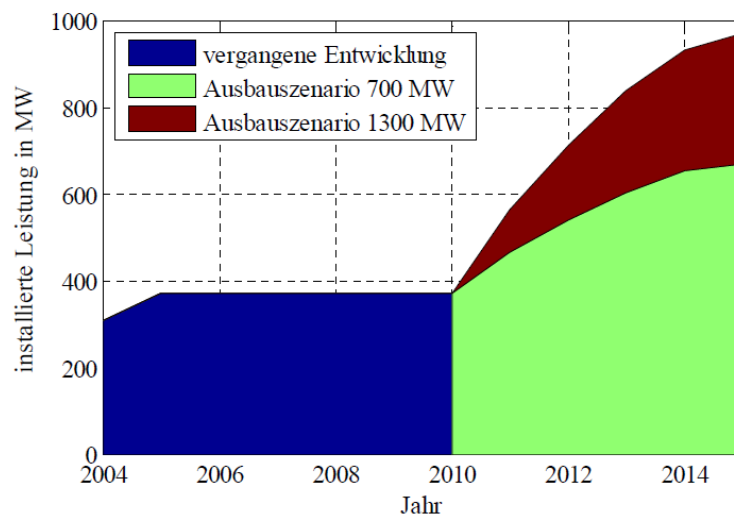
#### **4.1.2.5 Windkraftstudie (2011)**

Gegenstand der im Auftrag von E-Control im Jahr 2011 erstellten Windkraftstudie ist es, die Auswirkungen zu untersuchen, die mit dem Anschluss weiterer Windenergieanlagen an das österreichische Stromnetz zusammenhängen. In der Studie sind zwei Ausbauszenarien –

Ausbauszenario 700 MW und Ausbauszenario 1.300 MW – bis 2015 auf der Grundlage der Ausbauziele des Ökostromgesetzes aufgestellt. So ist laut dieser Studie zwischen 2011 und 2015 mit einem massiven und zügigen Ausbau von Windkraftleistung zu rechnen. Der überwiegende Teil des Zubaus (91 %) wird in Niederösterreich und im Burgenland erwartet [69].

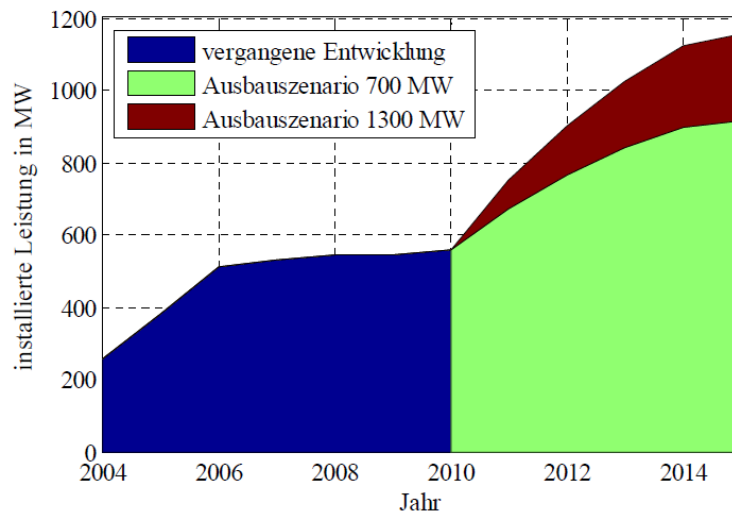
Der geschätzte Verlauf der installierten Windleistung im Burgenland bis 2015 ist für die beiden genannten Szenarien der *Abbildung 19* zu entnehmen. So könnte im Burgenland bis Ende 2015 eine zusätzliche neue Windleistung (Stand 2010: 370 MW) von 300 MW (Ausbauszenario 700 MW) oder 600 MW (Ausbauszenario 1.300 MW) an Netz angeschlossen werden [69].

*Abbildung 19: Windkraft-Ausbauszenarien im Burgenland bis 2015 [69]*



In Niederösterreich sind österreichweit die meisten Windenergieanlagen installiert. Das Zentrum der Einspeisung liegt im Weinviertel und östlich von Wien. Laut Windkraftstudie ist auch in Niederösterreich (Stand 2010: 560 MW) – ähnlich wie im Burgenland – bis 2015 mit einem Zubau von 300 MW (Ausbauszenario 700 MW) oder 600 MW (Ausbauszenario 1.300 MW) zu rechnen, wie dies die *Abbildung 20* veranschaulicht [69].

Abbildung 20: Windkraft-Ausbauszenarien in Niederösterreich bis 2015 [69]



### 4.1.3 Repowering-Potentiale in Österreich

#### 4.1.3.1 Mangelnde Repowering-Potentialstudien

Heute existieren keine veröffentlichten Studien in Bezug auf österreichische Repowering-Potentiale. Die Energiewerkstatt GmbH hat 2010 eine nicht veröffentlichte Studie im Auftrag von Verbund-Austrian Renewable Power GmbH über „Repowering-Potential von Windenergie, Niederösterreich und Burgenland“ (2010) erarbeitet [19], jedoch stand das genannte Dokument zur Bearbeitung im Rahmen der vorliegenden Master Thesis nicht zur Verfügung.

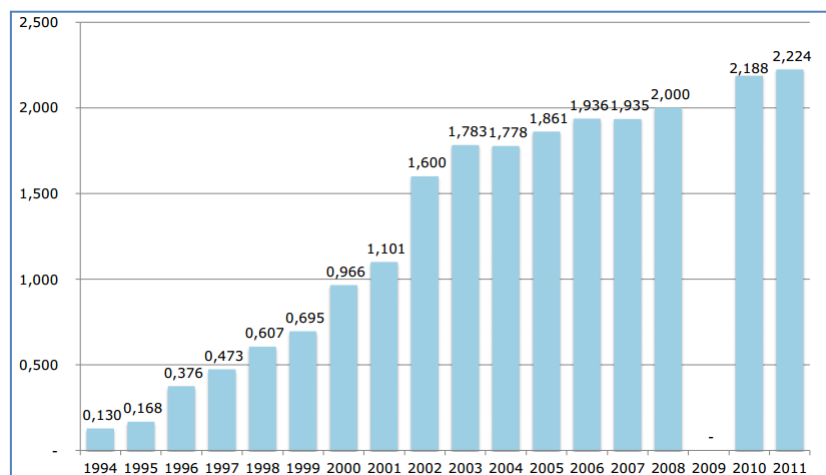
Auch die meisten in Ziffer 4.1.2 der vorliegenden Master Thesis dargestellten Potentialstudien beschäftigen sich nicht mit dem Repowering. Eine Ausnahme davon ist die Hantsch Moidl Studie, 2007 (siehe Z 4.1.2.2), in der eine Prognose zum Windkraftausbau bis 2020 ausgearbeitet wurde. Diese Prognose kann als Grundlage für die Beurteilung des künftigen Repowering-Potentials dienen. Im Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie waren österreichweit insgesamt 607 Windenergieanlagen in Betrieb, davon hatte ein Drittel eine Leistung von weniger oder gleich 1,5 MW. Laut Feststellungen dieser Studie ist es anzunehmen, dass diese Anlagen sowie zusätzlich ca. 15% der 2 MW-Windkraftanlagen bis 2020 abgebaut werden. Im Ergebnis ist mit einem Abbau von etwa 200 MW bis 2020 Windkraftleistung zu rechnen [28]. In der Studie von Dumke H. et. al. (2009) „Raum und Energiepotentiale in der Ostregion“ (siehe auch Z 4.1.2.3; [14]) wurde betont, dass es bereits im Laufe des letzten Jahrzehnts im Zuge der technischen Weiterentwicklung zu einer Verzehnfachung der

Leistung (1995: 150-250 kW, 2007: durchschnittlich 2 MW) kam. Deshalb wird das Repowering in Zukunft mehr Bedeutung erlangen als die weitere in die Fläche gehende Neuerrichtung von Windparks [14].

Darüber hinaus wurde in der Windkraftstudie (siehe Z 4.1.2.5) eindeutig darauf hingewiesen, dass „die hinzukommende Windleistung sich fast ausschließlich durch neu zu installierende Windenergieanlagen ergibt, da das Repowering-Potential sehr gering ist“ [69]. Es ist jedoch zu betonen, dass die zwei Szenarien der Windkraftstudie nur die Entwicklung bis 2015 untersuchten, Repowering-Potentiale ab 2016 wurden dabei nicht erfasst. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass die meisten in Österreich betriebenen Windenergieanlagen eine ziemlich hohe Durchschnittsleistung pro Anlage haben, wie dies *Abbildung 21* veranschaulicht [31].

Die österreichische Energiestrategie hat bei ihren Zielsetzungen bis 2020 auch mit dem Repowering im Bereich der Windenergie gerechnet. So soll die Erhöhung der Erzeugungskapazitäten aus Windkraft (auf 10 PJ) bis 2020 nicht nur durch neue Standorte, sondern auch durch das Repowering bestehender Standorte erreicht werden. „Beim Repowering von bestehenden Standorten sind die Förderlaufzeiten der bestehenden Anlagen zu berücksichtigen und eine Verteuerung der Produktion ist zu vermeiden“ (siehe Z 4.2.2.2.1; [18]).

Abbildung 21: Durchschnittliche Anlagengröße der Neuinstallationen in MW [31]

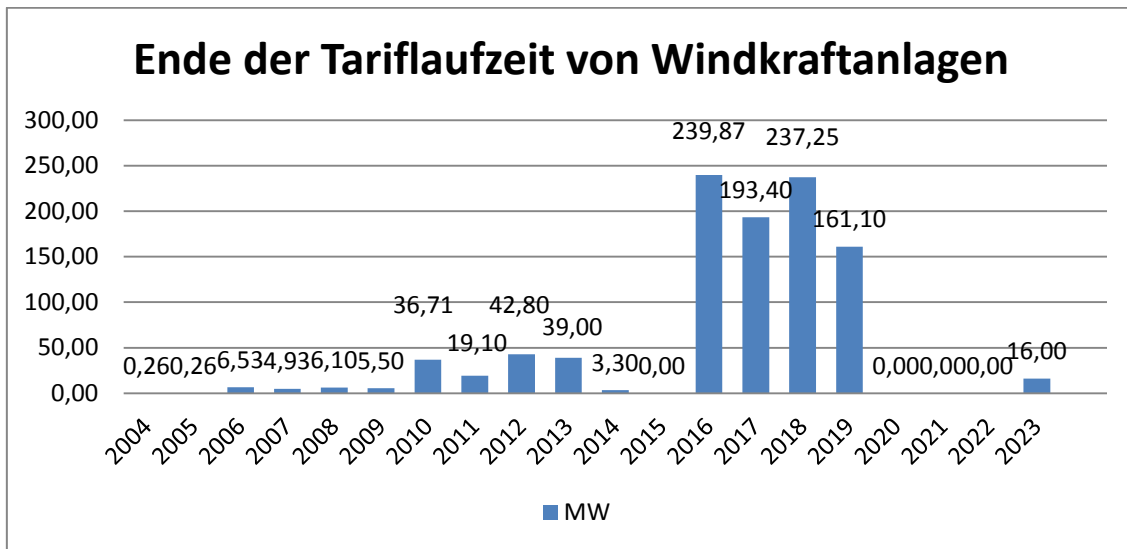


#### 4.1.3.2 Repowering-Szenario

Vorab ist zu betonen, dass eine detailliert ausgearbeitete Repowering-Potentialabschätzung keinen Gegenstand der vorliegenden Master Thesis bildet. Es werden jedoch die wichtigsten Faktoren zusammengefasst, die bei der Einschätzung des Repowering-Potentials zu berücksichtigen sind. Diese sind die Folgenden:

- Alter und technologische Lebensdauer der Windkraftanlage, diese ist – abhängig von Anlagentyp der Windenergieanlage – zwischen 20 und 25 Jahren einzuschätzen;
- Fördertariflaufzeit bezüglich Einspeisung von Ökostrom. Wurde eine Anlage vor 2003 errichtet, so ist mit einer Tariflaufzeit von 10 Jahren zu rechnen. Ab dem Inkrafttreten des ÖSG (2003) dauert die geförderte Tarifperiode 13 Jahre. Es ist zu betonen, dass auch auf Grund der österreichischen Energiestrategie beim Repowering die Förderlaufzeiten der bestehenden Anlagen zu berücksichtigen sind (siehe Z 4.2.2.2.1 und Z 4.1.3.1);
- Höhe des „alten“ Einspeisetarifs und des aktuellen Einspeisetarifs im Zeitpunkt des Repowering;
- Leistung und Wirtschaftlichkeit der Altanlage und dadurch Ertragsprognose der Altanlage;
- Leistung und Wirtschaftlichkeit der Neuanlage und dadurch Ertragsprognose der Neuanlage;
- zukünftige Wirtschaftlichkeit der Windenergie; dabei ist sehr wesentlich, wie sich der Strommarktpreis in der Zukunft entwickelt. Diverse Studien rechnen mit unterschiedlichen künftigen Strommarktpreisen. Ein Beispiel der Windpotentialstudie [34] rechnet mit einem Anstieg auf 11 Cent/kWh bis 2020 bzw. 15 Cent/kWh bis 2030, „so würde eine im Jahr 2011 in Betrieb gegangene Windkraftanlage auf der Grundlage dieser Marktpreisentwicklung und der Einspeisetarifverordnung 2010 (13 Jahre, 9,7 Cent/kWh) bereits im Jahr 2017 der break-even point erreicht sein und die Anlage keine Mehrkosten mehr verursachen“ [34];
- eventuelle Restriktionen bezüglich des Baus größerer Anlagen wie z. B. Höhenbegrenzungen, Abstandsregelungen, immissionsschutzrechtliche Vorschriften, genehmigungsrechtliche Fragen.

Abbildung 22: Ende der Tariflaufzeit von Windkraftanlagen in MW [15]



Aufgrund der zu erwartenden Tariflaufzeit bezüglich der bestehenden Windenergieanlagen kann der Zeitpunkt des Rückbaus bestimmt werden. Dieser wird abhängig vom Zeitpunkt der Errichtung mit 13 oder 10 Jahren angenommen. Damit lässt sich aus den historischen Installationsdaten ableiten, wie viel installierte Leistung infolge des Ablaufs der Tariflaufzeit künftig theoretisch rückgebaut werde. Das Ergebnis ist in Abbildung 22 dargestellt.

Im Folgenden werden zwei Szenarien – 3 MW Szenario und 5 MW Szenario – hinsichtlich des österreichischen Repowering-Potentials auf der Grundlage der durch IG-Wind zur Verfügung gestellten Daten bezüglich Ablauf der Fördertariflaufzeiten bestehender Anlagen ([15] und Abbildung 22) sowie unter folgenden Annahmen dargestellt:

- das Repowering ist im Zeitpunkt des Ablaufs der Einspeisetariflaufzeit wirtschaftlich sinnvoll;
- der „break-even point“ der Windenergie-Technologie wurde infolge der Strommarktpreisentwicklung noch nicht erreicht;
- es bestehen keine planungs- bzw. genehmigungsrechtlichen Restriktionen für den Bau von größeren Anlagen;
- die zu installierenden Neuanlagen haben eine durchschnittliche Größe von 3 MW im Fall des 3 MW-Szenarios;
- die zu installierenden Neuanlagen haben eine durchschnittliche Größe von 5 MW im Fall des 5 MW-Szenarios.

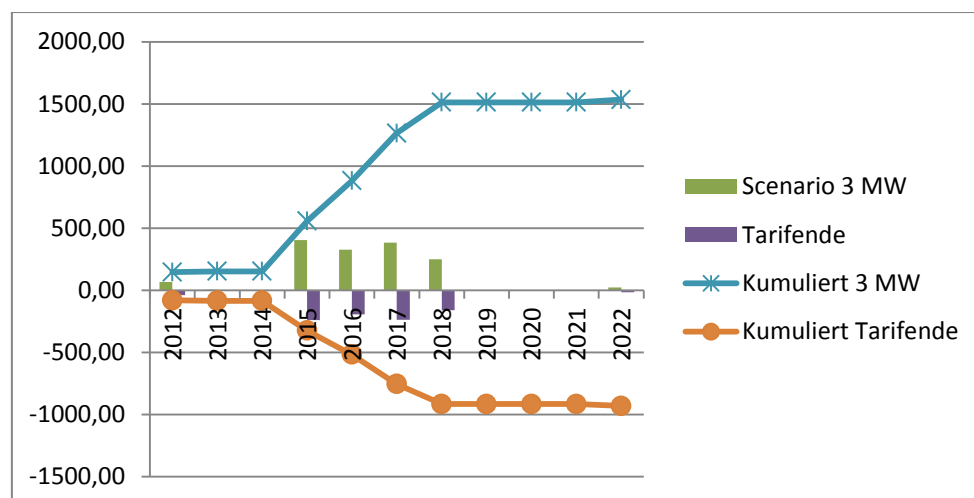
Tabelle 6: Angaben zu Repowering-Potential Szenarien

| Jahr          | Ende<br>Tariflaufzeit<br>in MW <sup>3</sup> | Anlagen-<br>Größe<br>in MW <sup>4</sup> | Anzahl<br>Altanlagen <sup>5</sup> | Repowering-<br>potential<br>3 MW | Repowering-<br>potential<br>5 MW |
|---------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 2012          | 42,80                                       | 1,60                                    | 26,75                             | 80,25                            | 133,75                           |
| 2013          | 39,00                                       | 1,78                                    | 21,91                             | 65,73                            | 109,55                           |
| 2014          | 3,30                                        | 1,78                                    | 1,85                              | 5,56                             | 9,27                             |
| 2015          | 0                                           | 0                                       | 0                                 | 0                                | 0                                |
| 2016          | 240                                         | 1,78                                    | 135                               | 404,49                           | 674,16                           |
| 2017          | 193                                         | 1,78                                    | 108                               | 325,28                           | 542,13                           |
| 2018          | 237                                         | 1,86                                    | 127                               | 382,26                           | 637,10                           |
| 2019          | 161                                         | 1,94                                    | 83                                | 248,97                           | 414,95                           |
| 2020-2022     | 0                                           | 0                                       | 0                                 | 0                                | 0                                |
| 2023          | 16                                          | 2,19                                    | 7,31                              | 21,92                            | 36,53                            |
| <b>Gesamt</b> | <b>831</b>                                  |                                         | <b>453,67</b>                     | <b>1361,00</b>                   | <b>2268,34</b>                   |

Aus der *Abbildung 22* und der *Tabelle 6* ist ersichtlich, dass bis 2015 nur wenig Gesamtleistung wegen Ablauf der Tarifverträge abgebaut werden kann. Dagegen erhöht sich das Abbaupotential zwischen 2016 und 2019 erheblich, insgesamt auf 831 MW.

Diese Gesamtleistung entspricht – berechnet mit den in *Abbildung 21* dargestellten durchschnittlichen Anlagengrößen und mit einer Tariflaufzeit von 10 (bis 2015) bzw. 13 Jahren (ab 2016) – einer abzubauenen Anlagenanzahl von 454.

Abbildung 23: Repowering-Potentiale bis 2023 – 3 MW Szenario



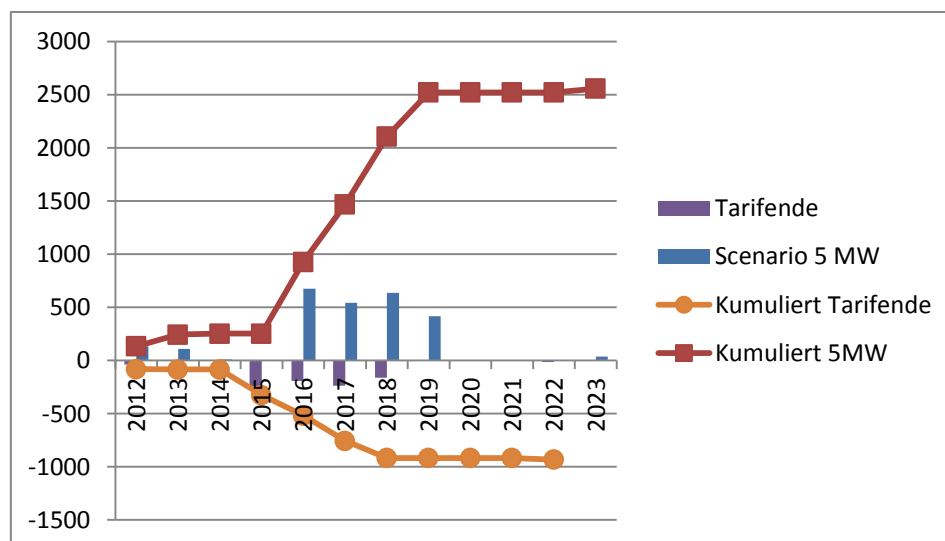
<sup>3</sup> Siehe Abbildung 22

<sup>4</sup> Auf Grund Angaben der Abbildung 21 und mit einer Tariflaufzeit von 13 Jahren (siehe Z 4.2.3.1.6)

<sup>5</sup> Ende Tariflaufzeit in MW/Durchschnittleistung Anlagen

Die Ergebnisse des 3 MW-Szenarios sind der *Abbildung 23* zu entnehmen. Dementsprechend kann eindeutig festgehalten werden, dass in Österreich ein Repowering-Boom ab 2016 zu erwarten ist. Dies hängt eng mit der Geschichte des österreichischen Windenergieausbaus zusammen: nach dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes ist ein Windkraftboom eingetreten, dem zufolge zwischen 2003 und 2006 zahlreiche neue Windkraftanlagen installiert wurden (siehe dazu Z 4.2.1.4). Wegen Stillstand des Windenergieausbaus infolge der Ökostromgesetz-Novelle 2006 (Z 4.2.1.5) kann auch ein Stillstand beim Repowering zwischen 2020 und 2022 prognostiziert werden. Erst ab 2023 können wieder Altanlagen durch Neuanlagen im Rahmen des Repowering ersetzt werden. Im Ergebnis des 3 MW-Szenarios ist bis 2023 mit einem Repowering-Potential von insgesamt 1.361 MW zu rechnen.

*Abbildung 24: Repowering-Potentiale bis 2023 – 5 MW Szenario*



In *Abbildung 24* ist das 5 MW-Szenario dargestellt, wobei die gleichen aktiven und passiven Perioden wie bei dem 3 MW Szenario zu finden sind. Im Ergebnis des 5 MW-Szenarios kann bis 2023 ein Repowering-Potential von insgesamt 2268,34 MW prognostiziert werden.

## 4.2 Repowering aus rechtlicher Sicht in Österreich

Die Geschichte der österreichischen Windenergienutzung reicht bis Ende der 80-er Jahre zurück, als eigene Messungen von individuellen Windenergieliebhabern die guten österreichischen Windverhältnisse aufzeigten [38].

Die Anzahl von neu errichteten Windenergieanlagen hängt eng damit zusammen, wie und in welchem Maße die politischen Zielsetzungen und dadurch die rechtlichen



Rahmenbedingungen den Ökostromausbau unterstützen bzw. unterstützt haben. Demzufolge wird im folgenden Teil der Master Thesis die Geschichte des österreichischen Windenergieausbaus durch die Zusammenfassung der historischen Schritte des Ökoenergie-Förderregimes dargestellt.

Die aktuellen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen werden in einem gesonderten Teil der Master Thesis (siehe Z 4.2.3) detailliert erläutert.

Abbildung 25: Windenergieausbau in Österreich von 1994 bis 2012[31]

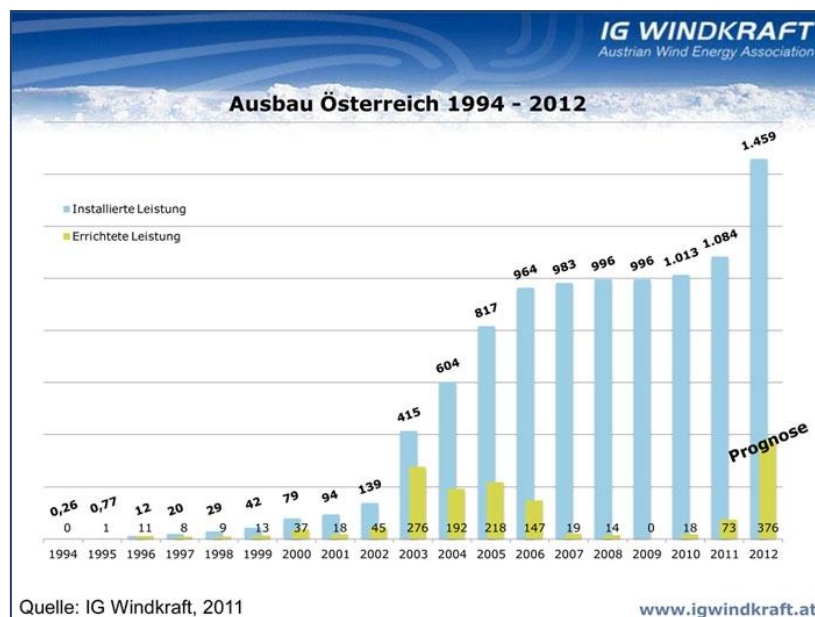


Abbildung 25 stellt eine Übersicht des österreichischen Windenergieausbaus zwischen 1994 und 2012 dar. Grün sind die jährlich neu installierten Leistungen in MW, blau sind die jährlichen kumulierten Gesamtleistungen in MW.

## 4.2.1 Österreichische Windenergieausbau-Geschichte

### 4.2.1.1 Erste Schritte

Die erste Förderregelung für erneuerbare Energie stammt aus 1994, damit wurde der sog. Verbundtarif (üblicher Tarif für produzierte Elektrizität) von ca. 65 Groschen für die ersten drei Betriebsjahre verdoppelt. Zusätzlich förderte das Umweltministerium die Errichtung von Windkraftanlagen mit 30 % Investitionskostenzuschuss. Der neuen Regelung zufolge wurde 1994 im Marchfeld die erste größere Windkraftanlage Österreichs mit einer Leistung von 150 kW errichtet [38]. Ab 1995 wurden weitere Windenergieanlagen erbaut. Im Jahr 1995 wurde das erste "Bürgerwindrad" in Michelbach errichtet, das von über hundert Personen

gemeinsam finanziert wurde. Mit Ende 1996 lief das erste Fördermodell aus. Bis Herbst 1999 wurden keine neuen Fördertarife eingeführt [38].

#### **4.2.1.2 EIWOG 1998**

1998 wurde ein neues einheitliches Stromgesetz, das sog. EIWOG, zur Umsetzung der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktlinie [53] beschlossen. Dieses Gesetz beinhaltete eine Regelung zur Abnahmepflicht der erneuerbaren Energien (ausgenommen Kleinwasserkraft) zu Mindestpreisen (Einspeisetarifen). Die energiepolitische Zielsetzung war, den Anteil an ökologisch erzeugtem Strom (ausgenommen Wasserkraft) bis zum Jahr 2005 von 0,3 % auf 3 % zu vervielfachen. Auf dieser Grundlage haben die Bundesländer ab Oktober 1999 diverse Verordnungen über Einspeisetarife erlassen. Im Ergebnis wurde Ende 2000 die installierte Leistung von den bestehenden 42 MW auf 79 MW (siehe *Abbildung 25*) fast verdoppelt [38].

#### **4.2.1.3 EIWOG 2000**

Im Dezember 2000 wurde das EIWOG mit dem Energieliberalisierungsgesetz [17] novelliert. Infolge der Novelle wurde der österreichische Elektrizitätsmarkt mit Wirkung zum 1. Oktober 2001 vollständig liberalisiert. Das frühere Tarifsysteem – Ökostrom-Abnahmepflicht der Netzbetreiber – wurde auch durch die Novelle beibehalten. Die Höhe der Einspeisetarife wurde in den Verordnungen der Bundesländer festgesetzt (§ 34 Abs. 1 EIWOG 2000). Bei der Bestimmung der Höhe der Einspeisetarife waren verbindlich auch die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten zu berücksichtigen. Darüber hinaus wurde ein sog. Systemnutzungstarif mit dem Ziel eingeführt, die aus der Ökostromabnahmepflicht stammenden Mehrkosten der Netzbetreiber zu decken. Ferner wurden im EIWOG 2000 sog. Ökoenergie-Prozentziele festgesetzt, d. h. dass die Netzbetreiber einen bestimmten Ökostromanteil an eingespeistem Strom erreichen mussten (1. Oktober 2001 – 1 %; 1. Oktober 2003 – 2 %, 1. Oktober 2005 – 3 % und ab 1. Oktober 2007 – 4 %), andernfalls waren sie zur Zahlung einer Ausgleichsabgabe verpflichtet [38].

In einigen Bundesländern (Wien, Kärnten, Vorarlberg und Steiermark) wurde die im EIWOG 2000 festgelegte Ökostrom-Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber uneingeschränkt eingeführt. Andere Bundesländer haben jedoch die Abnahmepflicht durch Landesgesetze eingeschränkt (Burgenland, Niederösterreich und Oberösterreich). Grund für diese Einschränkungen war, dass kein bundesweiter Ausgleichsmechanismus für die durch die

Abnahmepflicht entstehenden Mehrbelastungen der Verbraucher existierte. Demzufolge wären Verbraucher von windreichen Bundesländern mit erheblich höheren Mehraufwendungen belastet, wenn die Abnahmepflicht uneingeschränkt gelten würde [38].

#### 4.2.1.4 Ökostromgesetz 2002 – Windkraftboom 2003

Erst im Jahr 2002 hat es endlich eine bundesweite Rechtssicherheit für Windenergieanlagenbetreiber durch das Erlassen des Ökostromgesetzes gegeben, das am 1. Januar 2003 in Kraft trat.

Ziel war, bis 2007 einen 4 %-en Anteil an Ökostrom zu erreichen. Die Einspeisetarife wurden in einer gesonderten ministeriellen Einspeisetarifverordnung festgesetzt. So betrug der Einspeisetarif für Windenergie ab dem 1. Januar 2003 7,8 Cent/kWh, der den Betreibern für einen Zeitraum von 13 Jahren gesichert wurde. Die neuen Tarife galten nur für jene Anlagen, deren Bau vor 31. Dezember 2004 genehmigt wurde, und die bis zum 30. Juni 2006 errichtet wurden. Die vor 2003 genehmigten Anlagen erhielten die früheren Bundesländertarife auf 10 Jahre [38].

Abbildung 26: Entwicklung installierter Leistung in den Bundesländern [36]

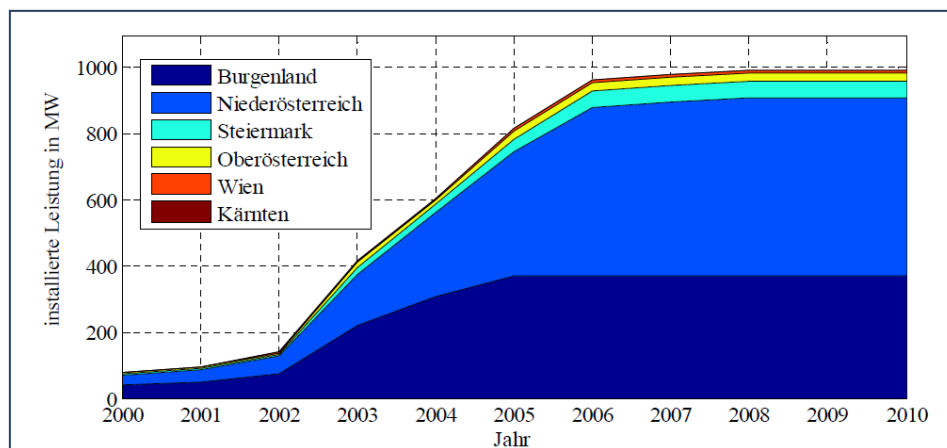


Abbildung 26 zeigt eindeutig, dass nach 2002 ein Windkraftboom – dank der oben beschriebenen gezielten Förderung – eingetreten ist. Zu diesem Zeitpunkt waren bereits die Anlagen der Megawattklasse verfügbar, und haben den überwiegenden Teil der installierten Windenergieanlagen ausgemacht. Infolgedessen wurde 2003 eine Gesamtleistung von 276 MW neu errichtet. 2004 konnte das starke Wachstum fortgesetzt werden, Ende 2004 erreichte die installierte Gesamtleistung 604 MW (424 WEA). In den Jahren 2004 bis 2006

hat sich die installierte Windleistung nahezu verdoppelt, und bis Ende 2006 eine Gesamtleistung von 964 MW erreicht (siehe *Abbildung 25*; [38]).

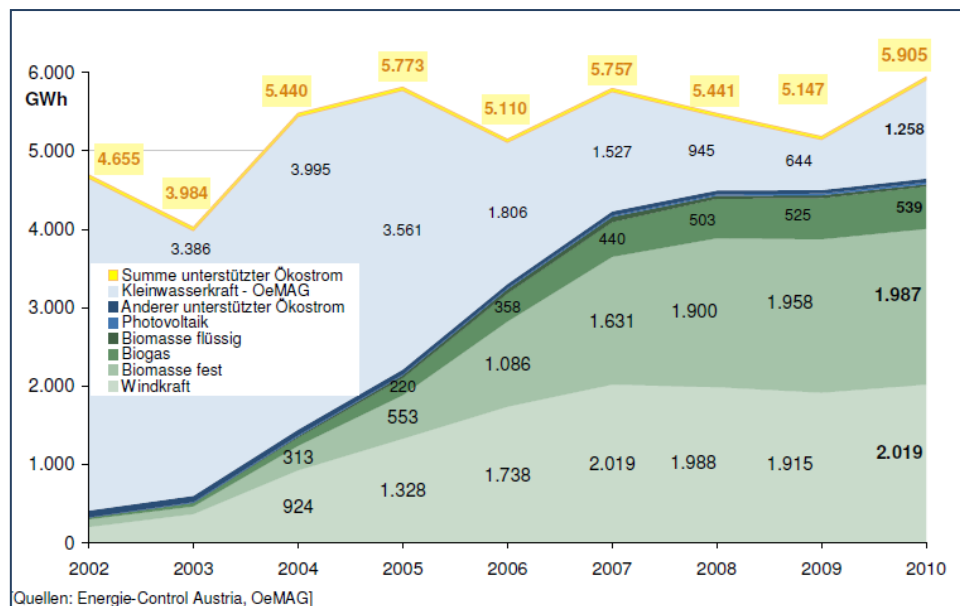
#### 4.2.1.5 Ökostromnovelle 2006 – Stillstand des Windkraftausbaus

Die Ökostromnovelle 2006 brachte drastische Einschränkungen für den Windenergiesektor, deshalb sind in der Windenergiebranche viele Unklarheiten und Rechtsunsicherheit im System aufgetaucht. Die Ökostrom-Abnahmepflicht wurde für Neuanlagen nur solange beibehalten, bis das jährliche virtuell bereitgestellte Kontingent an finanziellen Mitteln noch nicht ausgeschöpft wurde (Unterstützungsvolumen) [38].

Darüber hinaus wurden die Einspeisetarife für Windstrom zwischen 2006 und 2009 sehr niedrig festgesetzt, dem zufolge vier Jahre lang kaum ein Zubau von Windkraftleistung stattfand [38].

Die Ökostromgesetznovellen von 2007 und von 2008 brachten keine wesentlichen Änderungen aus Sicht des Ökostromaustaus. 2009 war die Engpassleistung in dem österreichischen Stromnetz – wegen Abbau einiger Altanlagen – sogar rückläufig [36]. Dieser rückläufige Trend lässt sich der *Abbildung 27* eindeutig entnehmen [45].

*Abbildung 27: Von ÖMAG abgenommene Ökostrommengen [45]*



#### **4.2.1.6 Ökostromnovelle 2009**

Erst die im Oktober 2009 in Kraft getretene Ökostromnovelle und die Einspeisetarifverordnung vom Februar 2010 brachten deutlich bessere Rahmenbedingungen aus Sicht der Betreiber von Windenergieanlagen.

Die Novelle hat folgende energiepolitische Ziele gesetzt, die positive Einwirkungen auf den künftigen Windkraftausbau haben:

- effizienter Einsatz von Fördermitteln für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, wobei das Förderungsregime im Einklang mit dem europäischen Gemeinschaftsrecht stehen soll;
- Gewährleistung umfangreicher Investitionssicherheit für die bestehenden und zukünftigen Anlagen;
- ein Ökostromanteil von 15 % ist bis 2015 zu erreichen, dabei ist die Errichtung von 700 MW neuer Windkraftleistung bis 2015 angestrebt [36].

Jedoch blieb der Vertragsabschluss für Ökostromabnahme mit ÖMAG weiterhin nur eingeschränkt, für ein jährlich begrenztes Kontingent möglich.

#### **4.2.1.7 Ökostromgesetz 2012**

Mit dem Ökostromgesetz 2012 (im Weiteren: ÖSG 2012) wurde eine ambitionierte Grundlage für die Ökostromförderung in Österreich beschlossen, die für neue Anlagen das seit 2003 geltende Ökostromgesetz vollständig ablöst.

Das ÖSG 2012 trat am 1. Juli 2012 vollständig in Kraft, und hat – aus Sicht der Windkraftbranche – die folgenden Neuerungen ins Ökostromsystem gebracht:

- die Abhängigkeit Österreichs von Atomstromimporten ist bis zum Jahr 2015 bilanziell zu beseitigen (§ 4 Abs. 1 Z. 7 ÖSG 2012; [9]). Jene Mengen, die derzeit bilanziell Atomstromimporten zugeordnet werden können, sind durch zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Technologien zu ersetzen;
- bis zum Jahr 2015 sind 15 % der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen in Form von gefördertem Ökostrom aufzubringen (§ 4 Abs. 2 ÖSG 2012; [9]);
- zusätzlich zum bereits in der Ökostromgesetznovelle 2009 formulierten Ziel zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bis 2015 (Windkraft: 700 MW) werden Ausbauziele bis 2020 formuliert. Demnach hat im Zeitraum 2010 bis 2020 ein

Ausbau von Windkraft im Ausmaß von 2.000 MW (oder etwa 4 TWh) unter Verfügbarkeit der Standorte zu erfolgen. (§ 4 Abs. 3 ÖSG 2012; [9]);

- sofern die Finanzmittel der ÖMAG für die Kontrahierung von Ökostrom nicht ausreichen, hat die ÖMAG die Vergütung von Ökostrom aliquot zu kürzen (§ 14 Abs. 5 ÖSG 2012, [9]);
- die Einspeisetarife werden weiterhin per Verordnung festgelegt. Künftig können Einspeisetarifverordnungen auch für zwei oder mehrere Kalenderjahre im Vorhinein festgelegt werden. Bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung gelten die für das jeweilige Vorjahr festgelegten Preise mit einem festgelegten Abschlag (§ 19 ÖSG 2012; [9]);
- der Wartelistenabbau bei der ÖMAG erfolgt durch Gewährung von Einspeisetarifen mit teilweisem Abschlag. So erhalten Windkraftanlagen, die einen Vertrag mit der ÖMAG im Kalenderjahr 2011 oder 2012 erhalten würden, wie bisher 9,7 Cent/kWh, Anlagen, die einen Vertrag im Jahr 2014 oder später erhalten würden, 9,5 Cent/kWh ausbezahlt. Das festgelegte jährliche Unterstützungsvolumen pro Jahr beträgt 50 Mio. Euro (§ 23 ÖSG 2012; [9]).

Die aus Sicht der Windenergie und des Repowering wichtigsten Bestimmungen des ÖSG 2012 werden in Ziffer 4.2.3.1 der vorliegenden Master Thesis detailliert analysiert.

Der Ökostromnovelle 2009 und dem ÖSG 2012 (siehe Z 4.2.1.6) zufolge wurden die Rahmenbedingungen für den weiteren Windenergieausbau wesentlich verbessert, daher ist ab 2012 und in den darauffolgenden Jahren wieder mit einem Boom des Windenergieausbaus zu rechnen [36].

2011 wurde insgesamt eine Windenergieleistung von etwa 72 MW (32 WEA) neu installiert. Der Großteil der Neuanlagen befindet sich in Niederösterreich (24 WEA, 48,3 MW) und im Burgenland (8 WEA, 23,6 MW). Anfang 2012 waren insgesamt 656 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.084 MW in Betrieb [31].

Laut Prognose der IG-Wind [31] ist 2012 in Österreich ein Leistungszubau von 376 MW zu erwarten, davon 131 MW in Niederösterreich und 244,8 MW im Burgenland. Dadurch wird die bestehende Gesamtleistung ca. um ein Drittel steigen. So ist die Gesamtleistung der Windkraftanlagen bis Ende 2012 mit 1.459 MW prognostiziert (siehe *Abbildung 25*), und

wird sich die jährliche österreichische Stromproduktion aus Windkraft von derzeit rund 2.200 GWh auf rund 3.000 GWh erhöhen [31].

## **4.2.2 Energiepolitische Zielvorgaben**

Der Einsatz erneuerbarer Energieträger spielt in der österreichischen Stromerzeugung seit Jahrzehnten eine bedeutende Rolle. Mit einem Anteil der erneuerbaren Energie von etwa 70 % am Bruttoinlandstromverbrauch hatte Österreich bereits 1997 eine klare Spitzenposition innerhalb der EU. Nach statistischen Angaben der Eurostat betrug 2010 der Anteil der erneuerbaren Energie am brutto Stromverbrauch in Österreich rund 62 %, womit Österreich im europäischen Vergleich den zweiten Platz nach Norwegen (mit 90 %) einnahm [77].

Die Forcierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen hat in Österreich auch heute höchste Priorität. Dabei wurden sowohl auf EU-Ebene, als auch in Österreich politische Zielvorgaben formuliert und Maßnahmen eingeführt, die im folgenden Teil der Master Thesis dargestellt werden.

### **4.2.2.1 *EU Vorgaben zum Einsatz erneuerbarer Energieträger***

#### **4.2.2.1.1 *Richtlinie 2001/77/EG***

Durch die Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [56] wurde ein Rechtsrahmen für den Markt für erneuerbare Energiequellen geschaffen, der die Notwendigkeit einer öffentlichen Förderung der Nutzung erneuerbarer Energie EU-weit anerkennt. Zentrales Anliegen der Richtlinie ist es, die Mitgliedstaaten zu veranlassen, durch Festsetzung von nationalen Richtzielen für die nächsten zehn Jahre, geeignete Maßnahmen zur Steigerung des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu ergreifen [56].

Durch diese Richtlinie wurde für Österreich ein Referenzwert für das Jahr 2010 mit einem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttoinlandstromverbrauch mit 78,1 % bestimmt, wobei dieser Referenzwert auf einen Bruttoinlandsstromverbrauch von 56,1 TWh im Jahr 2010 zu beziehen ist [56].

#### **4.2.2.1.2 EU 2020 Ziele**

Das im Jahr 2008 von den Staats- und Regierungschefs vereinbarte Legislativpaket „Energie- und Klimapakete“ legt die Gemeinschaftsziele bei der Verringerung der Treibhausgasemissionen fest, dabei sind folgende EU-weite Ziele bis 2020 vorgesehen:

- die Treibhausgasemissionen sollen gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 um 20 % verringert werden;
- der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch soll auf 20 % steigen (die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen auf 10 % bezüglich der im Verkehr eingesetzten Energie durch den Einsatz effizienter biogener Treibstoffe und Elektromobilität), sowie
- eine Erhöhung der Energieeffizienz in Richtung 20% wird angestrebt.

Die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (im Weiteren: Erneuerbare Richtlinie [55]) ist Teil des o. g. Legislativpakets. Österreich wurde durch die Erneuerbare Richtlinie dazu verpflichtet:

- den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % und am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor auf 10 % zu erhöhen;
- seine Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, bis 2020 um mindestens 16 % bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005 zu reduzieren. Für die dem EU-Emissionshandel unterliegenden Sektoren ist eine EU-weite Reduktion der Treibhausgase um 21 % gegenüber 2005 beschlossen worden [55].

#### **4.2.2.2 Österreichische energiepolitische Ziele**

##### **4.2.2.2.1 Energiestrategie 2010**

In der vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend gemeinsam mit dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft im März 2010 präsentierten Energiestrategie Österreich (im Weiteren: Energiestrategie; [18]) wurden umfassende Zielsetzungen für die zukünftige Energieversorgung Österreichs formuliert.

Durch die Energiestrategie wird die Erfüllung der durch EU-Richtlinien bestimmten Aufgaben sichergestellt, sowie die Richtung in Bezug auf das gesamte Energiesystem über



das Jahr 2020 hinaus bestimmt. Vorrangiges Ziel ist es, den Endenergieverbrauch bis 2020 auf dem Niveau von 2010 von 1.100 PJ (308 TWh) ausgehend von den folgenden drei Strategiesäulen zu stabilisieren:

- die Steigerung der Energieeffizienz,
- die Sicherstellung der Energieversorgung, sowie
- der engagierte Ausbau der erneuerbaren Energien [18].

Bei Erreichung der obigen energiestrategischen Ziele spielen Faktoren wie Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Sozialverträglichkeit, Kosteffizienz und Wettbewerbsfähigkeit die wichtigsten Rollen [18].

Auf Grund der Energiestrategie sollen erneuerbare Energieträger dort eingesetzt werden, wo das größte Nutzen in Bezug auf Kostenaufwand erreicht werden kann. So soll der Schwerpunkt der Stromerzeugung in Windkraft und Wasserkraft gesetzt werden. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern soll bis 2020 um 17 PJ (4,7 TWh) angehoben werden, das sind 1,5 % des Endenergieverbrauchs von 1.100 PJ (308 TWh) [18].

In Bezug auf Windenergie wurde in der Strategie festgehalten, dass der Ausbau von Windkraft in Österreich weiter fortgesetzt werden soll. *„Bis zum Jahr 2020 sollen die Erzeugungskapazitäten um bis zu rund 2.780 GWh (10 PJ) durch Neubau und Repowering bestehender Standorte erreicht werden. Interessenkonflikte und die Konzentration der Windkraft im Osten Österreichs und der damit verbundene notwendige Netzausbau müssen berücksichtigt werden. Bereits im Zeitpunkt der Erstellung der Energiestrategie lieferte Windkraft rund 7,56 PJ Strom ins Netz – das waren rund 3 % des gesamten Bedarfs. Beim Repowering von bestehenden Standorten sind die Förderlaufzeiten der bestehenden Anlage zu berücksichtigen und eine Verteuerung der Produktion ist zu vermeiden“* [18].

#### **4.2.2.2 Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie 2010**

Die Erneuerbare Richtlinie (Z 4.2.2.1.2; [55]) hat die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, einen Aktionsplan für erneuerbare Energie zu erstellen, in der die Anteile von verschiedenen erneuerbaren Energiequellen hinsichtlich jedes Sektors des Energiesystems (Verkehr-, Wärme und Kälte- und Elektrizitätssektor) festzulegen sind.

Der österreichische Nationale Aktionsplan für Erneuerbare Energie vom 2010 (im Weiteren: Aktionsplan; [44]) richtet sich grundsätzlich nach den Zielsetzungen der Energiestrategie

(siehe Z 4.2.2.2), und wurde entsprechend den Voraussetzungen der Erneuerbaren Richtlinie erstellt. Die Erreichbarkeit eines 34 %-igen Anteils von erneuerbaren Energien basiert einerseits auf der Reduktion des Endenergieverbrauchs um 13 %, und andererseits auf der Erhöhung des Volumens an erneuerbarer Energie bis 2020 gegenüber 2008 um 18 %. Zur Erreichung dieser Ziele sind bei einem angestrebten Endenergieverbrauch von 1.100 PJ grundsätzlich verschiedene Mengen an erneuerbare Energie möglich [44].

Der Aktionsplan enthält eine Prognose in Bezug auf verschiedene erneuerbare Energiequellen bis 2020, dementsprechend wurde die Gesamtleistung der Windenergie bis 2020 bei 2.578 MW mit Stromproduktion von 4.811 GWh abgeschätzt.

## **4.2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen der Windenergie in Österreich**

### **4.2.3.1 Ökostromgesetz 2012**

Wie bereits in Ziffer 4.2.1.6 der vorliegenden Master Thesis ausgeführt, wurde im Juli 2011 im Nationalrat ein neues Ökostromgesetz beschlossen. Einzelne Teile des Ökostromgesetzes (Warteschlangenabbau von Wind und Photovoltaik) traten bereits mit Kundmachung im Bundesgesetzblatt am 29. Juli 2011 in Kraft, andere sind erst nach Genehmigung durch die Europäische Kommission mit Anfang Juli 2012 in Kraft getreten.

Im Nachhinein werden einzelne Regelungen des Ökostromgesetzes aus Sicht der Windenergie und des Repowering analysiert.

#### **4.2.3.1.1 Ausbauziele**

Das ÖSG 2012 schafft eine langfristige Rechtssicherheit für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Bis zum Jahr 2015 ist die Neuerrichtung und Erweiterung von Anlagen in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass ein eingespeister Gesamtökostromanteil von 15% erreicht wird (Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW werden dabei nicht berücksichtigt (§ 4 Abs. 2 ÖSG 2012; [9]).

Das Gesetz sieht darüber hinaus ambitionierte technologiespezifische Ausbauziele vor, so ist die mengenmäßige wirksame Errichtung

- von 700 MW Windkraft bis 2015 (wurde bereits in Ökostromnovelle 2009 festgesetzt, siehe Z 4.2.1.6) und

- die mengenmäßig wirksame Errichtung von 2.000 MW Windkraft bis 2020 angestrebt (§ 4 Abs. 3-4 ÖSG 2012; [9]).

#### **4.2.3.1.2 *Recht auf Netzanschluss***

Jede Anlage hat das Recht, an das Netz jenes Netzbetreibers angeschlossen zu werden, innerhalb dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet. Netzbetreiber müssen alle angeschlossenen Anlagen gleich behandeln und transparent vorgehen (§ 6 ÖSG 2012, [9]).

#### **4.2.3.1.3 *Kontrahierungspflicht***

Das ÖSG 2012 sieht für Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine Abnahmepflicht zu festen Einspeisetarifen vor. Die Ökostromabwicklungsstelle ÖMAG (im Weiteren: ÖMAG) ist verpflichtet, die ihr angebotene elektrische Energie aus Ökostromanlagen durch Abschluss von Verträgen

- zu den in der Einspeiseverordnung festgelegten Einspeisetarifen (Z 4.2.3.1.5) und
- für die im § 16 ÖSG 2012 bestimmte Dauer (Z 4.2.3.1.6) abzunehmen (Kontrahierungspflicht § 12 ÖSG 2012; [9]).

Ökostromanlagen sind die Anlagen, die auf Antrag durch den zuständigen Landeshauptmann als solche anerkannt wurden (§ 7-9 ÖSG 2012; [9]).

Die Kontrahierungspflicht von ÖMAG besteht nur nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel für Ökostromanlagen (siehe Z 4.2.3.1.4).

Eine Kontrahierungspflicht der ÖMAG besteht auch für Anlagen, die den Ökostrom zum Marktpreis einspeisen (§ 13 ÖSG 2012, [9]).

#### **4.2.3.1.4 *Ökostrom-Fördervolumen***

Die Höhe der jährlich zur Verfügung gestellten Fördermittel wurde mit dem ÖSG 2012 deutlich erhöht, ab 2012 stehen jährlich künftig Fördervolumen von € 50 Mio. für Ökostromanlagen zur Verfügung. Dieser Betrag reduziert sich in den ersten 10 Jahren um 1 Mio. Euro jährlich. Vom jährlichen Volumen entfallen mindestens € 11,5 Mio. auf Windkraft und € 19 Mio. auf den Resttopf (PV-Netzparität), der sich jährlich um € 1 Mio. verringert (§ 23 ÖSG 2012; [9]).

Das Fördervolumen für Ökostrom definiert sich als Differenz von Einspeisetarif minus Strommarktpreis zuzüglich Ausgleichsenergie. Je niedriger der Strommarktpreis ist, desto geringer ist das Volumen, das mit der verfügbaren Unterstützung gefördert werden kann. Bei einem Marktpreis von 4,66 Cent/kWh (Durchschnitt für das Jahr 2010) können beispielsweise rund 223 MW an Windkraft gefördert werden. Im unten angeführten Beispiel (siehe *Tabelle 7*) wurden die € 19 Mio. aus dem Resttopf zu gleichen Teilen auf die verschiedenen Technologien verteilt [45].

*Tabelle 7: Finanzierbarer Ökostromausbau<sup>6</sup> [45]*

|                  | Verfügbares<br>Unter-<br>stützungs-<br>volumen | Aufteilung<br>Resttopf zu<br>gleichen<br>Teilen | Verfügbares<br>Unter-<br>stützungs-<br>volumen<br>inkl.<br>Resttopf | Durch-<br>schnittliche<br>Vergütung<br>2010 | Ausgleichs-<br>energie-<br>aufwand<br>2010 | Marktpreis<br>2010 | gesetzliche<br>Volllast-<br>stunden | mit Unter-<br>stützungs-<br>volumen<br>mögliche<br>Ökostromer-<br>zeugung | Leistung     | Ökostrom-<br>erzeugung<br>(Endver-<br>brauch öff.<br>Netz) |
|------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------------------------------|
|                  | Mio./Jahr                                      | Mio./Jahr                                       | Mio./Jahr                                                           | Cent/kWh                                    | Cent/kWh                                   | Cent/kWh           | h/Jahr                              | GWh                                                                       | MW           | %                                                          |
| Windkraft        | 11,5                                           | 4,75                                            | 16,25                                                               | 7,8                                         | 0,294                                      | 4,66               | 2.150                               | 478,8                                                                     | 222,7        | 0,87%                                                      |
| Biomasse, Biogas | 10                                             | 4,75                                            | 14,75                                                               | 13,8                                        | 0,045                                      | 4,66               | 6.500                               | 160,8                                                                     | 24,7         | 0,29%                                                      |
| Kleinwasserkraft | 1,5                                            | 4,75                                            | 6,25                                                                | 5,1                                         | 0,045                                      | 4,66               | 4.000                               | 1.190,5                                                                   | 297,6        | 2,16%                                                      |
| PV maximal       | 8                                              | 4,75                                            | 12,75                                                               | 52,8                                        | 0,045                                      | 4,66               | 950                                 | 26,5                                                                      | 27,9         | 0,05%                                                      |
| Resttopf         | 19                                             | -                                               | -                                                                   | -                                           | -                                          | -                  | -                                   | -                                                                         | -            | -                                                          |
| <b>SUMME</b>     | <b>50</b>                                      |                                                 |                                                                     |                                             |                                            |                    |                                     | <b>1.856,5</b>                                                            | <b>572,9</b> | <b>3,38%</b>                                               |

Quelle: Energie-Control Austria, Stand Oktober 2011

Wird der oben angeführten Rechnung ein Marktpreis von 5,65 Cent/kWh (Durchschnitt für das Jahr 2011) zugrunde gelegt, können mit dem verfügbaren Unterstützungsvolumen jährlich Windkraftanlagen mit insgesamt 314 MW Leistung gefördert werden [45].

#### 4.2.3.1.5 Einspeisetarif

Ökostromanlagen, die einen Vertrag erhalten, liefern ihren Strom zu in der Ökostromverordnung festgelegten Einspeisetarifen an ÖMAG. Die Einspeisetarife sind in der Ökostromverordnung festgesetzt.

Für das Jahr 2012 fixiert die Ökostromverordnung 2012 (ÖSVO 2012; [66]) den Einspeisetarif für Windkraftanlagen mit 9,5 Cent/kWh (§ 6 ÖSVO 2012). Dieser Tarif gilt für Einspeisetarifverträge, für die ein Antrag auf Kontrahierung bei ÖMAG im Jahr 2012 gestellt wird (§ 1 Abs. 3 ÖSVO 2012; [66]).

<sup>6</sup> Basis ÖSG 2012, Annahme: Verteilung Resttopf zu gleichen Teilen

Für Anlagen, für welche bereits einmal ein Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen wurde, gelten der Tarif und die Laufzeit gemäß den Konditionen des erstmaligen Vertragsabschlusses (§ 1 Abs. 4 ÖSVO 2012;[66]).

#### **4.2.3.1.6    *Tariflaufzeit***

Die Dauer der Kontrahierungspflicht für Windkraftanlagen beträgt 13 Jahre ab Kontrahierung mit ÖMAG (§ 16 ÖSG), d.h. ab Beginn der Ökostromabnahme gemäß den Bestimmungen von § 12 ÖSG (Kontrahierung zum Einspeisetarif; [9]; siehe dazu Z 4.2.3.1.3).

Vor dem Zeitpunkt der Kontrahierung ist die Abnahme zum Marktpreis nicht ausgeschlossen, und wird dadurch die Tariflaufzeit nicht gekürzt.

#### **4.2.3.1.7    *Vergabe von neuen Förderverträgen und Antragstellung***

Mit dem Betreiber ist unter Berücksichtigung des sich aus dem Zeitpunkt der Antragstellung ergebenden Ranges zum nächstmöglichen Zeitpunkt ein Vertrag über die Kontrahierung, also Abnahme von Ökostrom, abzuschließen (§ 15 Abs. 5 ÖSG 2012).

Für die Vergabe der Förderverträge durch ÖMAG gilt das „First-come, first-served“ Prinzip. Anträge, die keinen Vertrag infolge der Erschöpfung des jährlichen Unterstützungsvolumens erhalten, kommen in eine Warteschlange.

Der Vertragsabschluss erfolgt zu jenem Tarif, der im Zeitpunkt der Antragstellung in Kraft war (§ 18 Abs. 1; [9]). Der Antrag erlischt automatisch nach Ablauf des dritten Folgejahres nach Erlangen des Antrags (§ 15 Abs. 5 ÖSG 2012, [9]).

#### **4.2.3.1.8    *Inbetriebnahmefrist der Windenergieanlagen***

Wird die Windkraftanlage nicht innerhalb von 36 Monaten nach Annahme des Antrags in Betrieb genommen, gilt der Vertrag auf Kontrahierung von Ökostrom als aufgelöst, sofern der Antragsteller nicht glaubhaft macht, dass die Ursachen dafür nicht in seinem Einflussbereich liegen (§ 15 Abs. 6 ÖSG 2012; [9]).

Dies gilt auch für jene Anlagen, die die sofortige Kontrahierung gemäß § 56 Abs. 4 ÖSG 2012 in Anspruch nehmen. Für Betreiber jener Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des

ÖSG 2012 einen Vertrag abgeschlossen haben, gilt das ÖSG 2002 mit einer 24-monatigen Frist zur Inbetriebnahme [9].

#### **4.2.3.1.9    *Aufbringung der Fördermittel***

Die Aufbringung der Fördermittel erfolgt über Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag. Die Ökostrompauschale ist gemäß § 45 ein von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern einzuhebender Pauschalbetrag, gestaffelt nach Netzebenen (€ 11 auf Netzebene 7, € 320 auf Netzebene 6, bis zu € 35.000 auf Netzebene 1 bis 3); [9].

Darüber hinaus hat der Wirtschaftsminister nach § 48 ÖSG 2012 jährlich im Vorhinein einen Ökostromförderbeitrag zu verordnen, der von allen ans öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern einzuheben ist. Dies ist ein Betrag im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten. Laut Ökostromförderbeitragsverordnung 2012 wird der zu entrichtende Ökostromförderbeitrag für das zweite Halbjahr 2012 mit 15,4 % des österreichweit durchschnittlichen, je Netzebene zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelts festgelegt [65].

#### **4.2.3.2    *ElWOG 2010 und dessen Ausführungsgesetze in NÖ und Burgenland***

Wie in Z 4.2.1.2 bereits dargestellt, wurden 1998 mit dem ElWOG – zur Umsetzung der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie – bundesweite einheitliche Vorschriften für den österreichischen Strommarkt geschaffen. Im folgenden Teil der Arbeit werden nur jene Vorschriften des ElWOG 2010 diskutiert, die eine wichtige Rolle aus Sicht der Errichtung und des Betriebs von Windenergieanlagen spielen. Dabei ist es zu betonen, dass das ElWOG 2010 zahlreiche Grundsatzbestimmungen enthält, die in Ausführungsgesetzen der Landesgesetzgebungen umgesetzt werden müssen. Jedoch ist die Ausführungsgesetzgebung an die Grundsätze des ElWOG 2010 gebunden.

Werden im vorliegenden Teil der Master Thesis Grundsatzbestimmungen des ElWOG 2010 diskutiert, so werden an der jeweiligen Stelle auch die passenden Landesausführungsgesetze der zwei größten „Windbundesländer“, von Burgenland und Niederösterreich erörtert.

#### **4.2.3.2.1 Netzzugangs- und Netzanschlussfragen**

Wie bereits unter Z 4.2.3.1.2 ausgeführt, hat jede Anlage das subjektive Recht, an das Netz jenes Netzbetreibers angeschlossen zu werden, innerhalb dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet (§ 6 ÖSG 2012; [9]).

##### **➤ Geregelter Netzzugang**

Gemäß § 15 ElWOG 2010 sind Netzbetreiber verpflichtet, den Netzzugang –zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten – zu gewähren (Grundsatzbestimmung; § 15 ElWOG 2010; [8]). Sowohl § 24 Abs. 1 des burgenländischen Elektrizitätswesengesetzes 2006 (im Weiteren: Bgld. ElWG 2006; [22]) als auch § 30 des niederösterreichischen Elektrizitätswesengesetzes 2005 (im Weiteren: NÖ ElWG 2005; [40]) haben diese Regelung unter dem Titel „*Geregelter Netzzugang*“ wortwörtlich übernommen. Darüber hinaus enthalten die untersuchten Landesgesetze eine Regelung darüber, dass die Netzzugangsberechtigten einen Rechtsanspruch haben, die Nutzung der Netze auf Grundlage der jeweils genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen und der von der Regulierungsbehörde jeweils bestimmten Systemnutzungsentgelte zu begehren [8]; [22]; [40].

Gemäß § 17 ElWOG 2010 dürfen die Bedingungen für den Zugang zum System nicht diskriminierend sein. Sie dürfen keine missbräuchlichen Praktiken oder ungerechtfertigten Beschränkungen enthalten und die Versorgungssicherheit und die Dienstleistungsqualität nicht gefährden (Grundsatzbestimmung; § 17 ElWOG 2010; [8]). Die wesentlichen Fragen des Netzzugangs haben Netzbetreiber in den gemäß § 17 Abs. 3 gestalteten allgemeinen Bedingungen zu regeln. Mit § 27 Bgld. ElWG 2006 und § 33 NÖ ElWG 2005 wurden diese Regelungen im Burgenland und in NÖ vollständig übernommen [8]; [22]; [40].

##### **➤ Allgemeine Anschlusspflicht**

Die Betreiber von Verteilernetzen haben eine allgemeine Anschlusspflicht (§ 45 Z 2 ElWOG 2010, Grundsatzbestimmung; [8]), d. h. dass sie dazu verpflichtet sind, allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Netzanschluss abzuschließen. Die Ausführungsgesetze können jedoch Ausnahmen von der allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen (§ 46 ElWOG 2010, Grundsatzbestimmung; [8]). Diese Regelung wurde in die

geprüften Landesgesetze übernommen, und um folgende Ausnahmen ergänzt. Die allgemeine Anschlusspflicht besteht nach § 34 Bgld. ElWG 2006 und nach § 40 NÖ ElWG 2005 nicht

- soweit der Anschluss dem Verteilernetzbetreiber unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer im Einzelfall technisch oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist;
- gegenüber Netzzugangsberechtigten, denen elektrische Energie mit einer Nennspannung von über 110 kV übergeben werden soll, und
- gegenüber Erzeugern, die elektrische Energie mit einer Nennspannung von über 110 kV übergeben.

Ob die allgemeine Anschlusspflicht besteht, hat die Behörde auf Antrag eines Netzzugangsberechtigten oder eines Verteilernetzbetreibers mit Bescheid festzustellen [8]; [22]; [40].

#### ➤ **Ausgestaltung der Anschlusspflicht durch Allgemeine Bedingungen der Verteilernetzbetreiber**

Verteilernetzbetreiber sind in Niederösterreich die EVN Netz GmbH (in Weiteren: EVN) und im Burgenland die BEWAG NETZ GmbH (im Weiteren: BEWAG). In ihren – von der Regulierungsbehörde genehmigten – allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz haben die o.g. Verteilernetzbetreiber ihre gesetzliche allgemeine Anschlusspflicht – wortwörtlich gleich – konkretisiert und ein detailliertes Prozedere sowie Abwägungskriterien festgelegt:

*„Die Anlage des Netzkunden ist grundsätzlich mit dem System von EVN/BEWAG an dem technisch geeigneten Punkt, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzkunden zu verbinden. Bei der Ausarbeitung des Anschlusskonzeptes hat EVN/BEWAG.....die technischen Zweckmäßigkeiten, insbesondere die Vermeidung von technischen Überkapazitäten und die Versorgungsqualität sowie die wirtschaftlichen Interessen aller Netzkunden im Hinblick auf die Verteilung von Netzkosten auf alle Netzkunden und die berechtigten Interessen des anschlusswerbenden Netzkunden angemessen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind die gesetzlichen Anforderungen an EVN/BEWAG hinsichtlich Ausbau, Betrieb und Sicherheit ihres Netzes zu berücksichtigen. Es besteht somit kein Rechtsanspruch des Netzkunden auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten*



*Netzanschlusspunkt und die günstigste Übergabestelle*“ (lit. B Z IV.1 AB EVN, [3] und lit. B Z IV.1 AB BEWAG [2]).

Demzufolge werden die Windenergieanlagen in der Praxis mit dem System nur an dem vom Verteilernetzbetreiber bestimmten technisch geeigneten Punkt verbunden, wobei auch die wirtschaftlichen Interessen aller Netzkunden berücksichtigt werden. Somit besteht praktisch kein Rechtsanspruch auf den ausschließlich für einen Anlagenbetreiber wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt.

Bemerkenswert ist die deutsche Regelung, die im Gegensatz zur österreichischen Regelung einen Anspruch der Anlagenbetreiber auf den nächsten Netzanschlusspunkt begründet. So sind deutsche Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, Windenergieanlagen unverzüglich und vorrangig an der Stelle anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und andererseits in der Luftlinie die kürzeste Distanz zum Standort der Anlage aufweist (§ 5 EEG; [20]; siehe Z 3.3.1.1.1).

#### ➤ **Nicht ausreichende Leitungskapazitäten**

Wären die vorhandenen Leitungskapazitäten nicht ausreichend, um allen Anträgen die Nutzung des Systems zu gewähren, so haben Transporte von Kunden mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern Vorrang (Grundsatzbestimmung; § 20 ElWOG 2010; [8]). § 25 Bgld. ElWG 2006 und § 31 NÖ ElWG 2005 enthalten eine ähnliche Regelung mit dem Titel „*Netzzugang bei nicht ausreichenden Kapazitäten*“ [8]; [22]; [40].

#### ➤ **Verweigerung des Netzzugangs**

Der Netzzugang kann nur in den im § 21 Abs. 1 ElWOG 2010 ausgeführten Fällen und mit Begründung gegenüber Netzzugangsberechtigten verweigert werden:

- außergewöhnliche Netzkapazitäten (Störfälle);
- mangelnde Netzkapazitäten;
- wenn der Netzzugang von einem nicht zugelassenen Kunden beantragt wurde;
- wenn ansonsten Elektrizität aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien trotz Eingehens auf die aktuellen Marktpreise verdrängt würde, wobei Möglichkeiten zum Verkauf dieser elektrischen Energie an Dritte zu nutzen sind [8].

Die untersuchten Landesausführungsgesetze enthalten eine ähnliche Regelung unter dem Titel „*Verweigerung des Netzzugangs*“. Netzbetreiber haben im Fall der Verweigerung des

Netzzugangs wegen mangelnder Netzkapazitäten auf schriftliches Verlangen eines Netzzugangsberechtigten bekannt zu geben, welche konkreten Maßnahmen zum Ausbau des Netzes im einzelnen erforderlich wären, um den Netzzugang durchzuführen, und aus welchen Gründen diese noch nicht erfolgt sind. Dafür kann der Netzbetreiber ein angemessenes Entgelt verlangen, wenn er die Netzzugangsberechtigte oder den Netzzugangsberechtigten auf die Entstehung von Kosten zuvor ausdrücklich hingewiesen hat (§ 26 Bgld. ElWG 2006 und § 32 NÖ ElWG 2005; [8]; [22]; [40]).

#### ➤ **Recht zum Netzanschluss**

Nach § 44 ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) haben Betreiber von Verteilernetzen das Recht, innerhalb des von ihren Verteilernetzen abgedeckten Gebietes alle Erzeuger, die Strom mit Nennspannung von max. 110 kV übergeben, an ihre Netze anzuschließen (§ 33 Bgld. ElWG 2006 und § 39 NÖ ElWG 2005; [8]; [22]; [40]).

#### ➤ **Kosten des Netzzutritts**

Auf Grund§ 34 Abs. 4 NÖ ElWG 2005 und § 28 Abs. 4 Bgld. ElWG 2006 sind die Netzbetreiber berechtigt, bei Neuanschlüssen oder bei Erhöhungen der Anschlussleistung (Netzzutritt) die Kosten zu verlangen, die zur Abgeltung der notwendigen Aufwendungen für die Errichtung und Ausgestaltung von Leitungsanlagen, die Voraussetzung für die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen, erforderlich sind. Die im ElWOG bestimmten Systemnutzungstarife (siehe Ziffer 4.2.3.2.2) bleiben davon unberührt [8]; [22]; [40]).

#### **4.2.3.2.2 Entgelte**

Zur Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, haben die Netzbenutzer ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Das Systemnutzungsentgelt besteht aus den im § 51 Abs. 2 ElWOG 2010 angeführten Bestandteilen. Die Höhe der Entgelte ist durch Verordnung der Regulierungskommission in Euro bzw. Cent pro Verrechnungseinheit zu bestimmen. Eine darüber hinausgehende Verrechnung von Entgelten im Zusammenhang mit Netzbetrieb ist unzulässig [8].

Aus Sicht der Windkraftanlagen-Betreiber haben das Netzverlustentgelt, das Netzzutrittsentgelt und das Systemdienstleistungsentgelt Bedeutung. Bemerkenswert ist, dass Windkraftanlagen-Betreiber mit dem Netzzutrittsentgelt zwar die Kosten der unmittelbaren

Anschlussherstellung zu tragen haben, nicht jedoch Kosten für den notwendigen Ausbau des Netzes, welche mit dem ausschließlich durch Entnehmer zu bezahlenden Netzbereitstellungsentgelt abgegolten wird (z. B. die Verstärkung von Leitungen oder Errichtung von Umspannwerken etc.).

#### ➤ **Netzverlustentgelt**

Das Netzverlustentgelt haben Einspeiser von Strom zu entrichten mit Ausnahme von Kraftwerkparcs mit einer Anschlussleistung bis inklusive 5 MW.

Durch das Netzverlustentgelt werden jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen zu entrichten (§ 53 ElWOG 2010; [8]).

Die mit der Novelle 2009 zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 der E-Control eingeführte Kostentragungsregelung für das Netzverlustentgelt (auch Einspeiser haben Netzverlustentgelt zu entrichten; davor nur Entnehmer) wurde im Wege von Gesetzes- und Verordnungsprüfungsanträgen vor dem Verfassungsgerichtshof bekämpft. Der Verfassungsgerichtshof hat in mehreren Entscheidungen des Jahres 2011 die gesetzliche Grundlage für das Netzverlustentgelt als nicht hinreichend determiniert aufgehoben [VfSlg 19422] und in Folge die Systemnutzungstarife-Verordnungen für die Jahre 2009, 2010 und 2011 aufgehoben [VfGH vom 27.9.2011, V59/09 ua - G78/11; V67/11 ua; V114/11; V127/11; V2/12]. Derzeit sind noch Verfahren vor den ordentlichen Gerichten anhängig, in denen zu klären ist, ob auch mangels geltender Verordnung von Einspeisern ein Netzverlustentgelt zu bezahlen ist.

#### ➤ **Netzzutrittsentgelt**

Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit einem erstmaligen Netzanschluss oder mit der Abänderung eines Netzanschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung unmittelbar verbunden sind.

Das Netzzutrittsentgelt ist einmalig zu entrichten und auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Wurden Netzanschlusskosten von Netznutzern selbst getragen, so sind diese vom Netzzutrittsentgelt abzuziehen.

Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorsehen kann (§ 54 ElWOG 2010, [8]). In der Praxis ist eine Pauschalierung des Netzzutrittsentgeltes üblich.

#### ➤ **Systemdienstleistungsentgelt**

Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer<sup>7</sup> jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen. Das Systemdienstleistungsentgelt beinhaltet die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie aufgebracht wird.

Das Systemdienstleistungsentgelt ist arbeitsbezogen zu bestimmen und von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW regelmäßig zu entrichten (§ 56 ElWOG 2010, [8]).

#### **4.2.3.3 Genehmigungrechtliche Fragen**

Windkraftanlagen sind den gesetzlichen Grundlagen zur Errichtung von Bauwerken unterstellt. Dabei sind hauptsächlich die baurechtlichen, raumordnungsrechtlichen, elektrizitätsrechtlichen, naturschutzrechtlichen, wasserrechtlichen, luftfahrtrechtlichen bzw. UVP-rechtlichen Vorschriften zu beachten. Es ist zu betonen, dass in jedem Bundesland unterschiedliche Bestimmungen gelten, mit Ausnahme des UVP-Rechts, des Luftfahrtrechts und des Wasserrechts, die bundesweit gelten.

Im folgenden Teil der Master Thesis werden die wichtigsten genehmigungsrechtlichen Regelungen zusammengefasst, die Projektentwickler von Windparkprojekten bzw. Repowering-Projekten berücksichtigen sollen. Bei Landesrecht limitiert sich die Prüfung auf die zwei größten „Windbundesländer“, Niederösterreich und das Burgenland.

---

<sup>7</sup>Regelzone ist die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistung-Frequenz-Regelung ausgerüstet und betrieben wird. *Regelzonenführer* ist derjenige, der für die Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Regelzone verantwortlich ist, wobei diese Funktion auch seitens eines dritten Unternehmens, das seinen Sitz in einem anderen Mitgliedstaat der EU hat, erfüllt werden kann (§ 7 Abs. 1 Z 59-60 ElWOG 2010)

Aus genehmigungsrechtlicher Sicht kann man grundsätzlich zwischen zwei Projekttypen unterscheiden:

- das einfache Genehmigungsverfahren, wenn kein UVP-Verfahren durchzuführen ist und
- das UVP-Verfahren.

#### **4.2.3.4 Einfaches Genehmigungsverfahren**

Ist das Projekt keiner UVP zu unterziehen, so sind folgende Genehmigungen einzuholen:

- elektrizitätsrechtliche Genehmigung (Anlagengenehmigung),
- Baugenehmigung,
- naturschutzrechtliche Bewilligung,
- luftverkehrsrechtliche Bewilligung.

Die Genehmigungsverfahren werden auf Grund der landesrechtlichen Vorschriften durchgeführt. Im folgenden Teil der Master Thesis werden nun die rechtlichen Rahmenbedingungen in Niederösterreich und im Burgenland dargestellt.

##### **4.2.3.4.1 Anlagengenehmigung in Niederösterreich und im Burgenland**

In Niederösterreich ist das NÖ ElWG 2005 für die elektrizitätsrechtliche Genehmigung anzuwenden. Nach § 5 Abs. 1 NÖ ElWG 2005 bedarf die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung<sup>8</sup> von mehr als 50 kW – unbeschadet der nach anderen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen oder Bewilligungen – einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).

Nach § 11 Abs. 1 NÖ ElWG 2005 sind Erzeugungsanlagen entsprechend dem Stand der Technik so zu errichten, zu ändern und zu betreiben, dass dadurch

- das Leben / die Gesundheit der Betreiber nicht gefährdet werden;
- das Leben, die Gesundheit oder das Eigentum oder sonstige dingliche Rechte der Nachbarn nicht gefährdet werden,
- Nachbarn durch Lärm, Geruch, Erschütterung, Wärme, Schwingungen, Blendung oder in anderer Weise nicht unzumutbar belästigt werden,

---

<sup>8</sup>Engpassleistung ist laut § 2 Abs. 1 Z 15 NÖ ElWG „die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen“, „d. h. die maximale Dauerleistung, die eine Anlage unter Normalbedingungen abgeben kann.“

- die zum Einsatz gelangende Energie unter Bedachtnahme auf die Wirtschaftlichkeit effizient eingesetzt wird, und
- der Standort geeignet ist [40].

Ob Belästigungen zumutbar sind, ist danach zu beurteilen, wie sich die verursachten Änderungen der tatsächlichen örtlichen Verhältnisse auf ein gesundes, normal empfindendes Kind und auf einen gesunden, normal empfindenden Erwachsenen auswirken. Der Standort ist jedenfalls dann nicht geeignet, wenn das Errichten oder Betreiben der Anlage durch raumordnungsrechtliche Vorschriften verboten ist (§ 11 Abs. 3 NÖ ElWG; [40]).

Das Bgld. ElWG 2006 regelt die Frage der Anlagengenehmigung gleich wie das niederösterreichische Gesetz (§ Nach §§ 5, 11, § 61 Bgld. ElWG 2006; [8], [22]).

#### **4.2.3.4.2 Baugenehmigung**

Bei Erteilung der Baugenehmigung spielen die raumplanungsrechtlichen Regelungen, vor allem die Frage der Flächenwidmung, sowohl in NÖ, als auch im Burgenland eine entscheidende Rolle.

##### **➤ Flächenwidmung in Niederösterreich**

In Niederösterreich existiert seit einigen Jahren ein Windkataster, in dem Eignungs- und Ausschlussparameter der energetischen Nutzung der Windkraft visualisiert werden. Das Land NÖ hat regionenweise (Waldviertel, NÖ Mitte, Weinviertel, Südliches NÖ ohne Wiener Neustadt und Neunkirchen, Raum Wiener Neustadt und Neunkirchen) Studien zur Windkraftnutzung erstellen lassen, die in mehreren Etappen ausgearbeitet wurden, und verschiedene Eignungs- und Ausschlussparameter berücksichtigen. In Niederösterreich wurden jedoch – im Gegensatz zum Burgenland – keine bindenden Eignungszonen für Windenergieanlagen ausgewiesen. Die Anlagen werden im Einzelfall unter Berücksichtigung von Eignungs- und Ausschlussgründen genehmigt [14].

In Niederösterreich ist nach § 19 Abs. 6 NÖ Raumordnungsgesetz (im Weiteren: NÖ ROG 1976; [43]) die Errichtung einer Windenergieanlage nur auf einer im Flächenwidmungsplan als „Grünland-Windkraftanlage“ ausgewiesenen Fläche zulässig. Die entsprechende Flächenwidmung ist eine zwingende Voraussetzung für die materiell-rechtlichen Bewilligungsbescheide auf Projektebene. Für die Widmungsfläche ist es

ausreichend, wenn die für das Fundament einer Windkraftanlage erforderliche Fläche gewidmet wird (§ 19 Abs. 2 Z 19 NÖ ROG 1976; [43]).

Bei der Widmung einer Fläche für Windkraftanlagen müssen nach § 19 Abs. 3a NÖ ROG 1976 eine mittlere Leistungsdichte des Windes von mindestens  $220 \text{ W/m}^2$  in 130 m Höhe über dem Grund vorliegen und folgende Mindestabstände eingehalten werden:

- 1.200 m zu gewidmetem Wohnbauland und Bauland-Sondergebiet mit erhöhtem Schutzanspruch;
- 750 m zu landwirtschaftlichen Wohngebäuden und erhaltenswerten Gebäuden im Grünland, Grünland Kleingärten und Grünland Campingplätzen
- 2.000 m zu gewidmetem Wohnbauland, welches nicht in der Standortgemeinde liegt. Wenn sich dieses Wohnbauland in einer Entfernung von weniger als 800 m zur Gemeindegrenze befindet, dann beträgt der Mindestabstand zur Gemeindegrenze 1.200 m. Mit Zustimmung der betroffenen Nachbargemeinde(n) kann der Mindestabstand von 2.000 m auf bis zu 1.200 m reduziert werden [1], [14], [43].

Aufgrund obiger gesetzlicher Rahmenbedingungen sind für die Standortbestimmung von Windenergieanlagen zwingend die oben ausgeführten Abstände zu den genannten Widmungsarten einzuhalten.

#### ➤ Flächenwidmung im Burgenland

Nach § 11 Abs. 1 Burgenländisches Raumplanungsgesetz (im Weiteren: RaumplG Bgld.; [23]) obliegt den Gemeinden im eigenen Wirkungsbereich die örtliche Raumplanung. Sie erfolgt durch Aufstellung von Flächenwidmungsplänen, von Bebauungsplänen oder Bebauungsrichtlinien.

Gemäß § 16 Abs. 1 RaumplG Bgld. sind alle Flächen, die nicht als Bauland, Verkehrsfläche oder Vorbehaltsfläche gewidmet sind, Grünflächen. Grünflächen nicht landwirtschaftlicher Nutzung sind im Flächenwidmungsplan entsprechend ihrer Verwendung gesondert auszuweisen (§ 16 Abs. 2 RaumplG Bgld.; [23]). Dies gilt auch für Windkraftanlagen, so ist bei der Errichtung im Grünland eine Sonderwidmung erforderlich. Ist eine Anlage auf Bauland geplant, so hat die Standortgemeinde darüber zu entscheiden, ob der Anlagenbau mit der Flächenwidmung vereinbar ist [14], [23].

Im Rahmen eines Projektes des Österreichischen Instituts für Raumplanung (ÖIR) wurde ein „*Rahmenkonzept für Windkraftanlagen Burgenland*“ ausgearbeitet. Dieses Konzept wurde von der Burgenländischen Landesregierung zustimmend zur Kenntnis genommen und ist als fachliche Grundlage in den behördlichen Verfahren heranzuziehen. Damit verfügt das Burgenland als einziges Bundesland Österreichs über eine fundierte, verbindliche Grundlage zur Nutzung der Windenergie bzw. für die Errichtung von Windkraftanlagen.

Im Rahmenkonzept für Windkraftanlagen sind Zonen verschiedener Eignung (bzw. Nicht-Eignung) für Windkraftanlagen ausgewiesen. Als Ausschlusszonen wurden insbesondere die aus der Sicht des Vogelschutzes festgelegten Schutzgebiete, die Natura 2000-Gebiete sowie Gebiete, die aus Sicht von Naturschutz, Raumplanung und Landschaftsbild für Windkraftanlagen nicht geeignet sind, festgelegt. Auf der Grundlage dieser Rahmenbedingungen wurden rund 10 % der Fläche des Planungsgebietes als Eignungszonen für Windkraftanlagen festgelegt. Für diese Eignungszonen wurden auch Höhenbeschränkungen betreffend der Gesamthöhe der Windkraftanlagen (Nabenhöhe und Rotorradius) von 100 m, 125 m und 140 m festgelegt [14], [46].

Daher ist bei der Flächenwidmung grundsätzlich zu beachten, dass die beabsichtigte Lage der Windkraftanlage sich in einer „*Eignungszone für Windkraftanlagen*“ befindet. Ist dies der Fall, so hat die Gemeinde für Grünflächen die Widmung „*Windkraftanlagen*“ festzulegen. Durch die bindenden Eignungszonen für Windkraftanlagen ist daher im Burgenland die Standortsuche und Projektplanung wesentlich erleichtert [14], [23].

Bei Windenergieanlagen der heutigen Standardgrößen, d. h. mit einer Blattspitzenhöhe von 185 m und mehr empfiehlt es sich, sowohl von Wohnbauland als auch von landwirtschaftlichen Einzelgehöften größere Mindestabstände vorzusehen. Im Burgenland wurden bisher folgende ausgewiesene Mindestabstände herangezogen:

- 1.000 m zu gewidmetem Wohnbauland,
- 750 m zu landwirtschaftlichen Einzelgehöften und
- 500 m zum bewirtschafteten Autobahn-Raststationen [61].



#### **4.2.3.4.3 Natur- bzw. landschaftschutzrechtliche Bewilligung**

Windparkprojekte müssen natur- bzw. landschaftschutzrechtlich bewilligt werden. Dabei sind in NÖ und im Burgenland unterschiedliche Rechtsvorschriften anwendbar, die im folgenden Teil der Arbeit dargestellt werden.

##### **➤ Natur- und Landschaftschutzrecht in Niederösterreich**

In Niederösterreich sind grundsätzlich alle Projektvorhaben im „Grünland“ naturschutzrechtlich zu bewilligen. Die Bewilligung ist zu versagen, wenn das Landschaftsbild, der Erholungswert der Landschaft oder die ökologische Funktionsfähigkeit im betroffenen Lebensraum nachhaltig beeinträchtigt wird und diese Beeinträchtigung nicht durch Vorschreibung von Vorkehrungen ausgeschlossen werden kann (§ 7 Abs. 1 Z 1 NÖ NSChG 2000; [1], [14], [42]).

Die klassischen Schutzgebiete umfassen alle Schutzgebietskategorien – Nationalpark, Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete – nach den Bestimmungen des NÖ Naturschutzgesetzes 2000 (im Weiteren: NÖ NSChG 2000; [42]). Im NÖ NSChG 2000 sind sowohl Schutzziele als auch Bewilligungs- und Verbotstatbestände der verschiedenen Schutzgebietstypen festgelegt. Das bedeutet, dass auf Projektebene einzelfallbezogen eine naturschutzfachliche Prüfung im Hinblick auf die definierten Schutzziele bzw. die Bewilligungs- und Verbotstatbestände zu erfolgen hat.

Im Folgenden werden jene Schutzgebietskategorien diskutiert, wo Projektentwickler von Windenergieanlagen aufgrund des hohen Schutzstatus der Schutzgebiete und aufgrund der verfahrensrechtlichen Praxis im Zusammenhang mit naturschutzrechtlichen Bewilligungsverfahren mit hohen Verfahrenswiderständen zu rechnen haben. Es empfiehlt sich bereits in der Projektentwicklungsphase zu untersuchen, ob die von dem jeweiligen Projekt betroffene Fläche auf dem Gebiet eines Nationalparks, auf einem Naturschutz- bzw. Landschaftsschutzgebiet oder auf einem Natura 2000 Vogelschutzgebiet liegt. Ist dies der Fall, so sind folgende naturschutzrechtliche Vorschriften zu berücksichtigen.

Im NÖ Nationalparkgesetz sind unterschiedliche Verbotstatbestände geregelt. Ein Nationalpark kann gemäß § 3 Abs. 3 NÖ Nationalparkgesetz in verschiedene Zonen wie Naturzone, Naturzone mit Managementmaßnahmen und Außenzone unterteilt werden [41].

In Naturzonen und Naturzonen mit Managementmaßnahmen ist jeder Eingriff in die Natur und in den Naturhaushalt sowie jede Beeinträchtigung des Landschaftsbildes verboten (§ 5 Abs. 2, § 6 Abs. 1-2 NÖ Nationalparkgesetz; [41]). In Bezug auf Außenzonen kann die Landesregierung in der jeweiligen Verordnung, mit der eine Fläche nach § 3 Abs. 2 zum Nationalpark erklärt wird, auch für die Außenzone jene Maßnahmen verbieten oder zu bewilligungspflichtigen Maßnahmen erklären, die eine nachhaltige Beeinträchtigung der landschaftlichen Eigenart oder Schönheit, des Erholungswertes, des Naturhaushaltes oder des Landschaftsbildes zur Folge hätten. In dieser Verordnung sind neben der Bezeichnung der zuständigen Behörde auch die Kriterien für die Erteilung oder Verweigerung einer Bewilligung auszuführen (§7 Abs. 1-2; [1]; [41]).

Nach § 11 Abs. 4 NÖ NSchG 2000 ist in Naturschutzgebieten jeder Eingriff in das Pflanzenkleid oder Tierleben und jede Änderung bestehender Boden- oder Felsbildungen verboten [42]. Gemäß § 8 Abs. 4 NÖ NSchG 2000 sind in Landschaftsschutzgebieten bewilligungspflichtige Vorhaben oder Maßnahmen zu versagen, wenn das Landschaftsbild, der Erholungswert der Landschaft, die ökologische Funktionstüchtigkeit im betroffenen Lebensraum, die Schönheit oder Eigenart der Landschaft oder der Charakter des betroffenen Landschaftsraumes nachhaltig beeinträchtigt wird und diese Beeinträchtigung nicht durch Vorschreibung von Vorkehrungen (§ 7 Abs. 4) weitgehend ausgeschlossen werden kann. Bei der Vorschreibung von Vorkehrungen ist auf die Erfordernisse einer zeitgemäßen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung soweit wie möglich Bedacht zu nehmen. Dementsprechend sind in Landschaftsschutzgebieten – in Ergänzung zu den für alle Bereiche außerhalb des Ortsbereichs geltenden Verbotstatbeständen von Projektvorhaben im Grünland – zusätzlich die Schutzgüter „*Schönheit oder Eigenart der Landschaft*“ und der „*Charakter des betroffenen Landschaftsraumes*“ zu beachten [1]; [42]; [61].

Die europäischen Bestimmungen zum Gebietsschutz Natura 2000 (Schutz des Netzes an Fauna-Flora-Habitat und Vogelschutzgebieten) sind in der Vogelschutz-Richtlinie (Richtlinie 79/409/EWG; im Weiteren: VS-RL; [54]) und in der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (Richtlinie 92/43/EWG; im Weiteren: FFH-RL; [57]) enthalten. Beide Richtlinien wurden durch das NÖ NSchG 2000 [42] und die NÖ Artenschutzverordnung (NÖ ArtenschutzVO; [39]) in Landesrecht umgesetzt. Die Verfahrensbestimmungen für Verträglichkeitsprüfungen von Projekten und Plänen im Rahmen des Gebietsschutzes Natura 2000 sind in Art. 6 Abs. 3 und 4 der FFH-RL definiert [57].

Nach 10 NÖ NSchG 2000 ist eine Verträglichkeitsprüfung notwendig, wenn ein Vorhaben ein Natura 2000-Gebiet erheblich beeinträchtigen könnte. Die Behörde hat eine Prüfung des Projektes auf Verträglichkeit mit den festgelegten Erhaltungszielen, insbesondere die Bewahrung oder Wiederherstellung eines günstigen Erhaltungszustandes durchzuführen. Im Fall einer erheblichen Beeinträchtigung sind Alternativlösungen zu prüfen. Ist eine Alternativlösung nicht vorhanden, darf die Bewilligung nur erteilt werden, wenn das Projekt aufgrund eines überwiegenden öffentlichen Interesses zu rechtfertigen ist. Dabei sind alle notwendigen Ausgleichsmaßnahmen vorzuschreiben, um die globale Kohärenz von Natura 2000 zu schützen (§ 10 des NÖ NSchG 2000, [1]; [42]; [61]).

Bei Vogelschutzgebieten ist generell von einem hohen Verfahrenswiderstand auszugehen. Vogelschutzgebiete dienen als besondere Schutzgebiete dem Schutz bestimmter ausgewiesener Vogelarten. In den meisten Fällen sind diese Vogelarten entweder windkraftsensibel oder es liegen zu wenige Untersuchungsergebnisse vor, um insbesondere bei den Waldvogelarten eine Unerheblichkeit feststellen zu können [42].

#### ➤ **Natur- und Landschaftsenschutzrecht im Burgenland**

Die Regelungen bezüglich der naturschutzrechtlichen Zulässigkeit einer Anlage sind im Burgenländischen Naturschutz- und Landschaftspflegegesetz 1990 (im Weiteren: NG 1990, [24]) zu finden. Gemäß § 5 lit. a bedürfen die Errichtung und Erweiterung von Windkraftanlagen (andere hochbauliche Anlage) einer naturschutzrechtlichen Bewilligung. Dabei ist vor allem zu prüfen, in welche Kategorie die mit dem Projekt betroffene Fläche einzuordnen ist:

- Naturschutzgebiet (§ 21 NG 1990, [24])
- geschützter Lebensraum (§ 22a NG 1990, [24])
- Europaschutzgebiet (u. a. Natura 2000-Gebiete; § 22b NG 1990, [24])
- Landschaftschutzgebiet (§ 23 NG 1990, [24])
- geschützter Landschaftsteil (§ 24 NG 1990, [24]),
- Naturpark (§ 24 NG 1990, [24]);
- Nationalpark (§§ 44, 45 NG 1990, [24]).

Wäre mit dem Projekt ein Europaschutzgebiet betroffen, so ist ein Naturverträglichkeitsprüfung nach § 22e NG 1990 durchzuführen.

Zuständig zur Erteilung einer naturschutzrechtlichen Bewilligung ist die Bezirksverwaltungsbehörde (§ 56 Abs. 1 NG 1990), [24]. Die Zuständigkeit liegt bei der Landesregierung, wenn sich Maßnahmen auf die Sprengel mehrerer Bezirksverwaltungsbehörden beziehen sowie für Maßnahmen betreffend Feuchtgebiete gemäß § 7 und Gebiete, die der Kommission als Natura 2000-Gebiet gemeldet oder als Europaschutzgebiete ausgewiesen sind (§ 56 Abs. 2 NG 1990, [24]). Bedarf ein Projekt sowohl einer Bewilligung durch die Bezirksverwaltungsbehörde als auch durch die Landesregierung, so ist das Verfahren vor der Landesregierung durchzuführen (§ 56 Abs. 3 NG 1990; [24]).

#### **4.2.3.4.4 Luftverkehrssicherheit**

Die grundsätzlichen Regelungen in Bezug auf Luftverkehrssicherheit sind im Luftfahrtgesetz (im Weiteren: LFG; [11]) zu finden, das bundesweit direkt anwendbar ist.

Eine Windkraftanlage kann ein Luftfahrthindernis im Sinne § 85 LFG darstellen. Nach § 85 LFG sind Luftfahrthindernisse

- innerhalb von Sicherheitszonen alle Bauten oberhalb der Erdoberfläche,
- außerhalb von Sicherheitszonen Anlagen, wenn ihre Höhe über der Erdoberfläche 100 m übersteigt oder 30 m übersteigt und sich die Anlage auf einer natürlichen oder künstlichen Bodenerhebung befindet, die mehr als 100 m aus der umgebenden Landschaft herausragt [11].

Eine Sicherheitszone ist der Bereich eines Flugplatzes und seiner Umgebung, innerhalb dessen ein Luftfahrthindernis gemäß § 85 Abs. 1 LFG nur mit Ausnahmegewilligung der zuständigen Behörde errichtet, abgeändert oder erweitert werden darf. Für die Errichtung von Luftfahrthindernissen ist eine Ausnahmegewilligung gemäß § 86 bzw. § 91 LFG einzuholen. Die Zuständigkeit zur Erteilung einer Ausnahmegewilligung liegt beim Bundesminister für Landesverteidigung oder bei der für die Erteilung der Zivilflugplatzbewilligung zuständigen Behörde bzw. beim Landeshauptmann (§ 93 LFG; [11]).

Darüber hinaus kann eine Windkraftanlage aus luftverkehrsrechtlicher Sicht auch als Anlage mit optischer oder elektrischer Störwirkung bewilligungspflichtig sein (§ 94 LFG; [11]). Die Genehmigung wird von der Austro Control GmbH erteilt, wenn sich die Anlage außerhalb der Sicherheitszone eines Zivilflugplatzes befindet. Würde die Anlage innerhalb der

Sicherheitszone eines Zivilflugplatzes errichtet werden, ist für das Genehmigungsverfahren der Bundesminister für Verkehr, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesminister für Landesverteidigung zuständig [11].

#### **4.2.3.5 Das UVP-Verfahren**

Die Regelungen bezüglich UVP-Verfahren sind im Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 (im Weiteren: UVP-G [10]) zu finden.

Im Sinne § 2 Abs. 2 UVP-G ist ein Vorhaben die Errichtung einer Anlage oder ein sonstiger Eingriff in Natur und Landschaft unter Einschluss sämtlicher damit in einem räumlichen und sachlichen Zusammenhang stehender Maßnahmen. Ein Vorhaben kann eine oder mehrere Anlagen oder Eingriffe umfassen, wenn diese in einem räumlichen und sachlichen Zusammenhang stehen. Die Errichtung und der Betrieb von Windkraftanlagen sind als ein Vorhaben zu betrachten, und müssen daher unter bestimmten gesetzlichen Voraussetzungen einem UVP-Verfahren unterzogen werden.

Ein vereinfachtes UVP-Verfahren ist gemäß § 3 Abs. 1 UVP-G durchzuführen

- im Fall von Windenergieanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von mindestens 20 MW oder mit mindestens 20 Konvertern mit einer Nennleistung von mindestens je 0,5 MW (Anhang 1 Z 6 lit. a UVP-G, [10]),
- bei Anlagen zur Nutzung von Windenergie in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A mit einer elektrischen Gesamtleistung von mindestens 10 MW oder mit mindestens 10 Konvertern mit einer Nennleistung von mindestens je 0,5 MW (Anhang 1 Z 6 lit. b UVP-G, [10]).

Wenn ein Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehen ist, sind von der Behörde (§ 39 UVP-G, [10]) sämtliche für die Ausführung des Vorhabens erforderlichen materiellen Genehmigungsbestimmungen in einem konzentrierten Verfahren mit anzuwenden (konzentriertes Genehmigungsverfahren, § 3 Abs. 3 UVP-G; [10]). Es ist im Zuge des konzentrierten Genehmigungsverfahrens insbesondere auch auf die Einhaltung der raumordnungsrechtlichen Vorschriften, d. h. auf Flächenwidmungsregelungen bezüglich Windkraftanlagen zu achten (siehe Z 4.2.3.4.2).

Die für UVP-Verfahren zuständige Behörde ist die Landesregierung des Bundeslandes, in dem sich das Projekt befindet (§ 39 Abs. 1 UVP-G; [10]).

## 4.2.4 Repowering-Projekte in Österreich

### 4.2.4.1 Motivationsgründe für Repowering

Projektentwickler bzw. Anlagenbetreiber haben unterschiedliche Aspekte in Erwägung zu ziehen, wenn sie – nach Erreichen eines bestimmten Alters der Windkraftanlagen bzw. nach Ablauf der Fördertariflaufzeit – über die Zukunft ihrer Windenergieanlagen entscheiden. Grundsätzlich kommen dabei drei Optionen in Betracht:

- die Windkraftanlagen werden bis Ende der technischen Lebensdauer (etwa 20 Jahre) weiter betrieben,
- die Windkraftanlagen werden vor Ablauf der technischen Lebensdauer ohne Repowering abgebaut oder
- die Windkraftanlagen werden im Rahmen eines Repowering durch neue, leistungsstarke Anlagen ersetzt, also ein Repowering wird durchgeführt.

Die Realisierbarkeit des Repowering hängt vor allem davon ab, wie sich die Betreiberstruktur der bestehenden Altanlagen zusammensetzt und ob der Betreiber eine wirtschaftliche Motivation für den Ersatz der bisherigen Windenergieanlagen durch Neuanlagen hat.

#### 4.2.4.1.1 Betreiberstruktur der bestehenden Anlagen

Wichtige Bewertungskriterien für das Repowering sind aus Sicht der Anlagenbetreiber die Folgenden:

- der Gesamtzustand der Altanlagen (Aufwand für Wartung und Instandhaltung);
- die Finanzierungssituation des Projektes – Restlaufzeit der Kredite für die Altanlagen, Finanzierbarkeit des Repowering;
- die Entwicklung der Einspeisetarife;
- planungsrechtliche Realisierbarkeit des Repowering auf dem jeweiligen Standort;
- Eignung des Standortes für einen wirtschaftlichen Betrieb der Neuanlagen in Bezug auf Netzanschlussmöglichkeiten, Höhenbeschränkungen, Windverhältnisse usw.;
- der Restwert der Altanlagen und die Möglichkeit eines Verkaufs [13].

#### 4.2.4.1.2 Wirtschaftliche Motivation für ein Repowering

Grundsätzlich kann das Repowering aus wirtschaftlicher Sicht erst nach Ablauf des Finanzierungszeitraums in Betracht kommen. Die Entscheidung für das Repowering kann

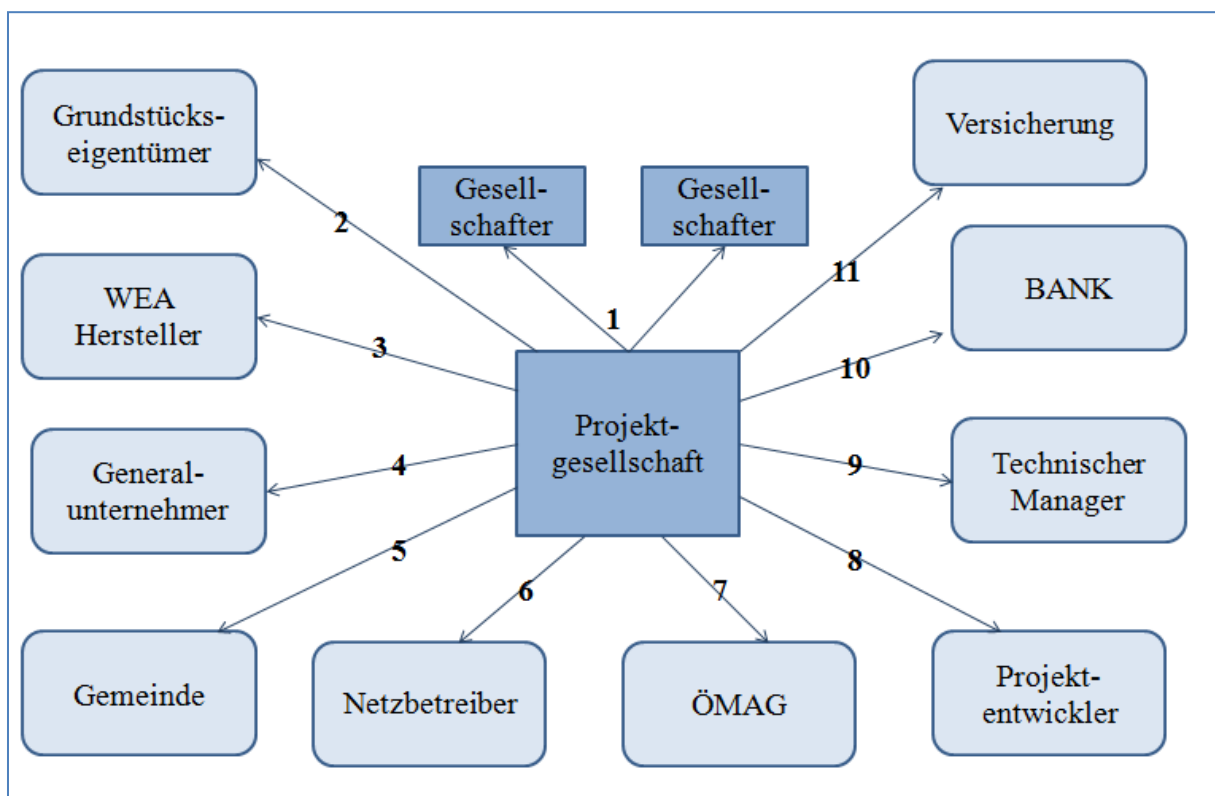
sowohl durch einen unbefriedigenden als auch durch einen erfolgreichen Betrieb der Altanlagen des bestehenden Windparks motiviert sein.

Eine schlechte technische Verfügbarkeit der Altanlagen kann den Anlass bieten, frühzeitig moderne Windenergieanlagen einzusetzen. Damit können die mittelfristig hohen Betriebskosten vermieden und höhere Erträge erwirtschaftet werden. Dabei ist zu beachten, dass die Wartungs- und Instandhaltungskosten mit zunehmender Betriebsdauer in der Regel ansteigen. Ein erfolgreicher Betrieb der Altanlagen bietet günstige Voraussetzungen zur Finanzierung neuer Windenergieanlagen, daher kann der Standort noch besser ausgenutzt werden [13].

#### 4.2.4.2 Typische Vertragsstruktur von Windparks

Die typische Vertragsstruktur eines Windparks ist in *Abbildung 28* dargestellt.

Abbildung 28: Typische Vertragsstruktur von Windparkprojekten



Die Projektgesellschaft wird durch die Gesellschafter gegründet, die Rechtsverhältnisse zwischen den Gesellschaftern und der Projektgesellschaft sowie den Gesellschaftern

untereinander werden in dem Gesellschaftsvertrag geregelt (Vertragsverhältnis 1 der *Abbildung 28*).

Die Fläche für die Windenergieanlagen, Wege und Verkabelung muss durch verschiedene Grundstücksverträge – Pachtverträge, Servitutenverträge, Nutzungsverträge – mit den Grundstückseigentümern gesichert werden (Vertragsverhältnis 2 der *Abbildung 28*).

Die Projektgesellschaft schließt mit dem WEA-Hersteller Lieferverträge und Wartungsverträge bezüglich der Lieferung und Wartung von Windenergieanlagen und Fundamenten ab. Ferner sind auch Lieferverträge und Wartungsverträge in Bezug auf das Umspannwerk und die Innerparkverkabelung notwendig (Vertragsverhältnis 3 der *Abbildung 28*).

Darüber hinaus ist eine vertragliche Vereinbarung mit einem Generalunternehmer hinsichtlich Errichtung des Windparks notwendig (Vertragsverhältnis 4 der *Abbildung 28*).

Es liegt im Interesse der Projektgesellschaft, mit der Standortgemeinde zu kooperieren, um eine Unterstützung des Projektes seitens der Öffentlichkeit und der Verwaltung zu schaffen. Daher ist auch typisch, dass eine Kooperationsvereinbarung zwischen der Projektgesellschaft und der Standortgemeinde zustande kommt, dabei können auch finanzielle Leistungen zu Gunsten der Standortgemeinde vereinbart werden (Vertragsverhältnis 5 der *Abbildung 28*).

Des Weiteren hat die Projektgesellschaft mit dem Netzbetreiber Regelungen über den Netzanschluss und die Netznutzung zu vereinbaren (Vertragsverhältnis 6 der *Abbildung 28*, siehe dazu Z 4.2.3.2.1). Ferner ist ein Vertrag mit ÖMAG in Bezug auf die Übernahme des Ökostroms erforderlich (Vertragsverhältnis 7 der *Abbildung 28*).

Ein Windparkprojekt umfasst noch zahlreiche sonstige Verträge, wie z. B. Finanzierungsverträge, Versicherungsverträge, Projektentwicklungsvertrag und Managerverträge (Vertragsverhältnisse 8-11 der *Abbildung 28*) usw., die jedoch im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht untersucht werden.

#### **4.2.4.3 Genehmigungrechtliche Fragen**

Das Repowering wird in Deutschland aus genehmigungsrechtlicher Sicht wie ein Neuvorhaben angesehen. Das Repowering wird auch in Österreich von den Behörden fast wie ein Neuprojekt betrachtet. Dementsprechend müssen die verschiedenen Genehmigungen in



Bezug auf Neuanlagen eingeholt werden. Dies kann mit dem in Z 4.2.4.4 dargestellten Fallbeispiel gestützt werden. Jedoch können einige (wenige) Unterlagen und Berechnungen des Altprojektes in den Genehmigungsverfahren des Repowering-Projektes erneut vergewendet werden. Dabei kann das Repowering-Projekt vor allem hinsichtlich Landschaftsschutz bzw. Landschaftsbild bzw. einiger Immissionen aus dem Altprojekt profitieren.

Im Rahmen eines Repowering-Projektes werden leistungsstarke, große Windenergieanlagen anstatt kleiner, schwächerer Altanlagen gebaut. Dies bringt eine erhebliche Erhöhung der Gesamtleistung des Windparks mit sich. Eine Kapazitätserweiterung kann zur Folge haben, dass das Repowering-Projekt einem UVP-Verfahren unterzogen werden muss, obwohl dies bei den Altanlagen nicht notwendig war. Dabei sind die Schwellenwerte des UVP-G zu berücksichtigen (siehe Z 4.2.3.5) und die Bestimmungen des UVP-G in Bezug auf Kapazitätserweiterung heranzuziehen. So sind Änderungen von Vorhaben, die eine Kapazitätsausweitung von mindestens 100 % des festgelegten Schwellenwertes erreichen, einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehen (§ 3a Abs. 1 UVP-G). Für Änderungen von Vorhaben ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem vereinfachten Verfahren durchzuführen, wenn der festgelegte Schwellenwert durch die bestehende Anlage bereits erreicht ist oder durch die Änderung erreicht wird und durch die Änderung eine Kapazitätsausweitung von mindestens 50 % dieses Schwellenwertes erfolgt (§ 3a Abs. 3 UVP-G; [10]).

#### **4.2.4.4    *Fallbeispiel für Repowering***

Auf Grund der Erfahrungen in Deutschland sind Repowering-Projekte planungs- und genehmigungsrechtlich wie ein Neuprojekt zu beurteilen (siehe Z 3.3.2.1), d. h. dass die Repowering-Anlagen den gleichen Voraussetzungen entsprechen müssen, wie die Windenergieanlagen bei einem Neuvorhaben. Das Repowering ist daher nicht als Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage anzusehen. Demzufolge kann es in der Praxis auch vorkommen, dass Neuanlagen am gleichen Standort nicht genehmigt werden, obwohl die Altanlagen in der Vergangenheit genehmigt wurden. Der Bestandsschutz, der bestehende Anlagen vor ihrem Rückbau schützt setzt sich also nicht an den neuen Anlagen fort.

In Österreich wurden bisher nur wenige Repowering-Projekte durchgeführt, weil die derzeit betriebenen Windenergieanlagen ziemlich jung und leistungsstark sind. Daher existieren

derzeit nur wenige praktische Erfahrungen im Bereich des Repowering und dessen Beurteilung aus rechtlicher Sicht.

Im folgenden Teil der Master Thesis wird ein Fallbeispiel eines österreichischen Repowering-Projekts auf Grund der Projektunterlagen dargestellt, die von Herrn Hannes Taubinger zur Verfügung gestellt wurden (Emails von Herrn Taubinger vom 10. Juli 2012 [16]). Wegen des Schutzes von Geschäftsgeheimnissen werden weder Standorte, noch Personen konkret genannt. Ferner ist es zu betonen, dass die zur Verfügung gestellte Dokumentation nicht vollständig ist. Sie besteht lediglich aus folgenden Unterlagen:

- Lageplan;
- Detailpläne der Neuanlagen;
- Wind- und Ertragsgutachten (im Weiteren: Windgutachten);
- Netzzugangsvereinbarung;
- Vertrag mit ÖMAG über Abnahme von Ökostrom;
- Naturschutzbehördliche Bewilligung;
- elektrizitätsrechtliche Genehmigung.

Ziel ist es, durch das Fallbeispiel das Schicksal der bestehenden Projektverträge (siehe Z 4.2.4.2) und Genehmigungen (siehe Z 4.2.3.3) im Fall von Repowering zu untersuchen.

Das Repowering-Projekt des Fallbeispiels umfasst insgesamt zwei neue Windenergieanlagen, die drei alte Windenergieanlagen von je 1 MW ersetzen. Eine Neuanlage hat 2,3 MW Nennleistung und verfügt über eine Nabenhöhe von 138 m und einen Rotordurchmesser von 82 m. Die zweite Neuanlage hat eine Nennleistung von 3 MW und verfügt über eine Nabenhöhe von 135 m und einen Rotordurchmesser von 101 m.

Die Altanlagen wurden 2002 errichtet, so sind sie derzeit 10 Jahre alt, die Fördertariflaufzeit läuft im Jahr 2012 ab. Der Standort liegt in Niederösterreich, die Anlagen liegen 1,3 km und 2,0 km von den Nachbargemeinden entfernt. In dem Nahbereich des Projektes – in Entfernung von 800 m bis 4.800 m – befinden sich mehrere andere bereits betriebene oder genehmigte Windparks. Das Windgutachten kalkuliert mit netto Energieerträgen der Neuanlagen von 15.712 MWh/a (6.460 MWh/a bei der 2,3 MW-Anlage und 9.252 MWh/a bei der 3,0 MW-Anlage).

#### **4.2.4.4.1 Lage und Situierung der Anlagen**

Auf der Grundlage der Pläne des Fallbeispiels werden die Neuanlagen auf dem Standort der Altanlagen errichtet, obwohl die konkrete Situierung der Neuanlagen mit der Situierung der Altanlagen nicht vollständig übereinstimmt.

Dies ist typisch für Repowering-Projekte im Hinblick darauf, dass die Neuanlagen erheblich größer sind, höhere Türme haben und auch ein größeres Fundament brauchen. Somit ist das Projekt aus planungsrechtlicher Sicht – vor allem wegen Abstandsregelungen, Höhenbegrenzungen, anderer Windverhältnisse – in Bezug auf die Lage und Situierung der Neuanlagen wie ein Neuprojekt zu beurteilen und die Planungsdokumentation ist daher neu zu gestalten. Darüber hinaus können einige Wege und Leitungen des Altprojektes bei dem Neuprojekt weiter genutzt werden, jedoch sind auch neue Wege und eine neue Verkabelung erforderlich.

Obwohl keine Grundstücksverträge des Fallbeispiels für die Analyse verfügbar waren, ist in Bezug auf Grundstücksverträge das Folgende zu beachten. Die Grundstücksverträge des Altprojektes sollten– abhängig von der Eigentümerstruktur des Standortes entweder mit den gleichen oder mit neuen Grundstückseigentümern –wegen Abänderung der Lage der Anlagen bzw. Leitungen und Wege neu verhandelt werden, sowie sollten einige Altverträge eventuell gekündigt werden. Dabei ist vor allem darauf zu achten, wie die Fundamente der Altanlagen abgebaut und aus dem Boden entfernt werden, um den Originalzustand wiederherstellen zu können, sowie welche finanzielle Leistungen den Alteigentümern, die durch das Neuprojekt nicht betroffen sind, vertraglich oder gesetzlich zustehen würden. Diese Fragen können jedoch immer von den Besonderheiten des jeweiligen Projektes abhängig sein. Daher ist eine diesbezügliche konkrete Stellungnahme im Rahmen der vorliegenden Master Thesis nicht möglich.

#### **4.2.4.4.2 Netzzugangsvereinbarung**

Im geprüften Vertrag wurde ein Netzzutrittsentgelt (€ 100 pro kW anzuschließender Leistung) nur bezüglich der Mehrleistung der Neuanlagen von 2,3 MW angerechnet, das bereits beim Altprojekt bezahlte Netzzutrittsentgelt hinsichtlich 3 MW-Leistung wurde dabei berücksichtigt: „.....somit ergibt sich eine Anschlussleistung von 5,3 MW abzüglich 3,0 MW Repowering.“

So ist das Repowering in Bezug auf das Netzzutrittsentgelt als Erhöhung der Anschlussleistung nach ElWOG 2012 anzusehen (siehe Z 4.2.3.2.2). Ansonsten wird das Repowering-Projekt in dem Netzzugangsvertrag wie ein Neuvorhaben angesehen, und keine sonstigen Hinweise auf die Altanlagen sind auffindbar.

#### **4.2.4.4.3 ÖMAG-Vertrag**

Die Fördertariffdauer des Altprojekts (2002 – 10 Jahre) ist 2012 bereits abgelaufen. So wurde mit ÖMAG eine vollständig neue Vereinbarung über die Ökostromabnahme abgeschlossen. Daher bezieht sich der neue ÖMAG-Vertrag logischerweise nur auf die Neuanlagen, und enthält keine Hinweise bezüglich der Altanlagen.

#### **4.2.4.4.4 Naturschutzbehördliche Bewilligung**

Die zuständige Bezirkshauptmannschaft hat die naturschutzbehördliche Bewilligung für die Errichtung der zwei Neuanlagen unter diversen Auflagen erteilt. Dabei haben aus Sicht des Repoweringdie folgenden Auflagen Bedeutung:

- die Altanlagen sind vollständig zu entfernen,
- die Nachtkennzeichnung des Windparks ist mit eventuellen Nachtkennzeichnungen benachbarter Windkraftanlagen zu synchronisieren,
- nach Fertigstellung der Anlagen ist ein entsprechendes Monitoring zur Überprüfung der Kollisionsrate und der Reaktionen während des Zuges von Vögeln und Fledermäusen durchzuführen.

Die Genehmigung bezieht sich an mehreren Stellen auf die bestehenden Altanlagen. „Auf der Fläche stehen derzeit drei Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von 97 m, die mit einer offenen Schotterfläche umgeben sind.“Ferner hat der Sachverständige für Naturschutz in seinem Gutachten betont, dass es „bei dem Repowering des Windparks sich um eine Veränderung am Standort dahingehend handelt, dass die Anzahl der Windkraftanlagen geringer wird, letztere jedoch höher werden und einen weiteren Radius aufweisen. Da das Gebiet bereits durch zahlreiche Windkraftanlagen unterschiedlicher Höhe charakterisiert ist, wird es zu keiner wesentlichen Änderung des Landschaftsbildes durch die Erhöhung der Anlagen kommen. Durch die Reduktion der Anlagenanzahl wird sogar ein Element herausgenommen, durch die augenscheinliche Verlangsamung der Drehgeschwindigkeit der Rotoren wirkt das Bild für das Auge des Betrachters etwas ruhiger. Die Wirkzone der beiden

*höheren Anlagen wird sich um kleine Bereiche erhöhen, dies wird vermutlich kaum wahrgenommen werden.“*

Die Höhe der Türme spielt aus Sicht von Vögeln und Fledermäusen eine bedeutende Rolle. Der Sachverständige hat diesbezüglich festgehalten, dass obwohl *„mit zunehmendem Abstand des Rotors zum Boden vermutlich weniger Kleinvögel kollidieren, doch je höher Windkraftanlagen sind, desto mehr wird der obere Luftraum beeinträchtigt. Das bedeutet, dass bei höheren Anlagen vermehrt Fledermäuse und ziehende Vögel beeinträchtigt werden oder/und kollidieren. Da die neuen Windkraftanlagen an der Stelle von bereits bestehenden Windkraftanlagen errichtet werden und in der Umgebung weitere Anlagen vorhanden sind, ist die Wahrscheinlichkeit gegeben, dass der Standort als „bereits windkraftbesetzt“ vertraut ist. ... Aus diesem Grund ist ein Monitoring speziell im Hinblick auf Reaktionen während des Zuges und auf Kollisionen besonders bei Fledermäusen durchzuführen.“*

#### **4.2.4.4.5 Elektrizitätsrechtliche Genehmigung**

Die Niederösterreichische Landesregierung hat die elektrizitätsrechtliche Genehmigung zur Errichtung der zwei Neuanlagen erteilt. An der Stelle der Projektbeschreibung der Anlagengenehmigung wurde Bezug auf den Abbau der drei Altanlagen genommen.

Darüber hinaus hat die elektrizitätsrechtliche Genehmigung in Bezug auf Emissionen und Immissionen (Schattenwurf, Schallimmissionen) die Berechnungsergebnisse und Festlegungen der Begutachtungen des Altprojektes von 2002 berücksichtigt, und diese mit den Festlegungen und Berechnungen der neuen Windgutachten ergänzt. Darüber hinaus hat der Sachverständige für Ortsbildfragen Rücksicht darauf genommen, dass im Bezugsgebiet bereits früher Windenergieanlagen standen und in der Umgebung auch andere Windparks betrieben werden. Daher bleibt *„die Struktur der Proportionen der Bauwerke an sich sowie hinsichtlich der Anordnung der geplanten Baumassen weiterhin bestehen. Die beschriebene Eigenart des Bezugsgebietes lässt sich daher ein ausgewogenes Verhältnis zwischen der gebauten Struktur und der Gestaltungscharakteristik des vorhandenen Baubestandes und des eingereichten Objektes erkennen. So stehen die Bauvorhaben in einem ausgewogenen Verhältnis mit dem Struktur und der Gestaltungscharakteristik bestehender Bauwerke im Bezugsbereich.“*

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das Repowering aus Sicht der Anlagengenehmigung wie ein Neuprojekt betrachtet wird. Obwohl einige Berechnungen von Altanlagen von der Behörde berücksichtigt wurden, können jedoch damit ein neues Windgutachten und neue Berechnungen von Sachverständigen nicht ersetzt werden.

## 5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

### 5.1 Zusammenfassung

Neben dem Zubau von neuen Windkraftanlagen auf noch nicht bebauten Flächen spielt das Repowering – also das Ersetzen von älteren, leistungsschwachen Windenergieanlagen mit modernen, leistungsstärkeren Anlagen – eine immer bedeutendere Rolle. Dabei hat die Entwicklung der Windenergietechnologie besondere Bedeutung. Bis 2008 hat sich die mittlere Leistung von neu installierten Anlagen gegenüber 1990 um mehr als das Zehnfache (auf 3 MW im Jahr 2008) erhöht. Obwohl das Repowering zahlreiche Vorteile – wie z. B. Effizienz-Steigerung, Verringerung der Anlagenzahl, Entlastung des Landschaftsbildes und Reduzierung der Umwelteinwirkungen, Verbesserung der Netzintegration und Netzauslastung – mit sich bringt, müssen Projektentwickler von Repowering-Projekten diversen Herausforderungen wie mangelnder sozialer Akzeptanz, Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen begegnen.

In Deutschland werden die Perspektiven für die Weiterentwicklung des Windenergieausbaus neben offshore-Projekten in dem Repowering gesehen, da die Anzahl von ausgewiesenen onshore Standortflächen immer mehr abnimmt. Das Repowering bietet optimale Möglichkeiten für die Erreichung der energiepolitischen Ziele. So ist in Deutschland eine Repowering-Welle in den kommenden Jahren zu erwarten. Das deutsche Erneuerbare Energien Gesetz sorgt seit über zehn Jahren für stabile Rahmenbedingungen im Bereich der Windstromerzeugung, erwähnenswert sind dabei die günstigen gesetzlichen Rahmenbedingungen für das Repowering. Repowering-Anlagen sind solche Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen Landkreis angrenzenden Landkreis eine oder mehrere Anlagen endgültig ersetzen. Für Strom aus Repowering-Anlagen wird neben dem Grundtarif ein zusätzlicher Repowering-Bonusbezahlt, wenn die gesetzlichen Voraussetzungen erfüllt werden, u.a. die Altanlagen mindestens 10 Jahre alt sind und die Leistung durch Repowering mindestens verdoppelt wird. In der deutschen Praxis sind Repowering-Projekte planungs- und genehmigungsrechtlich ebenso wie Neuprojekte zu beurteilen. Im Genehmigungsverfahren bezüglich Repowering-Projekte werden die Windenergieanlagen vor allem aus immissionsschutzrechtlicher Sicht – Lärm, Lichtimmissionen, Schattenwurf und Turbulenzen – geprüft. Das Vorhaben muss insbesondere der Art („*Sondergebiet Windenergieanlagen*“) und dem Maß der baulichen

Nutzung entsprechen. Ferner kann die luftverkehrsrechtliche Zustimmung nicht außer Acht gelassen werden, die wegen der größeren Höhe moderner Windenergieanlagen bei Repowering-Projekten zwingend einzuholen ist. Unter bestimmten Voraussetzungen (Erreichen gesetzlicher Schwellenwerte) ist das Repowering-Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehen. Aus geographischer Sicht und in Bezug auf die Anzahl der Repowering-Anlagen bzw. der Altanlagen wurden in der deutschen Repowering-Praxis fünf unterschiedliche Repowering-Varianten entwickelt.

In Österreich zählt das Repowering noch zu einem Pioniergebiet im Bereich des Windkraftausbaus. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die vorhandenen österreichischen Windkraftanlagen noch ziemlich jung und modern, daher auch leistungsstark sind. Demzufolge existieren derzeit in Österreich weder veröffentlichte Studien über Repowering-Potentialabschätzungen noch explizite gesetzliche Rahmenbedingungen hinsichtlich des Repowering. Im Rahmen der vorliegenden Master Thesis wurden zwei Szenarien in Bezug auf das österreichische Repowering-Potential – 3 MW Szenario und 5 MW Szenario – unter bestimmten Annahmen und auf der Grundlage der Fördertariflaufzeiten bestehender Anlagen bis 2023 ausgearbeitet. Im Ergebnis dieser Szenarien kann festgehalten werden, dass das österreichische Repowering-Potential bis 2015 sehr gering ist. Ab 2016 erhöht sich das Repowering-Potential erheblich, und spiegelt damit den Windkraftboom von 2003 in einem Repowering-Boom wider. Im Ergebnis des 3 MW-Szenarios ist bis 2023 mit einem Repowering-Potential von insgesamt 1.361 MW zu rechnen. Beim 5 MW-Szenario wurde ein Repowering-Potential von 2268,34 MW bis 2023 prognostiziert.

Gemäß den europäischen und österreichischen energiepolitischen Zielvorgaben soll der Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch in Österreich bis 2020 auf 34 % erhöht werden, der Schwerpunkt der Stromerzeugung wird in Windkraft und Wasserkraft gesehen. Nach den österreichischen energiestrategischen Zielvorgaben ist bis 2020 eine Windenergiekapazität von 2.780 GWh durch Neubau und Repowering zu erreichen. Auch im Ökostromgesetz 2012 sind mittel- bzw. langfristige Ausbauziele formuliert, so ist bis 2015 die Errichtung von 700 MW neuer Windkraftleistung sowie bis 2020 der Zubau von insgesamt 2.000 MW Windkraftleistung angestrebt. Die wichtigsten österreichischen bundesgesetzlichen Rahmenbedingungen für Windkraftausbau sind im Ökostromgesetz 2012 und ElWOG 2010 bzw. in dessen Landesausführungsgesetzen aufzufinden. Explizite Repowering-spezifische



Rechtsvorschriften sind derzeit (noch) nicht in Kraft. So finden für Repowering-Anlagen die gleichen Regelungen Anwendung wie bei Neuanlagen.

Das ÖSG 2012 schafft mit der Kontrahierungspflicht stabile Bedingungen für die Ökostromabnahme. Die Einspeisetarife werden in einer gesonderten Tarifverordnung festgesetzt. In Bezug auf Windkraftstrom beträgt der Einspeisetarif derzeit 9,5 Cent/kWh auf 13 Jahre. Durch das ElWOG 2010 sind bundesweite Vorschriften auf dem Strommarkt bzw. Ökostrommarkt gegeben.

Sowohl bei einem Neuvorhaben, als auch bei einem Repowering werden Windkraftanlagen aus genehmigungsrechtlicher Sicht entweder in einem einfachen Verfahren geprüft oder bei Erreichen bestimmter gesetzlicher Voraussetzungen bzw. Schwellenwerte einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen. Das UVP-Verfahren ist ein konzentriertes Genehmigungsverfahren auf Landesebene, in dessen Rahmen sämtliche erforderlichen materiellen Genehmigungsbestimmungen in einem Verfahren untersucht werden. Im jeweiligen Genehmigungsverfahren sind neben den bundesrechtlichen Vorschriften im Bereich Luftfahrtrecht bzw. UVP-Recht auch die landesspezifischen baurechtlichen, raumordnungsrechtlichen, elektrizitätsrechtlichen, naturschutzrechtlichen Regelungen zu berücksichtigen.

Aus planungsrechtlicher Sicht haben die Flächenwidmungsregelungen eine wesentliche Bedeutung. In Niederösterreich werden die Windenergieanlagen im Einzelfall unter Berücksichtigung von Eignungs- und Ausschlussgründen und nur auf einer im Flächenwidmungsplan als „*Grünland-Windkraftanlage*“ ausgewiesenen Fläche genehmigt. Mit dem Rahmenkonzept für Windkraftanlagen verfügt das Burgenland über eine fundierte, verbindliche Grundlage zur Errichtung von Windkraftanlagen, demnach Zonen verschiedener Eignung (bzw. Nicht-Eignung) für Windkraftanlagen ausgewiesen sind. Das burgenländische Konzept gewährt den Projektentwicklern bzw. Anlagenbetreibern eine Rechtssicherheit sowohl aus planungsrechtlicher als auch aus genehmigungsrechtlicher Sicht, deshalb kann diese Art von Flächenwidmungsregime als ein gutes „Muster“ für andere Bundesländer betrachtet werden.

Ferner spielen im jeweiligen Genehmigungsverfahren naturschutz- und landschaftsschutzrechtliche Frageneine bedeutende Rolle. Deswegen empfiehlt es sich bereits in der Projektentwicklungsphase zu untersuchen, ob die von dem jeweiligen Projekt

betroffene Fläche auf dem Gebiet eines Nationalparks, auf einem Naturschutz- bzw. Landschaftschutzgebiet oder auf einem Natura 2000-Gebiet liegt. Erfahrungsgemäß werden Vogelschutzgebiete immer als besondere Schutzgebiete betrachtet, so ist bei diesen generell von einem hohen Verfahrenswiderstand auszugehen.

Mit Erreichen eines bestimmten Alters von Windkraftanlagen bzw. nach Ablauf der Fördertarifverträge können sich Anlagenbetreiber für ein Repowering entscheiden. Ein Repowering kann durch verschiedene Gründe motiviert sein, dabei spielen grundsätzlich die Betreiberstruktur der Altanlagen und die wirtschaftliche Motivation der Anlagenbetreiber eine wichtige Rolle. Bei Durchführung eines Repowering-Projektes ist die Vertragsstruktur des Altprojektes zu berücksichtigen und das künftige Schicksal der bestehenden Vereinbarungen zu untersuchen. Einige Verträge müssen neu vereinbart werden, andere Verträge haben aus Sicht der Neuanlagen keine Bedeutung mehr.

Im Ergebnis der Fallstudie kann festgehalten werden, dass Repowering-Projekte in Österreich – ähnlich wie in Deutschland – aus planungs- bzw. genehmigungsrechtlicher Sicht ebenso wie Neuvorhaben zu betrachten sind. Dies bedeutet, dass die Repowering-Anlagen den gleichen Voraussetzungen entsprechen müssen, wie die Windenergieanlagen bei einem Neuvorhaben. Für Erleichterung eines Repowering wäre künftig eine Begriffsbestimmung des Repowering auf gesetzlicher Ebene auch in Österreich sinnvoll. Es wäre auch empfehlenswert, im Rahmen dieser Gesetzesbestimmung auch Hinweise für mögliche Verfahrenserleichterungen im Fall von Repowering zu regeln.

Das Repowering-Projekt kann von dem Altprojekt nur wenig profitieren, mit Verfahrenserleichterungen ist lediglich in Bezug auf Landschaftsschutzfragen und einige Immissionen zu rechnen. Das Repowering kann wegen der damit verbundenen Kapazitätserweiterung sogar zur Folge haben, dass das Vorhaben einem UVP-Verfahren unterzogen werden muss, obwohl dies bei den Altanlagen nicht notwendig war.

Es ist zu betonen, dass das dargestellte Fallbeispiel nur eine mögliche Variante des Repowering in Österreich darstellt. Die Feststellungen der vorliegenden Master Thesis können als Leitfaden für künftige Repowering-Projekte dienen, jedoch können daraus keine universalen Repowering-Regelungen in Bezug auf Repowering-Verfahrensrecht bzw. Repowering-Vertragsrecht abgeleitet werden, da jedes Projekt viele standortbezogene bzw.

projektbezogene Eigenschaften aufweist. Daher ist es empfehlenswert, die Besonderheiten des konkreten Falles bzw. des jeweiligen Projektes im Einzelfall detailliert zu prüfen.

## 5.2 Schlussfolgerungen

Repowering heißt das Zauberwort, das für bessere Ausnutzung verfügbarer Windkraftstandorte steht. Ziel der Optimierung ist es, die Leistung bei gleichzeitiger Reduktion der Anagenanzahl zu erhöhen. Mit einem entsprechend dem derzeitigen Immissionsschutz angepasstem Repowering könnte der Stromertrag deutlich erhöht werden. Eine gleichzeitige Optimierung der geltenden Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen würde die Windernte noch erhöhen. Entscheidende Vorteile für Betreiber ergeben sich durch den rasanten technologischen Fortschritt der Windkrafttechnik. Der Ertrag erhöht sich bei gleichzeitig sinkenden Betriebskosten, was auch die Kosten für Strom aus Windkraft noch näher an die Marktpreise heranführt.

Das Repowering spielt in Deutschland bereits eine bedeutende Rolle im Bereich des Windkraftausbaus, das sowohl auf bundespolitischer als auch auf regionalpolitischer Ebene eine starke politische Unterstützung hat. In Deutschland – vor allem in den nördlichen Bundesländern – sind zahlreiche kleine Windkraftanlagen (300-600 kW-Anlagen) in Betrieb, die eine veraltete Technologie (von Ende 80-er und Anfang 90-er Jahre) – sowohl aus akustischer als auch aus visueller Sicht – vertreten. Repowering ist in Deutschland vom Gesetzgeber gewünscht, Repowering-Projekte werden durch Repowering-Bonus finanziell gefördert. Ziel ist es, durch weniger und ruhiger laufende Windenergieanlagen eine Entlastung der Umwelt und des Landschaftsbildes zu verwirklichen. Geringe Drehzahlen moderner Rotoren beruhigen zudem auch das allgemeine Erscheinungsbild des Windparks. Das Repowering wird daher auch als eine Chance für die gemeindliche Entwicklung betrachtet.

Die deutschen Repowering-Regelungen sind ein gutes Beispiel für eine künftige österreichische Repowering-Gesetzgebung, jedoch ist die Autorin nicht davon überzeugt, dass Repowering-Projekte in Österreich in der näheren Zukunft ähnlich wie in Deutschland finanziell gefördert werden. Die künftige (mittelfristige) österreichische Lage weist mit der derzeitigen deutschen Situation nur wenige Ähnlichkeiten auf. Der Großteil der österreichischen Windkraftanlagen fällt in eine höhere und modernere Anlagenklasse (1,5-3 MW), die über deutlich bessere Maschineneigenschaften verfügt als die kleinen

„Streuanlagen“ in Deutschland. Demzufolge werden die österreichischen Repowering-Projekte eher aus wirtschaftlichen Gründen initiiert, um höhere Stromerträge und dadurch höhere Umsätze zu erreichen. Dabei wird auch der künftige Strommarktpreis eine bedeutende Rolle spielen.

Die Potentiale für das Repowering sind sowohl in Deutschland als auch in Österreich vorhanden, wie sich die Lage in der Praxis künftig weiterentwickelt, ist von diversen politischen, wirtschaftlichen und technologischen Faktoren abhängig. Eins steht jedoch fest: durch Repowering wird weniger mehr!

## Referenzen

1. Aichhorn U., Knoll T. (2012): Grundlagenstudie Windenergie im Waldviertel, Knollconsult Umweltplanung ZT GmbH, im Auftrag der NÖ Landesregierung
2. Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft genehmigt durch die Energie-Control Kommission am 17.9.2003
3. Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der EVN Netz GmbH, genehmigt durch die Energie-Control Kommission am 19.5.2008
4. Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
5. Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2011 (BGBl. I S. 1509) geändert worden ist; Fassung vom 17. August 2012
6. Bosch& Partner (2009) Abschätzung der AusbauPotentiale der Windenergie an Infrastrukturachsen und Entwicklung von Kriterien der Zulässigkeit, Abschlussbericht Band I: Langfassung
7. Brietzke C. (2011): Rechtliche Rahmenbedingungen der Windenergienutzung und des Repowering, Vortragsfolien am Konferenz „Die Entwicklung der Windenergienutzung unter Berücksichtigung des Repowering – aktuelle Situation und kommunale Handlungsmöglichkeiten in Mecklenburg-Vorpommern
8. Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), Fassung vom 05.08.2012
9. Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), Fassung vom 05.08.2012
10. Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 - UVP-G 2000), Fassung vom 09.08.2012
11. Bundesgesetz vom 2. Dezember 1957 über die Luftfahrt (Luftfahrtgesetz – LFG), Fassung vom 15.08.2012
12. Christian R., Bolz R. (2007): Energiezukunft Niederösterreich
13. Deutscher Städte- und Gemeindebund (2009): Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten
14. Dumke H. et. al. (2009): Raum und Energiepotentiale in der Ostregion, Bericht
15. Email von Fliegenschnee M. vom 06.06.2012, nicht veröffentlicht
16. Emails von Taubinger H. vom 10.07.2012, nicht veröffentlicht
17. Energieliberalisierungsgesetz vom 1. Dezember 2000, Fassung vom 05.08.2012

18. Energiestrategie Österreich (2010), Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend und Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
19. EWS Studien&Symposien (31.08.2011), Auflistung
20. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist; Fassung vom 05.08.2012
21. Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist; Fassung vom 16.06.2012
22. Gesetz vom 28. September 2006 über die Regelung des Elektrizitätswesens im Burgenland (Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006 - Bgld. ElWG 2006); Fassung vom 12.08.2012
23. Gesetz vom 20. März 1969 über die Raumplanung im Burgenland (Burgenländisches Raumplanungsgesetz), Fassung vom 19. August 2012
24. Gesetz vom November 1990 über den Schutz und die Pflege der Natur und Landschaft im Burgenland (Burgenländisches Naturschutz- und Landschaftspflegegesetz – NG 1990), Fassung vom 12.08.2012
25. Gewerbeordnung 1994, Fassung vom 15.08.2012
26. Gewerbesteuerengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4167), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. Dezember 2011 (BGBl. I S. 2592) geändert worden ist (GewStG), Fassung vom 17. August 2012
27. Haas et. al. (2001): Strategien zur weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weißbuches für erneuerbare Energie und der Campaignfor Take-off; Arbeitstitel Erneuerbare Strategie. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
28. Hantsch S., Moidl S. (2007): Das realisierbare Windkraftpotential in Österreich bis 2020. Kurzstudie
29. Huber C. et. al. (2004): A dynamic model to realize the social optimal penetration of eleCentricity from renewable energy sources
30. Hübner G., Pohl J. (2010): Akzeptanz und Umweltverträglichkeit der Hinderniskennzeichnung von Windenergieanlagen
31. IG Windkraft (2012): Windkraft in Österreich, die Energie des 21. Jahrhunderts, Folien, <http://www.ig-windkraft.at/redsystem/mmedia/2012.01.11/1326271603.pdf>; aufgerufen am 16.06.2012

32. Kaltschmitt, Streicher (2009): Regenerative Energien in Österreich, Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potentiale, Nutzung. Springer Vieweg
33. Köppe O., Schulze K. (2009): Onshore-Windenergie-Repowering-Potentiale in Deutschland. KPMG
34. Krenn A. et. al. (2011): Windatlas und Windpotentialstudie Österreich, Endbericht
35. Kury G., Dobesch H. (1999): Das Windenergiepotential in Österreich – seine Erfassung und regionale Verteilung. Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik.
36. Leibniz Universität Hannover (2011): Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich (Windkraftstudie),
37. Luftverkehrsgesetz vom 1. August 1922 (BGBl. 1922 I S. 681), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2012 (BGBl. I S. 1032) geändert worden ist(BGBl. I S. 1032); Fassung vom 05.07.2012
38. Nährer U. (2010): Geschichte der Windkraftnutzung in Österreich, IG-Wind; <http://ig-windkraft.at/redsystem/mmedia/2010.10.21/1287674443.pdf>; aufgerufen am 05.06.2012
39. NÖ Artenschutzverordnung, Fassung vom 18.08.2012
40. NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005, (NÖ ElWG 2005), Fassung vom 12.08.2012
41. NÖ Nationalparkgesetz 1996, Fassung vom 15.08.2012
42. NÖ Naturschutzgesetz 2000, (NÖ NG 2000), Fassung vom 12.08.2012
43. NÖ Raumordnungsgesetz 1976 (NÖ ROG 1976)
44. Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie Österreich (2010)
45. Ökostrombericht 2011 (November 2011), Bericht der Energie-Control Austria
46. Österreichisches Institut für Raumplanung (2001): Rahmenkonzept für Windkraftanlagen Burgenland
47. Pawek Lukas (2012): Rekord für den Ausbau erneuerbarer Energien in Europa, IG-Wind, <http://www.ig-windkraft.at/redsystem/mmedia/2012.02.06/1328524885.pdf>; aufgerufen am 16.08.2012
48. Pokorny W. (1981): Das österreichische Windenergiepotential – Windenergiekarte Österreich, unveröffentlichter Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Forschung
49. Pokorny W., Neuwirth F. (1986): Das Windenergiepotential des Bundeslandes, unveröffentlichter Bericht im Auftrag mehrerer Bundesländer
50. Reeker C.(2010): Repowering von Windenergieanlagen – Vorteile und Potentiale, , Bundesverband WindEnergie
51. Resch G. (2005): Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment, Dissertation an derTU Wien
52. Resch G. et. al. (2006): OPRES: Assessment and optimization of renewable support schemes in the European electricity market, Potentials and costs for renewable eleCentricity in Europe

- The green-X database on dynamic cost-resource curves, StudieimAuftrag der EuropäischenKommission
- 53. Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt; Fassung vom 05.08.2012
- 54. Richtlinie 79/409/EWG des Rates vom 2. April 1979 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten (Vogelschutz-Richtlinie); Fassung vom 05.08.2012
- 55. Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; Fassung vom 05.08.2012
- 56. Richtlinie 2001/77/EG des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt; Fassung vom 05.08.2012
- 57. Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie); Fassung vom 05.08.2012
- 58. Salletmaier C., Winkelmeier H. (1994): Windenergie in Österreich – Voraussetzung – Situation – Bewertung – Perspektiven. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft, Verkehr und Kunst gemeinsam mit Bundesministerium für Umwelt
- 59. Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503), Fassung vom 16.08.2012
- 60. Süfker W. (2011): Repowering von Windenergieanlagen – Behandlung von Fragen der Höhenbegrenzungen, Repowering-InfoBörse Hannover
- 61. Stanzer G. et. al. (2011): Länderübergreifende Grundlagen zur Beurteilung von Windparks zwischen Bruck an der Leitha und Kittsee, Eine aktuelle Übersicht zur Abstimmung zwischen den Bundesländern Niederösterreich und Burgenland, Ergebnisbericht im Auftrag von Planungsgemeinschaft Ost
- 62. Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist, (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), Fassung vom 17. August 2012
- 63. Streicher W. et. al. (2010): Energieautarkie für Österreich 2050, Feasability Study, Endbericht
- 64. Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000, Fassung vom 08.08.2012
- 65. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2012 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2012), Fassung vom 05.08.2012



66. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlage auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle im Jahr 2012 verpflichtet ist (Ökostromverordnung 2012 – ÖSVO 2012), Fassung vom 12.08.2012
67. Wasserrechtsgesetz 1959, Fassung vom 15.08.201
68. Windenergie Agentur Bremerhaven, (2010): Repowering von Windenergieanlagen in der Metropolregion Bremen-Oldenburg, Handlungsempfehlungen zur Steigerung der Akzeptanz von Repowering
69. Wolter M., Rendel T. (2011): Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control Austria GmbH.
70. <http://www.juraforum.de/lexikon/ta-laerm>; aufgerufen am 02.08.2012
71. <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1>, aufgerufen am 17.08.2012
72. <http://www.juraforum.de/lexikon/vdi-richtlinie-2058>, aufgerufen am 02.08.2012
73. [http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=73&lang=de](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=73&lang=de); aufgerufen am 15.06.2012
74. <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken>, aufgerufen am 06.08.2012
75. [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/repowering-von-windenergieanlagen/repoweringbroschuere\\_2012\\_web.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/repowering-von-windenergieanlagen/repoweringbroschuere_2012_web.pdf), aufgerufen am 17.08.2012
76. <http://www.oerok-atlas.at/>; aufgerufen am 21.08.2012
77. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/graph.do?jsessionid=9ea7d07e30e7bb83d8122fd84550b1d2e63555fc3821.e34OaN8Pc3mMc40Lc3aMaNyTaxuOe0?tab=graph&plugin=1&language=en&pcode=tsien050&toolbox=type>; aufgerufen am 21.08.2012
78. <http://www.finanzzratgeber24.de/bis-zu-12-hoeherer-ertrag-fuer-windkraftanlagen-3694.html>; aufgerufen am 28.08.2012