

Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich

November 2011

Studie im Auftrag der
Energie-Control Austria

Autoren

Dr.-Ing. Martin Wolter
Dipl.-Ing. Torsten Rendel

Dienstgebäude

Stadtbahnlinie 4 und 5
Haltestelle
Schneiderberg

Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich

Abschlussbericht

Kontakt:

Dr.-Ing. Martin Wolter
wolter@iee.uni-hannover.de
Tel.: +49 511 762 19884
Fax: +49 511 762 2369
mobil: +49 160 9157 9964

Executive Summary

Ein Großteil der von Windenergieanlagen bereitgestellten Leistungen wird in Verteilernetze eingespeist. Es ist daher besonders wichtig, das Verhalten dieser Anlagen sowie ihre Auswirkungen sowohl auf Führung, Betrieb und Planung der Netze näher zu untersuchen. Darüber hinaus haben die im Verteilernetz bereitgestellten Einspeiseleistungen auch Auswirkungen auf das überlagerte Übertragungsnetz, die sich insbesondere im Fall der Rückspeisung bemerkbar machen und gegebenenfalls auch dort einen Netzausbau bedingen.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Windenergie in allen Netzebenen Einfluss auf den derzeitigen Systemzustand und den zukünftigen Netzausbau nimmt. Um diese Auswirkungen zu quantifizieren hat die Energie-Control Austria erneut eine Studie über Windenergie in Auftrag gegeben.

Die Vorgängerstudie aus dem Jahr 2003 ist zu der Erkenntnis gekommen, dass die geforderten Ökostromziele erreicht werden, der Windenergieausbau allerdings ein höheres Maß an Engpassmanagementmaßnahmen in den Übertragungsnetzen erfordert. Das durch das Ökostromgesetz festgelegte Förderbudget wird voraussichtlich nicht ausreichen, so dass Handlungsbedarf bei der Anpassung der Förderstruktur bzw. des Förderbudgets besteht. Die Auswirkungen auf die Primär- und Sekundärregelung sind vernachlässigbar, jedoch kann durch Verbesserung der Prognosegüte der Windleistung die Erhöhung des Bedarfs an Minutenreserve deutlich reduziert werden.

Im Rahmen dieser Studie wurden technische, rechtliche und ökonomische Aspekte des weiteren Zubaus von Windenergieanlagen untersucht. Der Fokus liegt dabei auf den technischen Auswirkungen auf die Verteiler- und Übertragungsnetze sowie auf den Auswirkungen auf Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven. Schlussendlich werden verschiedene mögliche Verfahren zur Aufteilung der Kosten, die aufgrund des Windenergieausbaus entstehen, diskutiert.

Entwicklung der installierten Windleistung

In den Jahren 2004 bis 2006 hat sich aufgrund gezielter Förderung die Summenengpassleistung der installierten Windkraftwerke bzw. Windparks mehr als verdoppelt. In den Folgejahren nach 2006 fand kaum Zubau statt. Die installierte Leistung beträgt 1011 MW per Ende 2010. Durch die Ökostromgesetzesnovelle wird in den kommenden Jahren ein ähnlicher Boom der Windenergie erwartet wie 2003. Eine weitere Verdopplung ist möglich. Das Minimalziel von zusätzlichen 700 MW bis zum Jahr 2015 kann in jedem Fall erreicht werden. Die zusätzliche Leistung wird nahezu vollständig von Neuanlagen bereitgestellt, da das Repoweringpotential aufgrund des geringen Alters und der hohen Anlagenleistung bestehender Windkraftwerke derzeit verschwindend gering ist. Aus Sicht der Betreibervertreter wäre nach Einschätzungen von 2011 sogar eine Erhöhung um 1300 MW bis 2000 MW möglich.

Der überwiegende Teil der Windenergie befindet sich aufgrund der besonders guten Windverhältnisse im Nordosten des Landes. Genau dort wird auch der größte Zubau erwartet, das heißt, die Netzbetreiber Bewag Netz GmbH und EVN Netz GmbH werden davon besonders betroffen sein. Die erwartete Entwicklung der Windleistung im Burgenland ist in Abb. 1 dargestellt. Dort kann an den derzeit technisch möglichen und wirtschaftlich attraktiven Standorten im Mittel mit einer Vollastbenutzungsstundendauer von bis zu mehr als 2.400 h gerechnet werden. Der 10-Jahres-Mittelwert der Windgeschwindigkeit zeigt allerdings ein periodisch schwingendes Verhalten mit einer Zeitkonstante von 25 bis

30 Jahren und sinkt derzeit. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Erträge in den kommenden fünf Jahren tendenziell eher sinken.

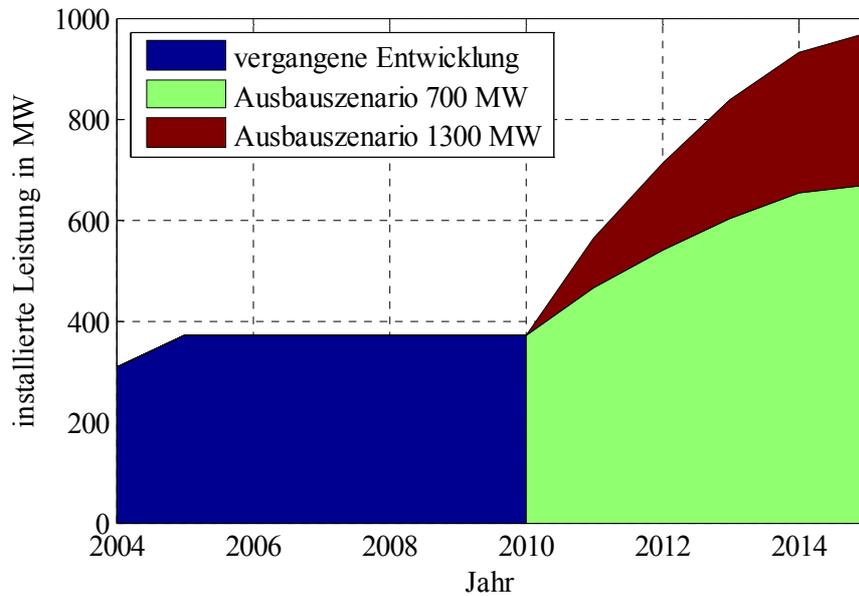


Abb. 1: Entwicklung der installierten Windleistung im Burgenland und anteilige Erhöhung in den beiden Ausbauszenarien 700 MW und 1300 MW

Übersicht und Entwicklungspotential von Generatorkonzepten

Auf dem Markt sind zehn unterschiedliche Generatorkonzepte verfügbar. Davon haben sich der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (z. B. Anlagen von Vestas und DeWind) und der getriebelose Synchrongenerator mit Vollumrichter (Enercon) durchgesetzt. Beide Konzepte teilen sich bezüglich der installierten Leistung den Markt ungefähr zu gleichen Teilen auf.

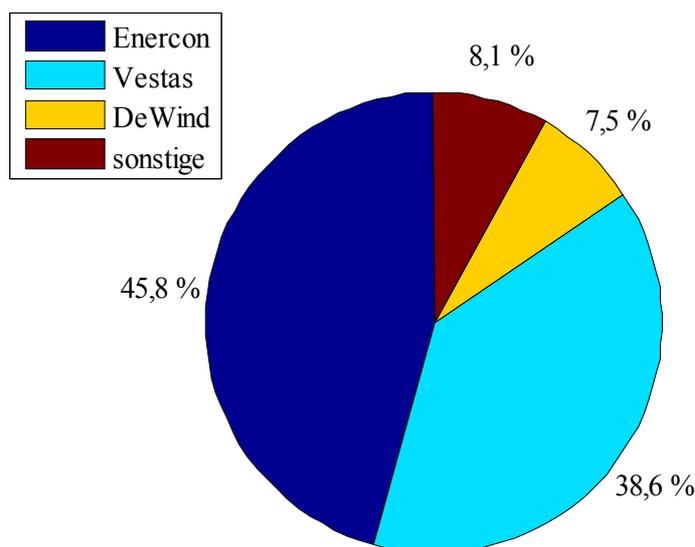


Abb. 2: Marktanteile von Windanlagenherstellern an der installierten Leistung

Die mittlere installierte Leistung pro Anlage liegt derzeit bei rund 2 MW. Sie hat sich in den vergangenen zehn Jahren nahezu verdoppelt. Durch die Markteinführung von 3,5-MW-, 5-MW- und 7,5-MW-Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Leistung pro Anlage auch in Zukunft weiter steigen wird, wenn auch nicht mehr so stark wie in den vergangenen

Jahren. Die Entwicklung von Anlagen größerer Leistung ist nicht durch die Generatorleistung, sondern vielmehr durch statische und dynamische Beanspruchungen des Materials (Mast, Rotorblätter, Lager, ...) begrenzt. Es kann allerdings nicht davon ausgegangen werden, dass bis 2015 neue, innovative Generatorkonzepte auf den Markt kommen und eine nennenswerte Durchdringung erzielen. Genausowenig wird erwartet, dass sich bedeutende Verbesserungen der Wirkungsgrade von Generatoren und Umrichtern erzielen lassen.

Die alleinige Versorgung eines Inselnetzes mit Windenergieanlagen ist aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll. Vielmehr können sie verwendet werden, um Dieselaggregate, die Inselnetze speisen, zu entlasten. Neuere Konzepte lassen dabei sogar die vollständige Abschaltung des Dieselgenerators zu. In Verbindung mit Energiespeichern lässt sich der Treibstoffverbrauch weiter reduzieren. Einige Anlagen erfordern Kompensatoren zur Wahrung der Blindleistungsbilanz. Darüber hinaus ist jede Windenergieanlage in Verbindung mit einem Energiespeicher oder Notstromaggregat bei entsprechendem Windangebot „schwarzstartfähig“ und bietet die Möglichkeit, besonders schnell anzulaufen. Die nicht gesicherte Verfügbarkeit des Windes führt aber dazu, dass WEA in Netzwiederaufbaukonzepten nicht berücksichtigt werden.

Klein- und Kleinstwindenergieanlagen sind ein Nischenprodukt und spielen derzeit keine wesentliche Rolle für die installierte Windleistung in Österreich. Sie werden nicht für die kommerzielle Stromproduktion verwendet, sondern dienen vielmehr der Deckung des Eigenbedarfs in entlegenen Gegenden.

Übersicht und Entwicklungspotentiale von Rotorblattkonzepten

Zur Leistungsbegrenzung bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Bemessung gibt es drei Regelungskonzepte. 77 der 83 verfügbaren Anlagentypen verwenden dabei die pitch-Regelung und lediglich fünf basieren auf dem active-stall. Die passive Stall-Regelung wird bei modernen Anlagen bis auf eine Ausnahme nicht mehr verwendet. Die Kennlinien aller Windenergieanlagen ähneln sich sehr stark in ihrer Form. Nach dem Einschalten zeigen sie einen annähernd kubischen Verlauf bis zur Bemessungsgrenze. Danach ist die Leistung konstant. Bei Erreichen der Maximalgeschwindigkeit wird sofort abgeschaltet oder langsam abgeregelt. Die Hersteller unterscheiden sich lediglich in der Einschalt-, Bemessungs- und Abschaltwindgeschwindigkeit.

Das dominierende Rotorblattkonzept ist der dreiflüglige Luvläufer. Daneben gibt es weitere Anlagen mit horizontaler Achse, die sich in der Anzahl der Rotorblätter unterscheiden. Windenergieanlagen mit vertikaler Rotorachse sind derzeit nur mit kleinen Leistungen verfügbar. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sie in naher Zukunft einen Boom erleben. Der Verlauf der Marktdurchdringung der Rotorblattdurchmesser zeigt, dass es wenige Jahre nach Einführung einer neuen Durchmesserklasse einen Boom und eine darauf folgende mehrjährige Dominanz diesen Typs gegeben hat, bis er von einem größeren Durchmesser abgelöst wurde. Derzeit werden Rotordurchmesser zwischen 60 m und 90 m am häufigsten verbaut. Der Durchbruch der Klasse 90 m bis 130 m steht aber unmittelbar bevor.

Mehrere Hersteller von Luvläufern haben in den vergangenen Jahren ihr Rotorblattdesign optimiert, um Materialbelastungen, Geräusche und Turbulenzen zu reduzieren und die Windausbeute zu erhöhen. Weitere Optimierungen des Designs und insbesondere der Werkstoffkomposition werden für die Zukunft erwartet. Auch die Vertikalrotoren bieten ein umfangreiches Optimierungspotential.

Auswirkungen des Windausbaus auf die Verteilernetze

Der weitere Ausbau der installierten Windleistung erfordert den Ausbau der Verteilernetze. Die hoch variable Windenergieeinspeisung in Kombination mit dem nicht korrelierten, ebenfalls stark schwankenden Leistungsbedarf der Verbraucher führt zu volatilen Leistungsflüssen mit sich häufig ändernder Richtung. Die neu zu errichtenden Leitungen müssen daher für diese hohen Belastungen ausgelegt werden, obwohl die installierte Übertragungskapazität nur selten abverlangt wird.

Derzeit ist es üblich, einzelne Windenergiegeneratoren zu einem Windpark zusammenzuschließen und einen einzigen Netzanschlusspunkt mit einer Übergabemessung zu errichten. Durch die verbrauchernähere Leistungsbereitstellung in der Hochspannungsebene können Netzverluste reduziert werden. Kommt es zu einer Rückspeisung in die Übertragungsnetze, besteht also ein Überangebot an Energie in der Verteilernetzebene, können die Netzverluste aber auch ansteigen. Im Fall der beiden vom Ausbau der Windenergie besonders betroffenen Netzbetreiber Bewag Netz GmbH und EVN Netz GmbH ist mit steigenden Verlusten zu rechnen.

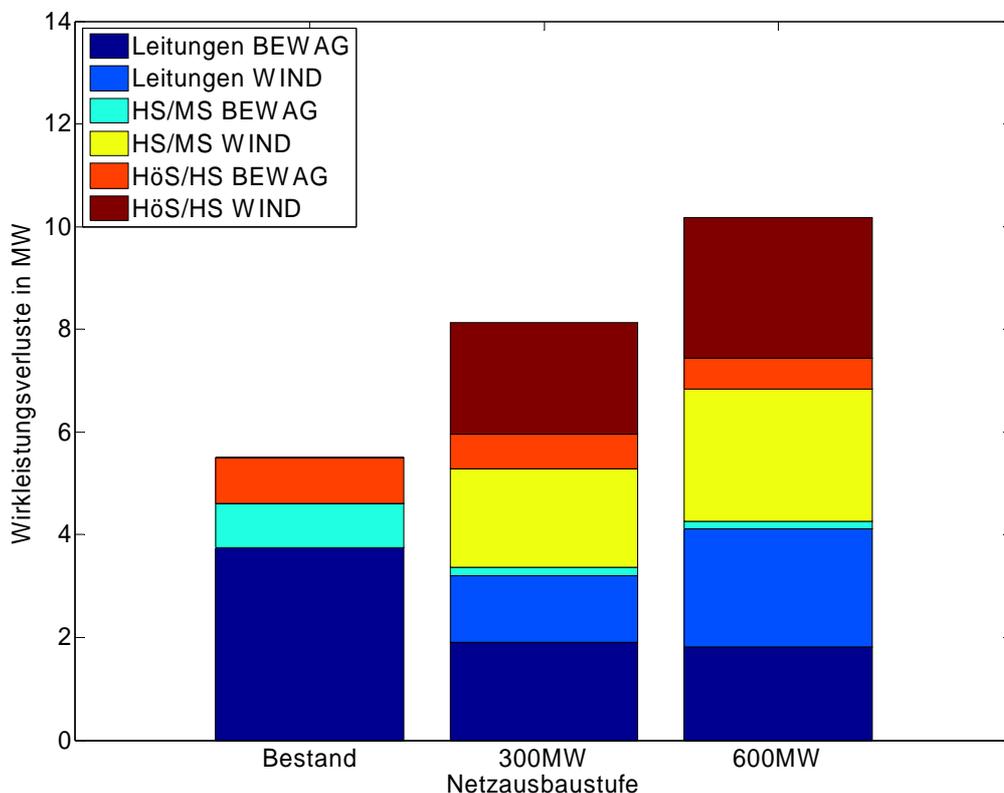


Abb. 3: Entwicklung der Netzverluste im Netz der Bewag Netz GmbH bei Starkwind und Starklast (Netzausbaustufe 300 / 600 MW entspricht Ausbauszenario 700 / 1300 MW)

Der Anschluss von Generatoren erhöht die Kurzschlussleistung in den Verteilernetzen. Dies hat Auswirkungen auf die thermische, elektrische und mechanische Dimensionierung von Sammelschienen und Leistungsschaltern und erfordert gegebenenfalls eine Verstärkung der genannten Betriebsmittel; außerdem muss der Netzschutz entsprechend angepasst werden.

Das 110-kV-Netz ist bisher gelöscht betrieben worden. Durch den netzausbaubedingt steigenden Kabelanteil wird die technisch handhabbare Löschstromgrenze rasch erreicht. Die Netzbetreiber können dem durch Teilnetzbildung entgegen wirken oder ihr Netz auf

niederohmig geerdete Sternpunkte umstellen. In beiden Fällen fallen zusätzliche Kosten für weitere Löschspulen bzw. neue Schutzgeräte und gegebenenfalls die zusätzlichen Netzabstützungen (Umspannwerke) an.

Der hohe Kabelanteil in der Mittel- und 110-kV-Hochspannungsebene kann zur Rückspeisung von Blindleistung in die Übertragungsnetzebene führen. In Kombination mit einem Wirkleistungsüberschuss ist mit Spannungsanhebungen in den Verteilernetzen und lokal im Übertragungsnetz zu rechnen, weshalb ein entsprechendes Kompensationskonzept erforderlich ist.

Auswirkungen des Windausbaus auf die Übertragungsnetze

Der europaweite Ausbau der Windenergie führt zu hohen, schwankenden Leistungsflüssen im Übertragungsnetz. Im bestehenden Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (kurz: APG) ist es dadurch in der Vergangenheit bereits zu erheblichen Engpässen gekommen. Laut APG sind insbesondere die Grenzleitungen nach Deutschland und die Nord-Süd-Verbindungen sehr stark belastet. Für den weiteren Windenergieausbau wäre das österreichische Übertragungsnetz ohne 380-kV-Ring nicht ausgelegt. Durch die Schaffung höherer Transportkapazitäten können die windbedingten Engpässe jedoch weitgehend vermieden werden. Die Steiermarkleitung, die Teil des 380-kV-Rings ist, sorgt bereits heute für eine deutliche Entspannung der Engpasssituation und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit im Nordosten Österreichs. Die APG ist bestrebt, bis zum Jahr 2018 die 380-kV-Salzburgleitung vom Netzknoten St. Peter zum Netzknoten Tauern und in weiterer Folge einen geschlossenen 380-kV-Ring zu errichten, der die Engpasssituation im gesamten Netzgebiet deutlich entspannen soll. Zusätzlich sind neben den nötigen neuen Einspeisepunkten für Windkraft (neue Netzabstützungen zu den Verteilernetzen) im Nordosten mittelfristig weitere Netzertüchtigungen im Westen Österreichs geplant.

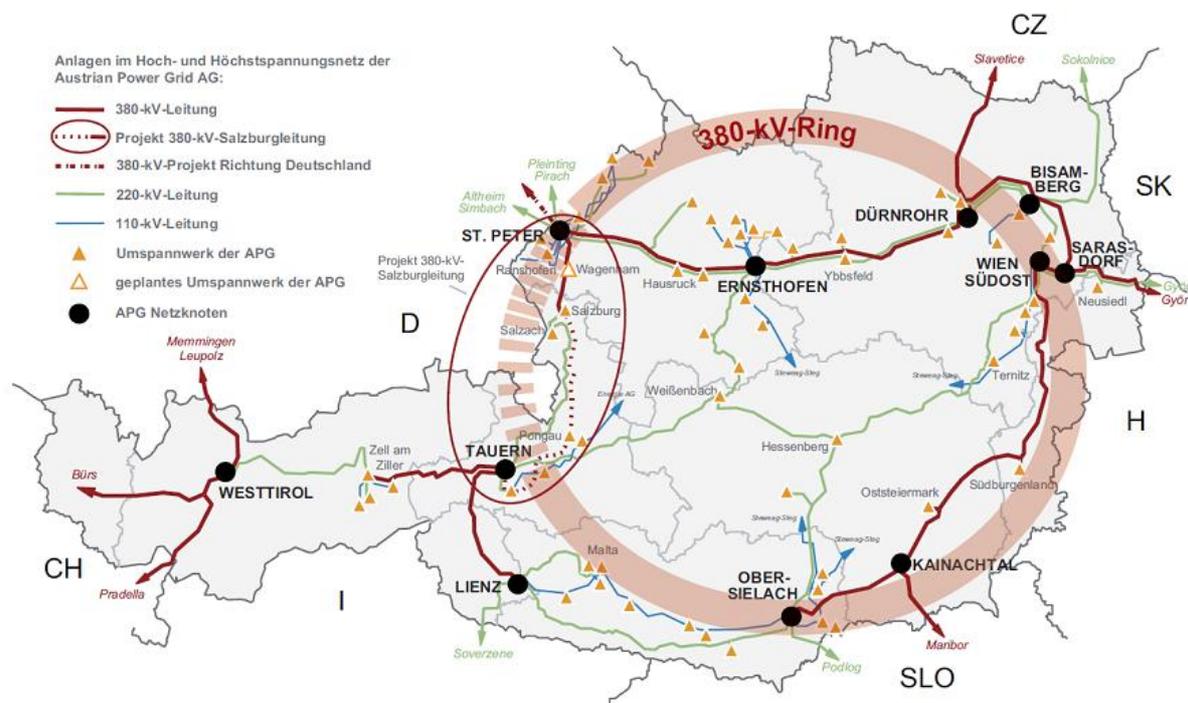


Abb. 4: Ausbautzustand 2011 im Netz der APG

In Abb. 4 sind die 380-kV-Leitungen der APG rot und die 220-kV-Leitungen der APG grün mit Ausbautzustand 2011 dargestellt.

Erschwerend kommt hinzu, dass große Distanzen überbrückt werden müssen, um die großen Pumpspeicherkraftwerke im Südwesten zum Ausgleichen der Schwankungen der Windeinspeisung nutzen zu können. Es wird mit den geplanten Netzverstärkungen auch in Zukunft möglich sein, windbedingte Leistungsschwankungen mit den Pumpspeicherkraftwerken im Südwesten des Landes auszugleichen, da zusätzliche 5 GW installierte Pumpspeicherleistung geplant sind.

Auswirkungen der Windenergie auf die vorzuhaltenden Regelreserven

Die Verfahren zur kurzzeitigen Windleistungsprognose basieren im Wesentlichen darauf, aus historischen und aktuell gemessenen Wetterdaten auf den zeitlichen Verlauf der Windgeschwindigkeit in den kommenden Stunden bis Tagen zu schließen. Dabei unterscheiden sich die Verfahren in der Art und Menge der berücksichtigten Einflussfaktoren, der Dichte des Messstellennetzes und des verwendeten numerischen Extrapolationsalgorithmus. Mit größer werdendem Prognoseintervall steigt auch der Prognosefehler. Während der mittlere quadratische Fehler im Intraday-Bereich, also bei Prognosen für die kommenden drei bis sechs Stunden, für ein Prognosegebiet der Größenordnung und Charakteristik Deutschlands idealerweise zwischen 3 % und 4 % liegt, müssen bei der day-ahead-Prognose Fehler von 5 % bis 6 % in Kauf genommen werden. Für noch längerfristige Prognosen muss mit Fehlern zwischen 8 % und 15 % gerechnet werden. Diese Idealwerte können in Österreich aber aufgrund der starken räumlichen Konzentration der Windenergie nicht erreicht werden.

Der Bedarf an Ausgleichsleistung wird durch Faltung der Wahrscheinlichkeitsfunktionen aller Einflussgrößen bestimmt. Aus ökonomischen Gründen ist es sinnvoll, ein Restrisiko in Kauf zu nehmen. Dies wurde in Anlehnung an die gängige Praxis mit 0,1 % angenommen. 2010 lagen die Kosten für Ausgleichsenergie bei rund 20 Mio. Euro. Durch Verbesserung der Prognosegüte, z. B. mittels kürzerer Vorhersagehorizonte, könnten theoretisch 7 Mio. Euro eingespart werden. Die durch Vorhaltung und Abrufen von Ausgleichsenergie verursachten Kosten werden beim Zubau von Windenergieanlagen steigen, wenn der Prognosefehler nicht reduziert werden kann.

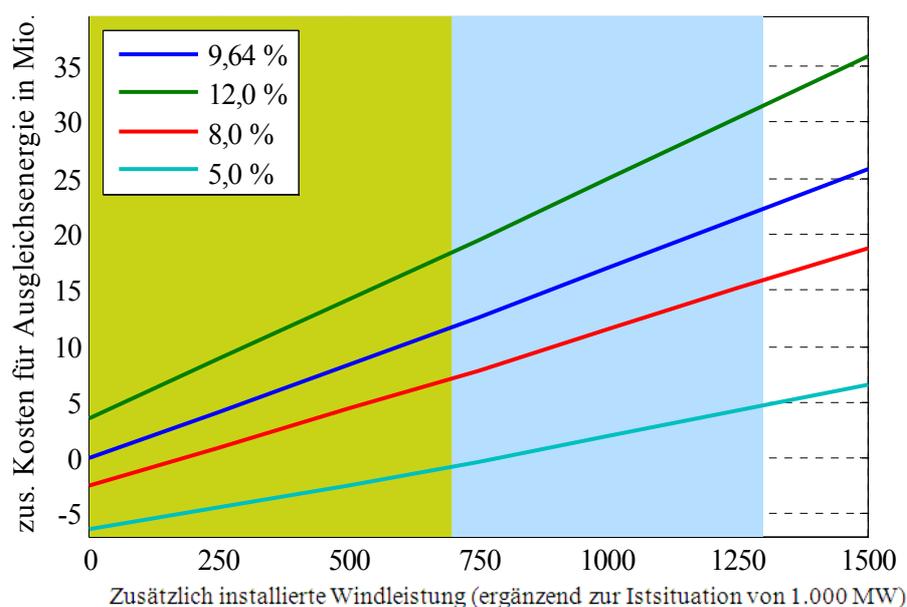


Abb. 5: Entwicklung der Kosten für Minutenreserve

Technisch sind Windenergieanlagen in der Lage, sich an der Vorhaltung von Primärregelreserven zu beteiligen. Die Umsetzung ist im betrachteten Zeitraum bis 2015 allerdings als unwahrscheinlich zu bewerten, da erst die rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür geschaffen werden müssen. Die Beteiligung an der Vorhaltung von Sekundärregelreserven ist, wie in der Studie von 2003 erläutert, weiterhin nicht sinnvoll.

Verfahren zur Aufteilung der windbedingten Netzausbaukosten

Es sind unterschiedliche Methoden zur Aufteilung der windbedingten Netzausbaukosten denkbar. In dieser Studie wurden vier verschiedene Verfahren untersucht und verglichen, ohne jedoch die rechtliche Zulässigkeit der Verfahren gemäß ElWOG 2010 näher zu prüfen.

- Bei der leistungsbezogenen Verrechnung bezahlt jeder Windparkbetreiber einen festen Betrag pro installierter Leistung.
- Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung bezahlt jeder Windparkbetreiber anteilig nur die Netzausbaukosten, die für den Anschluss seines Parks entstehen.
- Bei der windparkbezogenen Kostenaufteilung werden die anfallenden Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Windparks aufgeteilt.
- Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung mit Sockelbetrag werden die Kosten für Betriebsmittel, von denen alle zukünftigen Windparkprojekte profitieren, zusammenaddiert und leistungsbezogen auf die Windparkbetreiber aufgeteilt. Die übrigen Kosten ergeben sich wie bei der verursachungsproportionalen Aufteilung. Diese Methode schafft Planungssicherheit und gibt Anreize für die Wahl geeigneter Standorte. Nichtsdestotrotz besteht die Gefahr der Diskriminierung. Auch Überkompensation kann nicht ausgeschlossen werden.

Keine der vorgestellten Methoden kann als uneingeschränkt ideal eingestuft werden. Unter Berücksichtigung der Interessen aller Beteiligten (Netzbetreiber und -benutzer) ergibt sich, dass die verursachungsproportionale Aufteilung mit Sockelbetrag sowie die leistungsbezogene Verrechnung annehmbare Resultate liefern und in Vor- und Nachteilen in etwa ebenbürtig sind. Ein wichtiger Gesichtspunkt ist dabei, eine mögliche Überfinanzierung des Netzausbaus seitens der Windparkbetreiber von vornherein zu vermeiden. Diese müsste nach Feststellung der tatsächlich angefallenen Kosten rückvergütet werden. Darüber hinaus sollen Kosten infolge von Unterschätzung der Netzausbaukosten ebenfalls minimiert werden. Das Risiko für beide Fälle ist bei der leistungsbezogenen Kostenaufteilung am geringsten.

Die Höhe des Preises pro installierter Leistung ergibt sich aus Annahmen über die Kosten für den Netzausbau, die Potentialzonen und die erwartete installierte Leistung. Insbesondere letztere hat einen starken Einfluss auf den Preis. Die Höhe des Betrags wird bei unterschiedlichen Netzbetreibern unterschiedlich hoch ausfallen. Dies kann insbesondere in Grenzgebieten Anreize zur Verlagerung des Netzanschlusspunktes liefern. Alternativ wäre ein bundesweit einheitlicher Preis denkbar, bei dem Anlagen in Regionen mit bereits stark ausgebauten Netzen bzw. geringer Durchdringung mit Erzeugungseinheiten Neubauprojekte in schwachen Netzen bzw. hoher Durchdringung mit Erzeugungseinheiten subventionieren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Erkenntnisse der Windkraftstudie von 2003	1
1.2	Motivation	2
1.3	Ziele der Ökostromnovelle 2009.....	2
1.4	Zielsetzung der Studie	3
2	Voraussichtliche Entwicklung der Windenergie	4
2.1	Windpotenziale in Österreich.....	4
2.2	Beschreibung des Ist-Zustands der installierten Leistung.....	6
2.3	Abschätzung der Entwicklungstendenzen.....	10
2.3.1	Burgenland	11
2.3.2	Niederösterreich	11
2.3.3	Übrige Bundesländer.....	12
2.4	Fazit.....	13
3	Übersicht und Entwicklungspotentiale bei Generatorkonzepten	14
3.1	Generatorkonzepte von Großwindanlagen.....	15
3.2	Klein- und Kleinstanlagen.....	15
3.3	Marktdurchdringung der einzelnen Generatorkonzepte.....	17
3.4	Inselnetzfähigkeit	19
3.5	Schwarzstartfähigkeit	20
3.6	Entwicklungspotentiale	21
3.7	Fazit.....	23
4	Übersicht und Entwicklungspotentiale bei Rotorformen und Rotorblättern	24
4.1	Funktionsprinzip des Luvläufers.....	24
4.2	Regelungskonzepte zur Leistungsbegrenzung	25
4.3	Kennlinien unterschiedlicher Windkraftwerke	25
4.4	Alternative Rotorkonzepte	28
4.5	Marktdurchdringung.....	30
4.5.1	Multimegawattanlagen	30
4.5.2	Kleinwindanlagen.....	30
4.6	Entwicklungspotenzial	31
4.6.1	Rotorblattdurchmesser	31
4.6.2	Rotorblattdesign	32
4.7	Fazit.....	34
5	Folgen der Windenergie für Betrieb und Ausbau der Verteilernetze	35
5.1	Prozessmodell.....	1
5.1.1	Betriebsmittel und Netze	35
5.1.2	Wind- und Lastszenarien.....	36
5.2	Netzbereich.....	36
5.2.1	Ist-Zustand.....	36
5.2.2	1. Ausbaustufe	39
5.2.3	2. Ausbaustufe	39
5.2.4	Netztrennung	39
5.3	Auslastung der Betriebsmittel	41
5.3.1	Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Starklast.....	42
5.3.2	Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Schwachlast.....	43
5.3.3	Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Starklast.....	44

5.3.4	Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Schwachlast.....	45
5.3.5	Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast	46
5.3.6	Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast	47
5.3.7	Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast	48
5.3.8	Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast	49
5.3.9	Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast	50
5.3.10	Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast	51
5.3.11	Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast	52
5.3.12	Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast	53
5.4	Netzverluste.....	54
5.5	Blindleistungsbilanz	57
5.6	Spannungsbänder	59
5.7	Sternpunktterdung	60
5.7.1	Netztrennung	62
5.7.2	Niederohmige Sternpunktterdung	64
5.8	Kurzschlussströme	64
5.9	Netzschutz	66
5.9.1	Schutz im Verteilernetz.....	67
5.9.2	Leitungsschutz im 110-kV-Netz	67
5.9.3	Transformatorschutz.....	68
5.9.4	Auswirkungen der Windenergie auf das Schutzkonzept im Burgenland.....	68
5.9.5	Fallstudie Hochspannungsnetz mit UMZ-Schutz	69
5.10	Netzanschlusskonzepte neuer Windparks	70
5.11	Fazit.....	71
6	Folgen der Windenergie für Betrieb und Ausbau der Übertragungsnetze	72
6.1	Auswirkungen auf die Leistungsflusssituation	72
6.2	Zusammenwirkung der Windenergie mit Pumpspeicherkraftwerken.....	73
6.3	Auswirkungen auf die Netzführung	75
6.4	Fazit.....	76
7	Übersicht und Potentiale unterschiedlicher Methoden der Windprognose	77
7.1	Methoden zur Abschätzung des Ertrags möglicher Standorte	77
7.2	Übersicht der Methoden kurzfristiger Prognosen	78
7.3	Entwicklungspotenziale	80
7.4	Fazit.....	81
8	Einfluss der Windenergie auf die vorzuhaltende Regelreserve	82
8.1	Qualitativer Einfluss der Windenergie auf die Regelleistung	82
8.1.1	Primärregelung	82
8.1.2	Sekundärregelung.....	83
8.1.3	Tertiärregelung	84
8.2	Einspeiseverhalten der Windenergieanlage am Netz	84
8.3	Verfügbarkeit der Windleistung in Österreich	86
8.4	Auswirkung von Prognoseungenauigkeiten.....	87
8.5	Beitrag von Windenergieanlagen zur Primärregelung.....	90
8.6	Bemessung und Kosten für Primär- und Sekundärregelreserven.....	91
8.6.1	Primärregelleistung	91
8.6.2	Sekundärregelleistung	92
8.6.3	Beteiligung der Windenergie an den Kosten für Sekundärregelreserve	93
8.7	Bemessung und Kosten für Ausgleichsenergie.....	94
8.7.1	Ursachen für Bilanzungleichgewichte	94
8.7.2	Methode zur Bemessung von Ausgleichsleistung und -energie.....	95

8.7.3	Bemessung der Ausgleichsenergie für Österreich	96
8.7.4	Kosten für die Ausgleichsenergievorhaltung	99
8.8	Fazit	101
9	Folgekosten des Windenergieausbaus	102
9.1	Kosten für den Ausbau des Hochspannungsnetzes	102
9.2	Theoretische Möglichkeiten der Kostenaufteilung	102
9.2.1	Leistungsbezogene Verrechnung	103
9.2.2	Verursachungsproportionale Aufteilung	104
9.2.3	Verursachungsproportionale Aufteilung mit Sockelbetrag	106
9.2.4	Windparkbezogene Verrechnung	108
9.2.5	weitere Methoden	109
9.3	Auswirkung der Art der Kostenverteilung	109
9.4	Fazit	111
10	Zusammenfassung	112
11	Literatur	117
Anhang A:	Übersicht und Funktionsweise unterschiedlicher Generatorkonzepte ...	120
A.1	Drehzahlfeste Generatoren mit direkter Netzkopplung	120
A.1.1	Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung	120
A.1.2	Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung (Käfigläufer)	121
A.1.3	Asynchrongenerator mit variablem Schlupf	122
A.2	Drehzahlgestufte Generatorkonzepte	123
A.2.1	Doppelgenerator	123
A.2.2	Polumschaltbarer Generator	123
A.3	Drehzahlvariable Generatorkonzepte mit Frequenzumrichter	124
A.3.1	Synchrongenerator mit Vollumrichter und Getriebe	124
A.3.2	Asynchrongenerator mit übersynchroner Stromrichter-kaskade	125
A.3.3	Doppelt gespeister Asynchrongenerator	126
A.4	Direkt vom Rotor angetriebene, drehzahlvariable Konzepte	127
A.4.1	Getriebeloser Synchrongenerator mit Vollumrichter	127
A.4.2	Permanentmagneterregte Generatoren	129
Anhang B:	Regelungskonzepte von Luvläufern	130
B.1	Stall-Regelung	130
B.2	Pitch-Regelung	130
B.3	Active-stall-Regelung	132
Anhang C:	Alternative Rotorblattkonzepte	134
C.1	Savoniusläufer	134
C.2	Darrieusläufer	135
C.3	H-Rotor	137
C.4	Luvläufer mit weniger als drei Rotorblättern	137
C.5	Luvläufer mit mehr als drei Rotorblättern	138
Anhang D:	Begriffsbestimmungen	140
D.1	Ausgleichsenergie	140
D.2	Bilanzgruppe	140
D.3	Bilanzgruppenkoordinator	140
D.4	Bilanzgruppenverantwortlicher	140
D.5	Dezentrale Erzeugungsanlage	140
D.6	Erzeugungsanlage	140
D.7	Generator	140

D.8	Kleinwindenergieanlage.....	141
D.9	Kraftwerk	141
D.10	Kraftwerkspark.....	141
D.11	Minutenreserve.....	141
D.12	Netzanschluss	141
D.13	Primärregelung	141
D.14	Prognosegüte	141
D.15	Regelzone	141
D.16	Regelzonenführer	141
D.17	Sekundärregelung.....	142
D.18	Virtuelles Kraftwerk.....	142
D.19	Windpark.....	142
D.20	Zusammenhängendes Kraftwerk.....	142

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1: mittlere Windgeschwindigkeiten über Europa [45]	4
Abb. 2.2: Windpotential in Europa [45].....	5
Abb. 2.3: Mittelwerte des Windindex für Norddeutschland [45]	6
Abb. 2.4: Räumliche Verteilung der Windenergieanlagen (Stand Okt.2010) [34].....	7
Abb. 2.5: Installierte Windleistung in den Bundesländern (Stand: Oktober 2010)	8
Abb. 2.6: theoretisches und technisches Windkraftpotential [48]	9
Abb. 2.7: Entwicklung der installierten Leistung in den einzelnen Bundesländern	9
Abb. 2.8: Entwicklung der Windenergie im Ausbauszenario 1 (zusätzlich 700 MW).....	10
Abb. 2.9: Entwicklung der Windenergie im Ausbauszenario 2 (zusätzlich 1300 MW).....	10
Abb. 2.10: Entwicklung der installierten Windleistung im Burgenland	11
Abb. 2.11: Entwicklung der installierten Windleistung in Niederösterreich	12
Abb. 2.12: Entwicklung der installierten Windleistung in den übrigen Bundesländern.....	12
Abb. 3.1: Windleistung in Abhängigkeit von Rotordrehzahl und Windgeschwindigkeit [44]	14
Abb. 3.2: Marktanteile am österreichischen Markt im Mai 2010	17
Abb. 3.3: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung pro Windenergieanlage [19]	18
Abb. 3.4: Möglicher Aufbau eines windenergiegespeisten Inselnetzes [21].....	20
Abb. 3.5: zukünftige Entwicklung der installierten Leistung	22
Abb. 4.1: Leistungskennlinien der Anlagen von Enercon	26
Abb. 4.2: Leistungskennlinien der Anlagen von Vestas	26
Abb. 4.3: Leistungskennlinien der Anlagen von RePower	27
Abb. 4.4: Leistungskennlinie der Areva / Multibrid M5000.....	27
Abb. 4.5: Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Rotorblattkonzepte [8].....	29
Abb. 4.6: Rotordurchmesser der jährlich neu errichteten Windenergieanlagen [19].....	30
Abb. 4.7: Anzahl der jährlich in Großbritannien installierten Kleinwindanlagen [10].....	31
Abb. 4.8: Entwicklung der Rotorblattdurchmesser	32
Abb. 4.9: neues Rotorblattdesign der Firma Enercon (Quelle: Enercon GmbH)	33
Abb. 5.1: Mitsystemersatzschaltbild der Leitung.....	35
Abb. 5.2: Mitsystemersatzschaltbild des Zweiwicklungstransformators.....	36
Abb. 5.3: Ist-Situation im Netz der Bewag	37
Abb. 5.4: Übersicht der geplanten Windparks und der erforderlichen Ausbaumaßnahmen....	38
Abb. 5.5: Netzplan der Bewag Netz GmbH nach der 2. Ausbaustufe inkl. Netzgruppen	40
Abb. 5.6: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Starklast.....	42
Abb. 5.7: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Schwachlast.....	43
Abb. 5.8: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Starklast.....	44

Abb. 5.9: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Schwachlast.....	45
Abb. 5.10: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast	46
Abb. 5.11: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast	47
Abb. 5.12: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast	48
Abb. 5.13: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast	49
Abb. 5.14: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast	50
Abb. 5.15: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast	51
Abb. 5.16: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast	52
Abb. 5.17: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast	53
Abb. 5.18: Wirkleistungsverluste im Szenario Starkwind-Starklast.....	54
Abb. 5.19: Wirkleistungsverluste im Szenario Starkwind-Schwachlast.....	55
Abb. 5.20: Wirkleistungsverluste im Szenario Schwachwind-Starklast.....	55
Abb. 5.21: Wirkleistungsverluste im Szenario Schwachwind-Schwachlast.....	56
Abb. 5.22: Blindleistungsbedarf der Netze bei Starkwind und Starklast.....	57
Abb. 5.23: Blindleistungsbedarf der Netze bei Starkwind und Schwachlast.....	58
Abb. 5.24: Blindleistungsbedarf der Netze bei Schwachwind und Starklast.....	58
Abb. 5.25: Blindleistungsbedarf der Netze bei Schwachwind und Schwachlast.....	59
Abb. 5.26: Einfluss der Verstimmung auf den Reststrom und die Verlagerungsspannung.....	60
Abb. 5.27: Löschgrenzen und Löschstrombedarf in den beiden Ausbaustufen.....	61
Abb. 5.28: Löschgrenzen und Löschstrombedarf bei ausschließlichem Netzausbau mit Kabeln	62
Abb. 5.29: Löschgrenze und Löschstrombedarf im Teilnetz Bewag bestehend.....	62
Abb. 5.30: Löschgrenze und Löschstrombedarf im Teilnetz Wind, 1. Ausbaustufe	63
Abb. 5.31: Löschgrenze und Löschstrombedarf im Teilnetz Wind, 2. Ausbaustufe	63
Abb. 5.32: Beispielnetz mit Distanzschutz	67
Abb. 5.33: Differentialschutz beim Transformator.....	68
Abb. 5.34: Topologie des Netzes „Bewag Wind“	69
Abb. 5.35: Auslösekennlinie des UMZ-Schutzes zwischen Knoten 2 und Knoten 3	69
Abb. 6.1: Übertragungsnetz von APG, Stand 2011 [52].....	72
Abb. 6.2: geplanter Kraftwerksausbau in der Regelzone der APG [52].....	74
Abb. 6.3: Netzsituation 2011 [52].....	75
Abb. 7.1: Ablauf der Windprognose	78
Abb. 7.2: Verknüpfung der Forschungsgruppen mit Anbietern von Wetterdaten.....	79
Abb. 7.3: historischer Verlauf und Abschätzung der zukünftigen Prognosegüte	80
Abb. 8.1: exemplarische Einspeisezeitreihe über einen Tag.....	85
Abb. 8.2: monatlich gemittelte Leistung einer exemplarischen Windenergieanlage.....	85

Abb. 8.3: Häufigkeitsverteilungsfunktion der eingespeisten Windleistung	86
Abb. 8.4: Dauerganglinie der Windleistung in Österreich.....	86
Abb. 8.5: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler der vergangenen Jahre.....	88
Abb. 8.6: Korrelation zwischen Ausgleichsenergie und Prognosefehler.....	89
Abb. 8.7: Durchschnittspreis der Primärregelreserve	91
Abb. 8.8: Liefer- und Bezugskosten für Sekundärregelenergie	92
Abb. 8.9: Bestimmung der Minutenreserveleistungsgrenzen	96
Abb. 8.10: Entwicklung der negativen Ausgleichsleistung	97
Abb. 8.11: Entwicklung der positiven Ausgleichsleistung	98
Abb. 8.12: Entwicklung der negativen Ausgleichsenergie	98
Abb. 8.13: Entwicklung der positiven Ausgleichsenergie	99
Abb. 8.14: Entwicklung der Kosten für Ausgleichsenergie.....	100
Abb. 9.1: Beispielnetz zur Demonstration der Kostenaufteilung.....	103
Abb. 9.2: absolute Kosten bei leistungsbezogener Verrechnung.....	104
Abb. 9.3: spezifische Kosten bei leistungsbezogener Verrechnung	104
Abb. 9.4: absolute Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung.....	105
Abb. 9.5: relative Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung	106
Abb. 9.6: absolute Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung mit Sockel.....	107
Abb. 9.7: spezifische Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung mit Sockel	107
Abb. 9.8: absolute Kosten bei windparkbezogener Verrechnung.....	108
Abb. 9.9: spezifische Kosten bei windparkproportionaler Aufteilung.....	109
Abb. 11.1: Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung	120
Abb. 11.2: Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung.....	121
Abb. 11.3: Asynchrongeneratoren mit variablem Schlupf.....	122
Abb. 11.4: Windenergieanlage mit Doppelgenerator.....	123
Abb. 11.5: Polumschaltbarer Asynchrongenerator	123
Abb. 11.6: Synchrongenerator mit Vollumrichter und Getriebe.....	124
Abb. 11.7: Asynchrongeneratoren mit übersynchroner Stromrichter-kaskade	125
Abb. 11.8: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine.....	126
Abb. 11.9: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine mit Kaskadenumrichter	127
Abb. 11.10: Getriebeloser Synchrongenerator mit Vollumrichter	128
Abb. 11.11: Strömungsverhältnisse im Normalbetrieb.....	130
Abb. 11.12: Strömungsverhältnisse im Stall-Betrieb.....	130
Abb. 11.13: Stellung des Rotorblatts bei Schwachwind	131
Abb. 11.14: Stellung des Rotorblatts bei Starkwind	131
Abb. 11.15: Eingriff der Pitch-Regelung zur Leistungsreduzierung	132

Abb. 11.16: Eingriff der Active-stall-Regelung zur Leistungsreduzierung	132
Abb. 11.17: Skizze des Savoniusläufers [30].....	134
Abb. 11.18: Luftströmung im Savoniusrotor [30].....	135
Abb. 11.19: Skizze des Darrieusläufers [30].....	135
Abb. 11.20: Strömungsverhältnisse am Darrieusläufer	136
Abb. 11.21: Skizze des H-Rotors [30]	137
Abb. 11.22: Einblattrotor [30].....	137
Abb. 11.23: Zweiblattrotor [30]	138
Abb. 11.24: Westernmill [30]	139
Abb. 11.25: Drehmomentenbeiwert der Rotorblattkonzepte	139

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Richtwerte für Volllastbenutzungsstunden	5
Tabelle 2: Volllastbenutzungsstunden der vergangenen Jahre	5
Tabelle 3: Ausschnitt der am Markt verfügbaren Klein- und Kleinstwindanlagen	16
Tabelle 4: Übersicht über im Jahr 2009 am Markt verfügbare Anlagentypen.....	17
Tabelle 5: Vergleich der beiden dominierenden Generatorkonzepte.....	18
Tabelle 6: Übersicht über aktuelle Prototypen.....	21
Tabelle 7: Übersicht der im Jahr 2009 verfügbaren Regelkonzepte	25
Tabelle 8: mittlere Kenngrößen der Anlagen unterschiedlicher Hersteller.....	28
Tabelle 9: Simulationsszenarien.....	36
Tabelle 10: Spannungsbänder im Netz „Bewag bestehend“	59
Tabelle 11: Spannungsbänder im Netz „Bewag Wind“	59
Tabelle 12: Dämpfungsfaktoren.....	61
Tabelle 13: größte Anfangskurzschlusswechselströme im Netz „Bewag bestehend“	66
Tabelle 14: größte Anfangskurzschlusswechselströme im Netz „Bewag Wind“	66
Tabelle 15: Beispielhafte Schutzeinstellung für Distanzschutz	67
Tabelle 16: Auslösefolge der Relais bei einem Fehler zwischen Knoten 2 und Knoten 3	70
Tabelle 17: Spannungsanhebung am Einspeiseknoten.....	73
Tabelle 18: Richtwerte für Weibullfaktoren in Österreich in 50 m Höhe.....	78
Tabelle 19: Übersicht einiger Anbieter von day-ahead Windprognosen und deren Güte	79
Tabelle 20: Übersicht einiger Anbieter von Intraday Prognosen und deren Güte	79
Tabelle 21: statistische Daten des Prognosefehlers.....	88
Tabelle 22: Richtwerte zur Abschätzung der Effektstärke.....	89
Tabelle 23: Preise für Ausgleichsenergie.....	99
Tabelle 24: Richtwerte spezifischer Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel.....	102

Abkürzungsverzeichnis

WEA	Windenergieanlage
Bewag	Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft
EVN	Energieversorgung Niederösterreich
APG	Austrian Power Grid
MPP	Maximum Power Point
GTO	Gate turn-off Thyristor
IGBT	Insulated gate bipolar transistor
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
BHKW	Blockheizkraftwerk
VGB	Verband der Großkraftwerksbetreiber

Zeichenerklärung

allgemein

Symbol	Beschreibung
\mathbf{K}	Matrix
\mathbf{k}	Spaltenvektor
K'	bezogene Größe
$\underline{K}, \underline{k}$	komplexe Größe
K, k	Skalar

hochgestellte Indizes

Symbol	Beschreibung
T	transponierte Matrix
*	konjugiert komplex

tiefgestellte Indizes

Symbol	Beschreibung
-	Negativ
+	Positiv
a	Anlauf
A, B	Terminalnamen
BM	Betriebsmittel
C	Kapazitiv
E	Erde
ers.	Ersatz
f	Fehlerbehaftet
Fe	Eisen
FPL	Fahrplan
ges	Gesamt
h	Hauptfeldinduktivität
inst	Installiert
K	Knoten
M	Motor
max	Maximal
n	Nenngröße
N	Netz
opt	Optimal
p	Betz-Faktor
Q	Querglied
r	Rated
s	Singulär
T	Terminal
W	Wind
Wind	Wind
WP	Windpark

Formelzeichen

Symbol	Beschreibung
A	Fläche
A	Weibullparameter, Erwartungswert
b	Formfaktor
C	Kapazität
d	Dämpfung
f	Funktion
h	Wahrscheinlichkeit
I	Strom
k	bezogene Kosten
K	Kosten
m	Masse
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
R	Resistanz
S	Scheinleistung
U	Spannung
v	Geschwindigkeit
v	Verstimmung
X	Reaktanz
Y	Admittanz
Z	Impedanz
ρ	Dichte
ω	Winkelgeschwindigkeit

1 Einleitung

Eine wachsende Anzahl von dezentralen Erzeugern speist aufgrund ihrer im Vergleich zu konventionellen thermischen Kraftwerken geringeren Leistung nicht in die Übertragungsnetze ein, sondern ist je nach Leistung in der Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsebene, also in den Verteilernetzen angeschlossen. Diese Situation erfordert innovative Ansätze bei Netzplanung, Netzführung und -betrieb der ursprünglich für die regionale Verteilung konzipierten Verteilernetze.

Ein Großteil der bereitgestellten Leistung von Windenergieanlagen wird in Verteilernetze eingespeist. Es ist daher besonders wichtig, das Verhalten dieser Anlagen sowie ihre Auswirkungen sowohl auf Führung, Betrieb und Planung der Netze näher zu untersuchen. Darüber hinaus hat die im Verteilernetz bereitgestellte Leistung auch Auswirkungen auf das überlagerte Übertragungsnetz, die sich insbesondere im Fall der Rückspeisung bemerkbar machen und gegebenenfalls auch dort entsprechende Lösungen bei Netzplanung, Netzführung und -betrieb erfordern. Dies umso mehr, weil die Übertragungsnetze eine Reihe von essentiellen Aufgaben zu erfüllen haben, wie z. B. den überregionalen Leistungs- und Energieausgleich, Sicherheit der lokalen und regionalen Versorgung bei nicht vorhandener dezentraler Erzeugung, sowie Frequenz-Leistungsregelung und Systemdienstleistungen, die von dem Regelzonenführer zu erbringen sind.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Windenergie in allen Netzebenen Einfluss auf den derzeitigen Systemzustand und den zukünftigen Netzausbau nimmt. Um diese Auswirkungen zu quantifizieren hat die Energie-Control Austria (im weiteren E-Control) eine neue Studie über Windenergie in Auftrag gegeben, in der insbesondere die Entwicklungen und Auswirkungen des Windkraftausbaus auf die österreichischen Elektrizitätsnetze und den Elektrizitätsmarkt zu untersuchen sind, die nach der ersten E-Control Windkraftstudie von 2003 ergeben haben.

1.1 Erkenntnisse der Windkraftstudie von 2003

Im Jahr 2002 wurde von der E-Control die erste Windkraftstudie unter Berücksichtigung der Ökostromentwicklung bis 2008 in Zusammenarbeit mit der Firma Consentec durchgeführt, um die Entwicklungen im Netz und die Auswirkungen auf den Markt beurteilen zu können. Diese im Jahr 2003 fertig gestellte Studie [12] kam im Wesentlichen zu folgenden Erkenntnissen:

- Die Entwicklung der Windenergieeinspeisung wird aufgrund des Windangebots regional sehr unterschiedlich ausfallen und die Bundesländer Niederösterreich und Burgenland am stärksten betreffen. Bis 2008 wird mit einem Ausbau der Windleistung auf 700 MW bis 1.700 MW gerechnet, wobei der Großteil auf Niederösterreich fällt. Das vom Ökostromgesetz 2003 geforderte Ziel, 4 % des Elektroenergiebedarfs durch regenerative Quellen – ausgenommen Wasserkraft – zu decken, wird erreicht bzw. überschritten.
- Die verstärkte Windenergieeinspeisung erfordert eine Anpassung des elektrischen Netzes an die neuen Anforderungen. Die bereits hoch ausgelasteten Leitungen im Übertragungsnetz der APG werden durch den Ausbau der Windenergie noch weiter belastet, so dass Maßnahmen zum Engpassmanagement rund 50 % häufiger als bisher durchgeführt werden müssten. In der Hochspannungsebene der betroffenen Netzbetreiber Bewag Netz GmbH und EVN Netz GmbH sind Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen erforderlich. Die Integration der Windenergieanlagen ist technisch aber beherrschbar.

- Die Integration von Windenergieanlagen in das österreichische Netz hat keinen Einfluss auf die Primär- und Sekundärregelreserve. Die Abweichungen der Windleistungsprognose von den aktuell eingespeisten Werten bedingen aber einen deutlichen Mehrbedarf an positiver und negativer Minutenreserve.
- Das durch das Ökostromgesetz festgelegte Förderbudget wird voraussichtlich nicht ausreichen.
- Handlungsbedarf besteht in erster Linie bei der Anpassung der Förderstruktur bzw. des Förderbudgets, der Verbesserung der Prognosegüte der Windleistung und bei der Schaffung von Rahmenbedingungen zur Integration der Ökostromanlagen in das Engpassmanagement oder alternativ beim Ausbau des Übertragungsnetzes.

1.2 Motivation

Die Novellierung der Ökostromförderung und der daraus resultierende geplante weitere Ausbau dezentraler Erzeugung und der Windenergie haben in den Jahren nach der ersten Windkraftstudie dazu beigetragen, dass sich die Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilernetze in Österreich nochmals verändert haben. Aus diesem Grund hat die E-Control Austria acht Jahre nach der ersten nun diese zweite Windkraftstudie in Auftrag gegeben.

Vor allem im Nordosten des Landes wird aufgrund der Forderungen der Ökostrom-Gesetzesnovelle bis zum Jahr 2015 mit der Installation von zusätzlichen 700 MW Windkraftleistung gerechnet. Bis zum Jahr 2020 wird ein möglicher Ausbau von 1.300 MW bis 1.500 MW genannt [33]. Hierdurch könnte die installierte Leistung auf rund 2.300 MW bis 2.500 MW anwachsen. Im Rahmen dieser Studie sollen die Auswirkungen der Ausbautvorhaben auf das österreichische Übertragungs- und die Verteilernetze näher beleuchtet werden.

1.3 Ziele der Ökostromnovelle 2009

Die Novellierung des Ökostromgesetzes hat folgendes zum Ziel:

- effizienter Einsatz von Fördermitteln
- technologiepolitische Schwerpunktsetzung zur Erreichung der Marktreife neuer Technologien
- Gewährleistung umfangreicher Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen
- Förderung der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern gemäß dem europäischen Gemeinschaftsrecht
- Bis zum Jahr 2015 soll die Neuerrichtung oder Erweiterung von Ökostromanlagen durch Anspruch auf Investitionszuschüsse soweit unterstützt werden, dass diese an der Abgabemenge an den Endverbraucher aus öffentlichen Netzen einen Gesamtanteil von 15 % erreichen.
- Neben zusätzlicher Wasserkraft und der Errichtung von zusätzlichen Biomassekraftwerken (in kleinerem Umfang) ist auch die Errichtung von 700 MW Windkraft bis zum Jahr 2015 angestrebt, um die Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu gewährleisten.

1.4 Zielsetzung der Studie

Folgende Fragestellungen sollen in dieser Studie untersucht werden:

- **Technische Aspekte derzeitiger und zukünftiger Windenergieanlagen:** In diesem Abschnitt wird eine Übersicht über die derzeitige und zukünftige Entwicklung der Generatorkonzepte und Anlageneigenschaften gegeben. Dies bezieht sich vor allem auf zukünftig verfügbare Bemessungsleistungen und Wirkungsgrade. Auch der Einfluss technischer Weiterentwicklungen auf die Erhöhung der Vollastbenutzungsstundendauer, wie z.B. ein verändertes Rotorblattdesign oder Kontrollstrategien für doppelt gespeiste Asynchronmaschinen, sollen beleuchtet werden.
- **Technische Aspekte des Anschlusses von Windenergieanlagen:** Für beide Anschlussmöglichkeiten (Mittel- und Hochspannungsnetz) ist zu untersuchen, ob und in welchem Ausmaß ein Netzausbau erforderlich wäre, wie sich die zusätzlichen Anlagen auf die Leistungsflusssituation und damit auch auf die Netzverluste auswirken und welchen Einfluss dies auf die Betriebsführung der Verteilernetze hat.
- **Wind- und Einspeiseprognose:** Die Vorhersagequalität der zu erwartenden Windgeschwindigkeit und damit der eingespeisten Leistung konnte in den letzten Jahren deutlich gesteigert werden. Hier ist zu untersuchen, inwieweit Verbesserungspotential bei der Prognose besteht und wie gut Schätzwerte und Messwerte zeitlich korreliert sind.
- **Rechtliche und ökonomische Aspekte des Anschlusses von Windenergieanlagen:** Je nach installierter Leistung einzelner Anlagen oder ganzer Windparks werden die Anlagen an das Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen. Hier ist eine Beschreibung der Methode zur Auswahl der geeigneten Anschlussmöglichkeit sowie der damit verbundenen Eigentumsgrenzen und vorzuhaltenden Messtechnik an der Übergabestelle vorgesehen. Darüber hinaus müssen die Kosten, die im Netzbetrieb und durch den eventuell notwendigen Netzausbau und den Anschluss der Anlage entstehen, bewertet, abgeschätzt und den Ausbauprojekten verursachungsgerecht zugeordnet werden. Auch die möglichen Auswirkungen auf die Netztarife werden dargestellt.
- **Auswirkung der Prognosegüte auf die vorzuhaltende Ausgleichs- und Regelernergiereserve:** Die Differenz zwischen prognostizierten und tatsächlichen Windleistungen müssen durch Reserven ausgeglichen werden. Hierbei ist die Menge der vorzuhaltenden Reserven gegliedert nach Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelenergiereserve zu analysieren.

2 Voraussichtliche Entwicklung der Windenergie

Dieses Kapitel befasst sich mit den Windverhältnissen und -potenzialen in Österreich. Dabei werden sowohl das Windangebot und dessen zukünftige Entwicklung beleuchtet, als auch die derzeitige installierte Leistung sowie die Verteilung auf die einzelnen Bundesländer. Im Anschluss wird auf die Entwicklung der installierten Leistung im Rahmen der beiden definierten Ausbauszenarien eingegangen und eine Prognose für die kommenden fünf Jahre gewagt.

2.1 Windpotenziale in Österreich

In Abb. 2.1 sind die mittleren Windgeschwindigkeiten über ganz Europa dargestellt. Es ist erkennbar, dass die mittlere Windgeschwindigkeit auf dem offenen Meer im Atlantik und der Nordsee am größten ist, gefolgt von den Küstenregionen. Im Schatten der Alpen und im Südosten Europas finden sich im Mittel die geringsten Windgeschwindigkeiten.

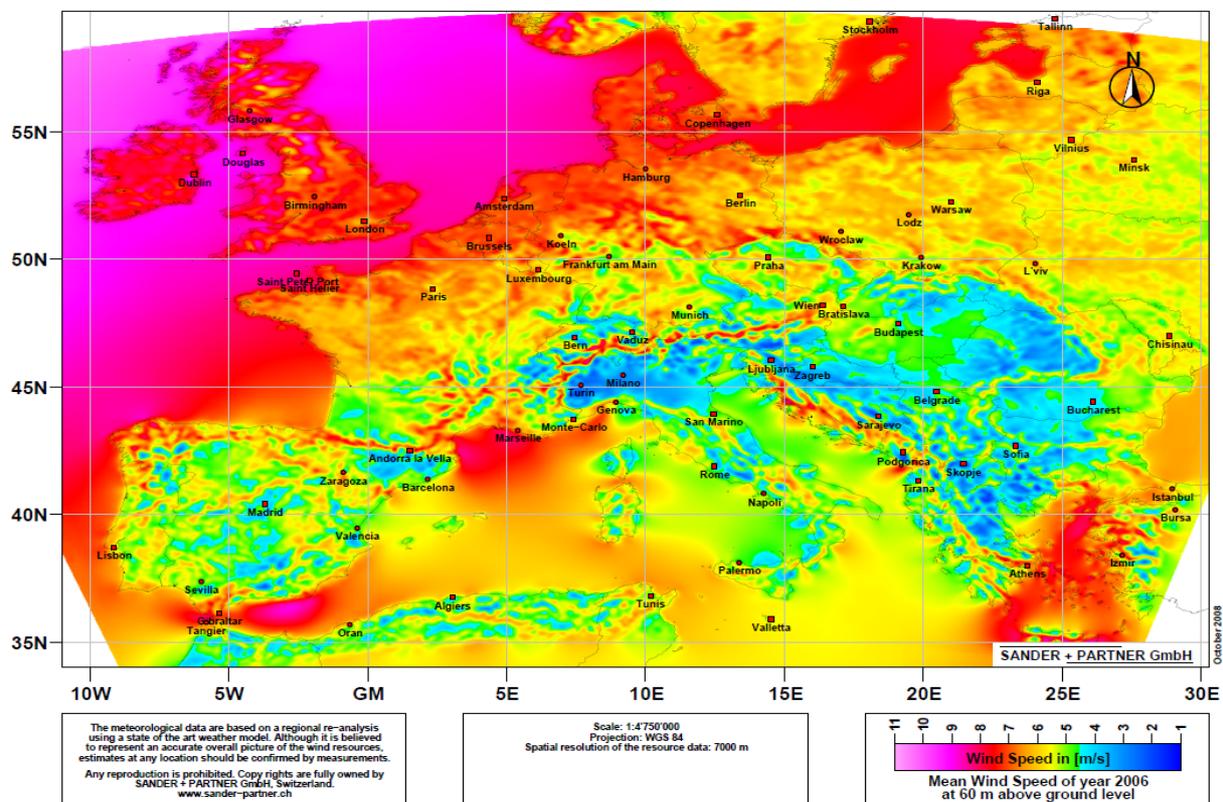


Abb. 2.1: mittlere Windgeschwindigkeiten über Europa [45]

Für Österreich zeigt sich, dass besonders hohe mittlere Windgeschwindigkeiten auf hoch gelegenen Terrain in den Alpen zu erwarten sind, die gar nicht oder nur sehr schwer für die Windenergienutzung zu erschließen sind. Weitere Gebiete höherer mittlerer Windgeschwindigkeiten befinden sich östlich von Wien sowie im Weinviertel und im Burgenland.

Die Windpotentiale in Europa aus dem Jahr 2006 sind in Abb. 2.2 dargestellt. Sie geben Aufschluss über die zu erwartenden Vollastbenutzungsstunden und damit über die Güte eines Standorts im Sinne der Windenergienutzung.

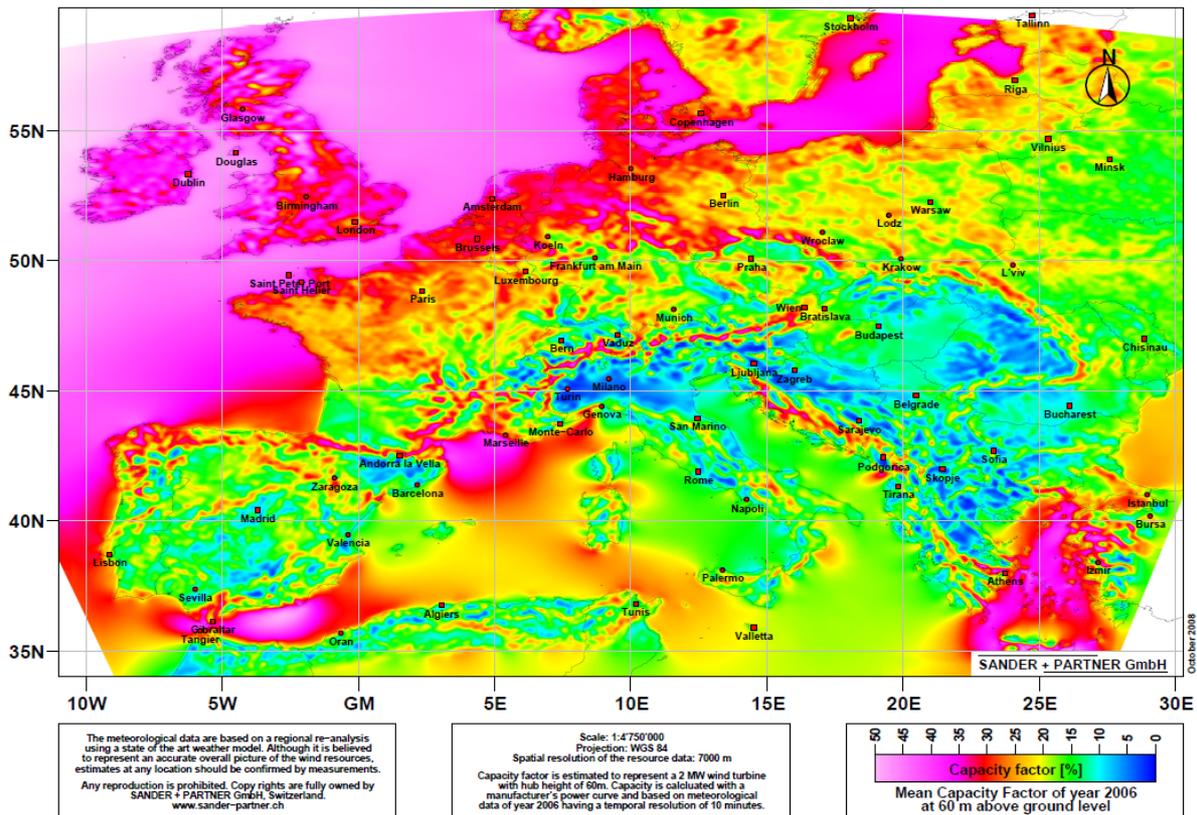


Abb. 2.2: Windpotential in Europa [45]

Es zeigt sich, dass mittlere Windgeschwindigkeit und Potentiale stark korrelieren. In Tabelle 1 sind die daraus ableitbaren Volllastbenutzungsstunden aufgelistet.

Tabelle 1: Richtwerte für Volllastbenutzungsstunden

Standort	Offshore	Küstennähe	Binnenland
minimal	3.500 h	2.500 h	1.500 h
Mittelwert	4.000 h	3.000 h	2.000 h
maximal	4.500 h	3.400 h	2.400 h

Die ertragreichsten, wirtschaftlich erschließbaren Windregionen befinden sich, ähnlich wie die Gebiete mit höheren mittleren Windgeschwindigkeiten, im Nordosten Österreichs, insbesondere östlich von Wien und im Weinviertel. Es folgen das Burgenland und der Rest Niederösterreichs.

Die Windverhältnisse und damit auch die Volllastbenutzungsstunden verändern sich ständig und unterliegen jährlichen Schwankungen. Für die vergangenen Jahre sind die über Österreich gemittelten Volllastbenutzungsstunden in Tabelle 2 gegeben.

Tabelle 2: Volllastbenutzungsstunden der vergangenen Jahre

Jahr	2007	2008	2009	2010
Volllastbenutzungsstunden	2.105 h	2.046 h	1.959 h	1.678 h *

* bis 31.10.2010; hochgerechnet auf das Gesamtjahr 2010: 2.011 h

Eine Auswertung über österreichische Windkraftwerke, die ganzjährig im Betrieb waren, hat ergeben, dass ein Drittel der in den österreichischen Windkraftwerken erzeugten Energie in solchen mit jährlich durchschnittlich 2492 Volllastausnutzungsstunden bzw., dass 50 % der in den österreichischen Windkraftwerken erzeugten Energie in solchen mit jährlich durchschnittlich 2380 Volllastausnutzungsstunden bereitgestellt wurde.

Historisch betrachtet ist eine leicht fallende Tendenz bei den Volllastbenutzungsstunden erkennbar. Dies deckt sich auch mit den in Abb. 2.3 dargestellten Monats-, Jahres- und 10-Jahres-Mittelwerten des Windindex.

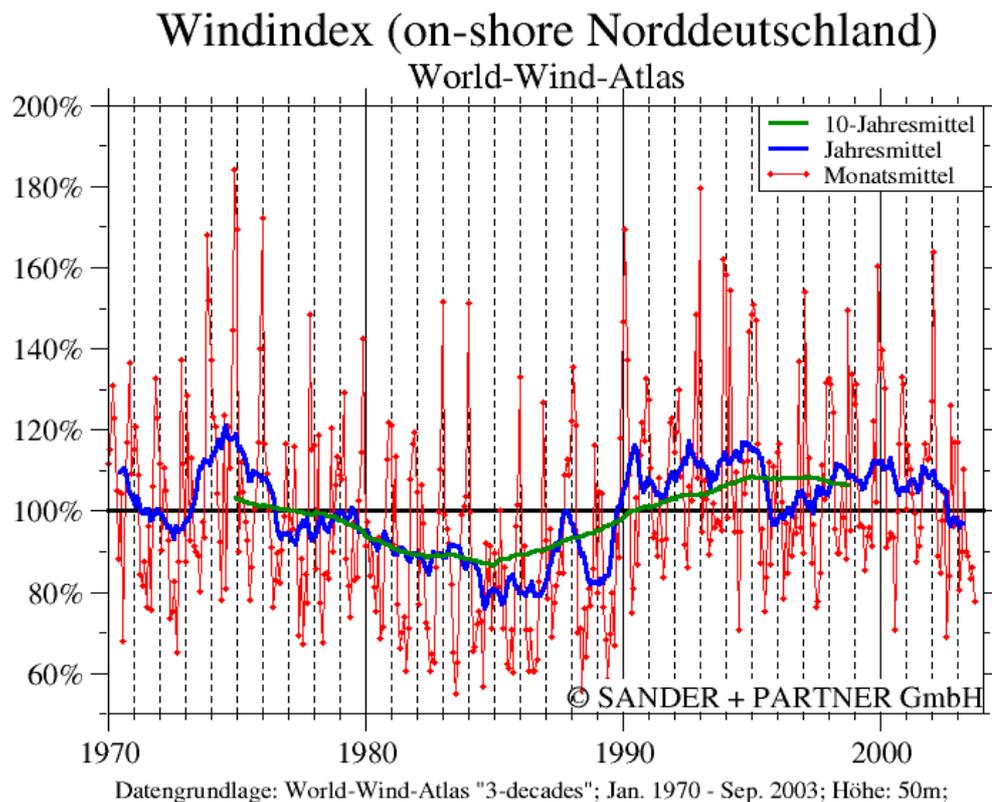


Abb. 2.3: Mittelwerte des Windindex für Norddeutschland [45]

Insbesondere im 10-Jahres-Mittel ist eine deutliche Schwingung des Windindex mit einer Zeitkonstante von 25 bis 30 Jahren sichtbar. Derzeit befindet sich der Windindex im Abwärtstrend. Sander + Partner [45] gehen davon aus, dass dies auch in den folgenden fünf Jahren so bleibt.

Da die Variation des Windindex europaweit gut korreliert, kann davon ausgegangen werden, dass diese Erkenntnis auch für Österreich gültig ist. Dies wird eine wichtige Auswirkung auf die Rentabilitätsbewertung neu geplanter Windparks haben und ist bei der Abschätzung der neu hinzukommenden installierten Leistung zu berücksichtigen.

2.2 Beschreibung des Ist-Zustands der installierten Leistung

Ende Oktober 2010 waren in Österreich 617 Windenergieanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 995 MW am Netz [34]. Aufgrund des größeren Windpotentials im Osten des Landes ist die Aufteilung der Windleistung auf die Bundesländer inhomogen. Die räumliche Verteilung der Windparks und -anlagen auf das gesamte Bundesgebiet zum genannten Zeitpunkt ist in Abb. 2.4 dargestellt.

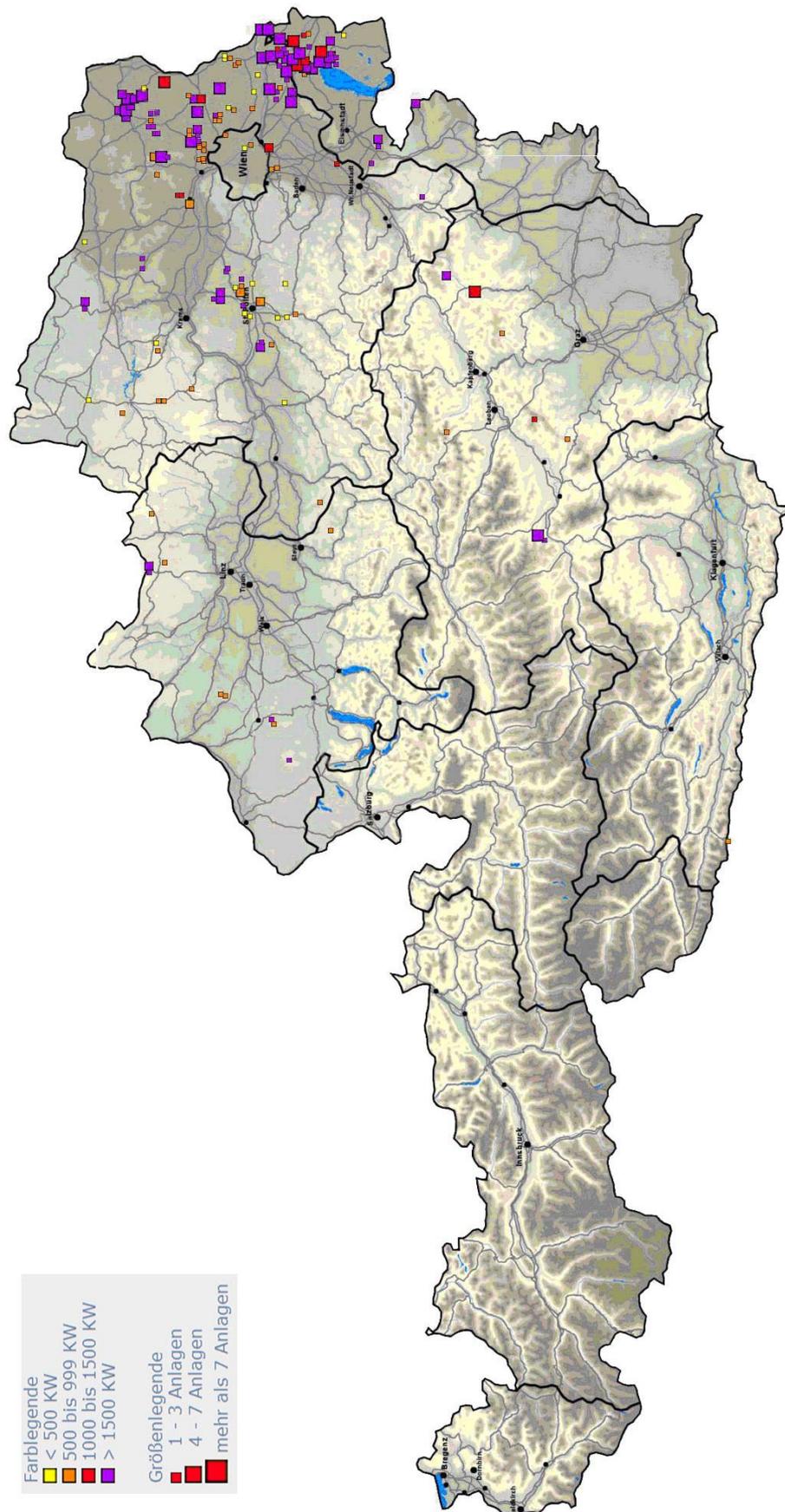


Abb. 2.4: Räumliche Verteilung der Windenergieanlagen (Stand Okt.2010) [34]

Daraus resultiert die Aufteilung der gesamten installierten Windleistung auf die Bundesländer aus Abb. 2.5. Es zeigt sich, dass rund 91 % der Windenergie im Osten des Landes errichtet wurden und sich auf das Burgenland und Niederösterreich aufteilen.

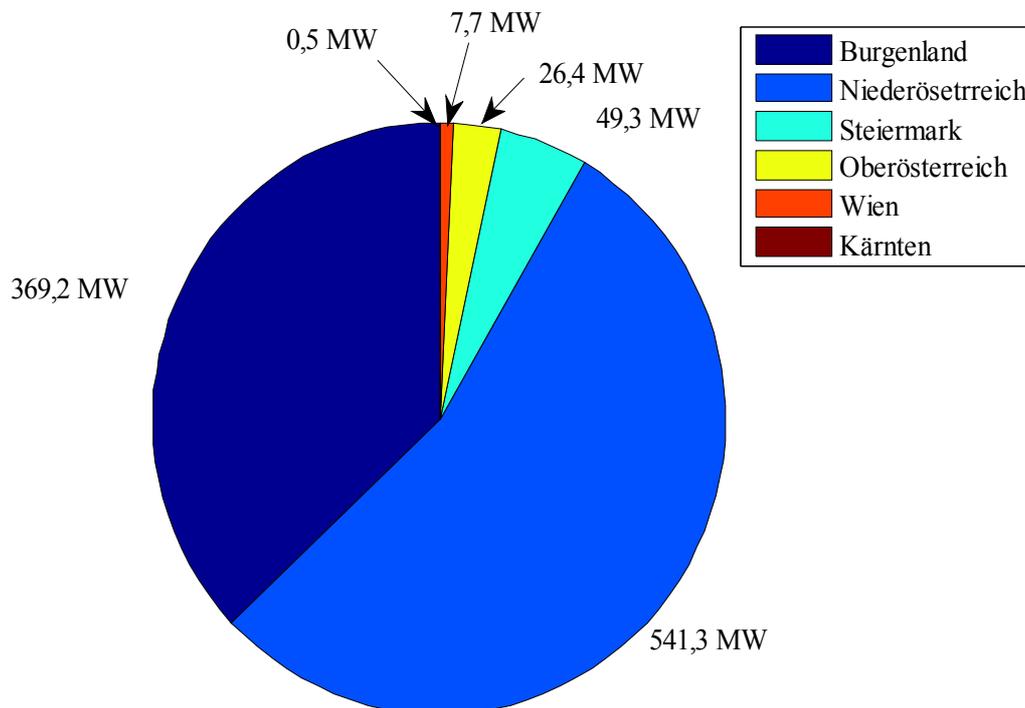


Abb. 2.5: Installierte Windleistung in den Bundesländern (Stand: Oktober 2010)

In der österreichischen Raumordnung wird zwischen theoretischem und technischem Potential unterschieden. Während das theoretische Potential vor allem von der Windgeschwindigkeit abhängt, spielen beim technischen Potential Faktoren wie Wirkungsgrade, Erreichbarkeit und Infrastruktur die dominierende Rolle, so dass sich eine Teilmenge des theoretischen Potentials ergibt. Das darüber hinausgehende realisierbare Potential ist eine weitere Einschränkung, die die Flächenwidmung, Naturschutzgebiete, Gesetze und die Akzeptanz in der Bevölkerung berücksichtigt.

In Abb. 2.6 sind das theoretische und das technische Potenzial dargestellt. Während beide im Burgenland sowie in Ober- und Niederösterreich nahezu deckungsgleich sind, zeigt sich, dass in Tirol, Osttirol und Kärnten zwar Windpotenziale verfügbar wären, diese sind technisch aber nur bedingt realisierbar.

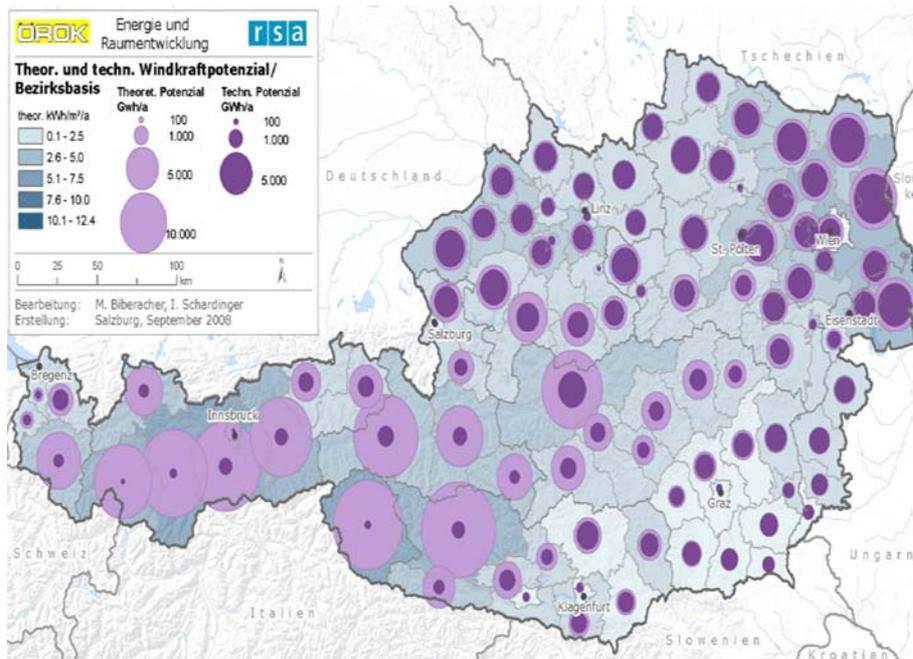


Abb. 2.6: theoretisches und technisches Windkraftpotential [48]

Die Entwicklung des Ausbaus der Windenergie in den einzelnen Bundesländern seit der ersten Windkraftstudie ist in Abb. 2.7 dargestellt. Es zeigt sich, dass ab 2007 eine Sättigung eingetreten ist. 2009 war die installierte Leistung aufgrund der Demontage alter Anlagen sogar leicht rückläufig.

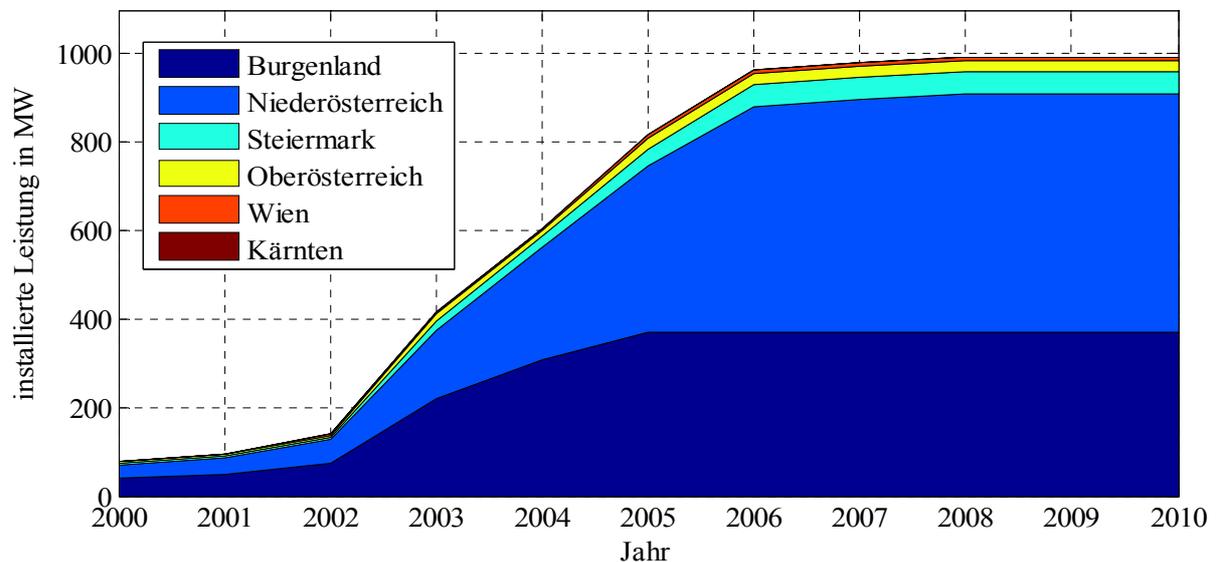


Abb. 2.7: Entwicklung der installierten Leistung in den einzelnen Bundesländern

Es wird deutlich, dass der Boom der Windenergie in Österreich im Jahr 2002 eingesetzt hat. Zu diesem Zeitpunkt sind bereits Anlagen der Megawattklasse verfügbar gewesen und haben auch den überwiegenden Teil der installierten Leistung ausgemacht. Daraus folgt, dass das Repowering-Potential heute nur sehr gering ist. Vereinfachend kann angenommen werden, dass die gesamte im Betrachtungszeitraum dieser Studie hinzukommende Windleistung durch neu installierte Anlagen gedeckt wird.

2.3 Abschätzung der Entwicklungstendenzen

Für die beiden definierten Ausbauszenarien mit zusätzlich 700 MW bzw. 1.300 MW wird die Entwicklung der installierten Leistung in Abb. 2.8 und in Abb. 2.9 abgeschätzt.

Es kann davon ausgegangen werden, dass, initiiert von den Ökostromgesetzesnovellen aus den Jahren 2009 und 2011 sowie den zugehörigen in einer Verordnung festgelegten Einspeisetarifen, der Neubau in den Jahren 2011 bis 2015 zügig vorangetrieben wird.

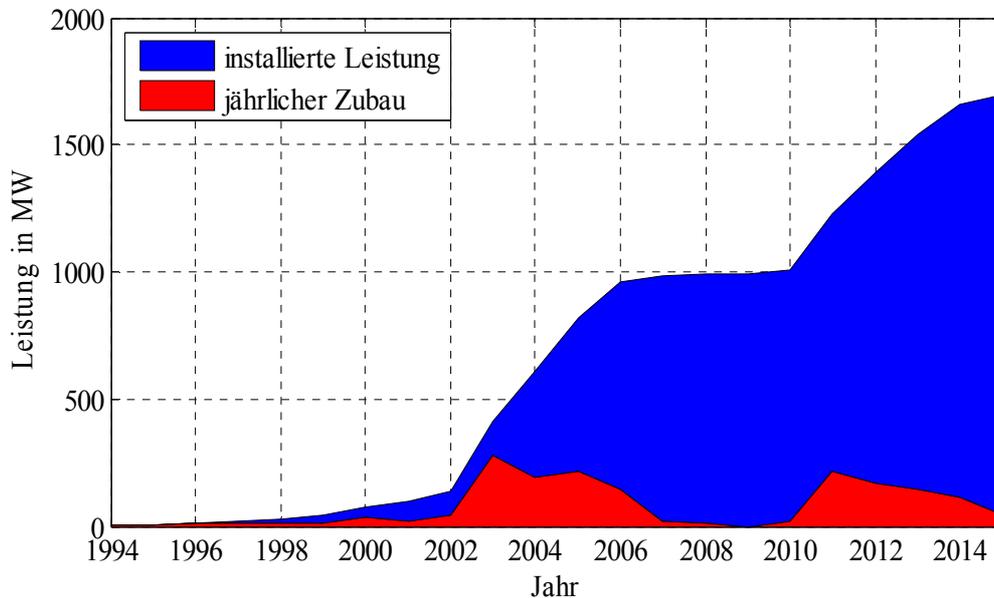


Abb. 2.8: Entwicklung der Windenergie im Ausbauszenario 1 (zusätzlich 700 MW)

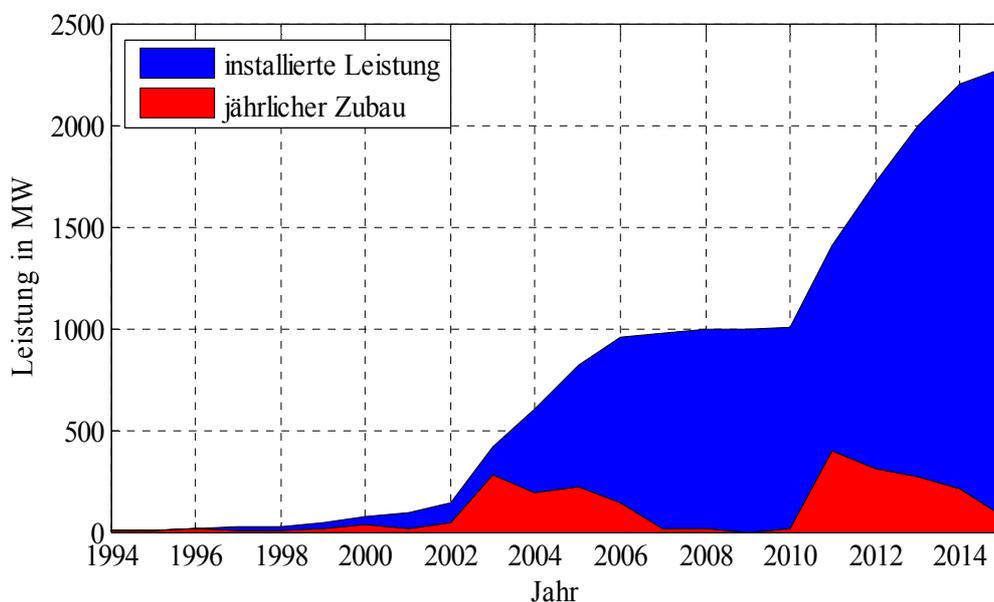


Abb. 2.9: Entwicklung der Windenergie im Ausbauszenario 2 (zusätzlich 1300 MW)

Entsprechend Abb. 2.5 wird der überwiegende Ausbau der Windenergie in den Bundesländern Niederösterreich und Burgenland erwartet. Sie werden daher gesondert betrachtet. Die verbleibenden 9 %, die sich auf die übrigen Bundesländer Österreichs verteilen, werden zusammengefasst.

2.3.1 Burgenland

Im Burgenland befindet sich der Einspeiseschwerpunkt der Windenergie im Norden des Bundeslandes. Der zuständige Netzbetreiber Bewag Netz GmbH geht davon aus, dass dieser im Bereich Zurndorf – Neusiedl liegt. Die Ende 2010 dort installierten 370 MW könnten bis 2015 auf bis zu rund 1.000 MW anwachsen.

Auf der Warteliste der Bewag Netz GmbH befinden sich Anfang 2010 1.753 MW an Windkraft. Nach Bereinigung und Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Flächen bleibt ein technisches Potenzial von rund 815 MW. Laut Netzbetreiber ist davon ein Zubau zwischen 300 MW und 600 MW bis Ende 2015 realistisch.

Der abgeschätzte Verlauf der installierten Windleistung im Burgenland bis 2015 ist für die beiden genannten Szenarien in Abb. 2.10 dargestellt. Die blau dargestellte Fläche zeigt die tatsächlich installierte Leistung der vergangenen Jahre. Die grüne Fläche veranschaulicht den voraussichtlichen Zubau im Szenario 1. Das darüber hinausgehende Szenario 2 ist in rot dargestellt.

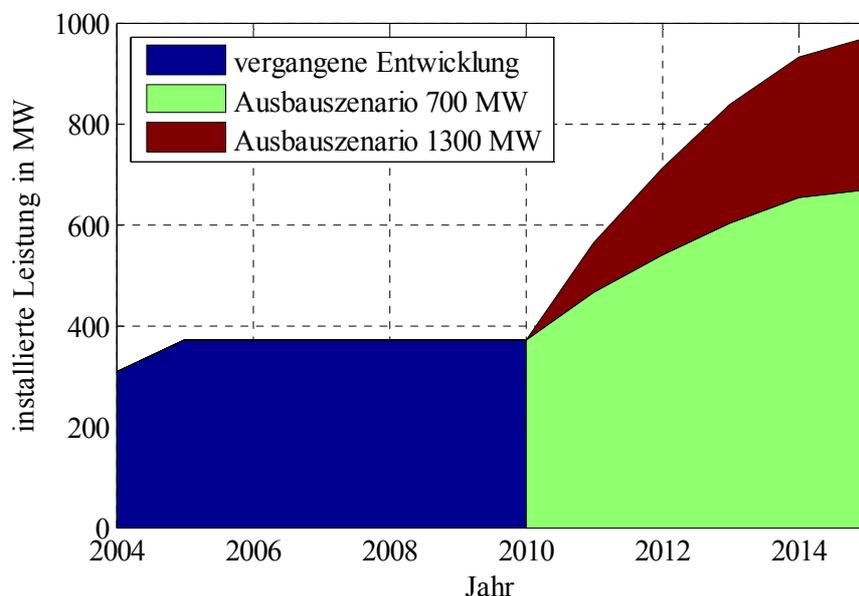


Abb. 2.10: Entwicklung der installierten Windleistung im Burgenland

2.3.2 Niederösterreich

Niederösterreich weist die meiste installierte Windkraftleistung auf. Die Einspeisezentren liegen im Weinviertel und östlich von Wien. Der zuständige Netzbetreiber ist die EVN Netz GmbH. Derzeit ist der Anschluss weiterer 360 MW bereits in der Planungsphase. Ähnlich wie im Burgenland ist ein Zubau zwischen 300 MW (Szenario 1) und 600 MW (Szenario 2) realistisch.

Der abgeschätzte Verlauf der installierten Windleistung in Niederösterreich bis 2015 ist für die beiden genannten Szenarien in Abb. 2.11 dargestellt. Die blau dargestellte Fläche zeigt die tatsächlich installierte Leistung der vergangenen Jahre. Die grüne Fläche veranschaulicht den voraussichtlichen Zubau im Szenario 1. Das darüber hinausgehende Szenario 2 ist in rot dargestellt.

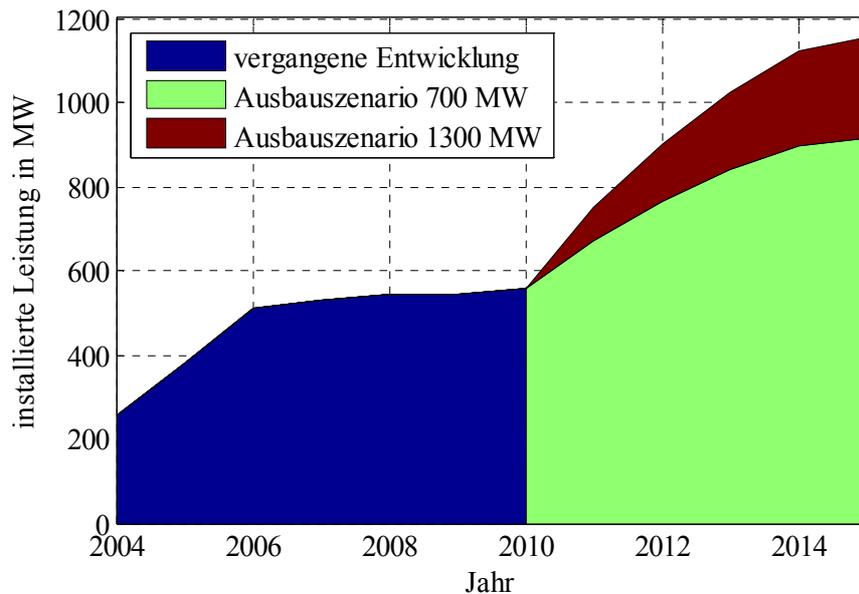


Abb. 2.11: Entwicklung der installierten Windleistung in Niederösterreich

2.3.3 Übrige Bundesländer

In den übrigen Bundesländern sind bisher 9 % (85 MW) der gesamten installierten Leistung errichtet worden. Mehr als die Hälfte davon befinden sich in der Steiermark. Es kann davon ausgegangen werden, dass auch in Zukunft der Windenergieausbau zuerst an den ertragreichen Flächen im Burgenland und in Niederösterreich vorangetrieben wird. Mit dort zunehmend genutztem Terrain muss aber vermehrt auf die technischen Potentiale im übrigen Bundesgebiet zurück gegriffen werden. Aus den Angaben der EVN Netz GmbH und der Bewag Netz GmbH ergibt sich, dass im Szenario 1 rund 40 MW auf die verbleibenden Regionen fallen und im Szenario 2 entsprechend rund 100 MW.

Der abgeschätzte Verlauf der installierten Windleistung in den übrigen Bundesländern bis 2015 ist für die beiden genannten Szenarien in Abb. 2.12 dargestellt.

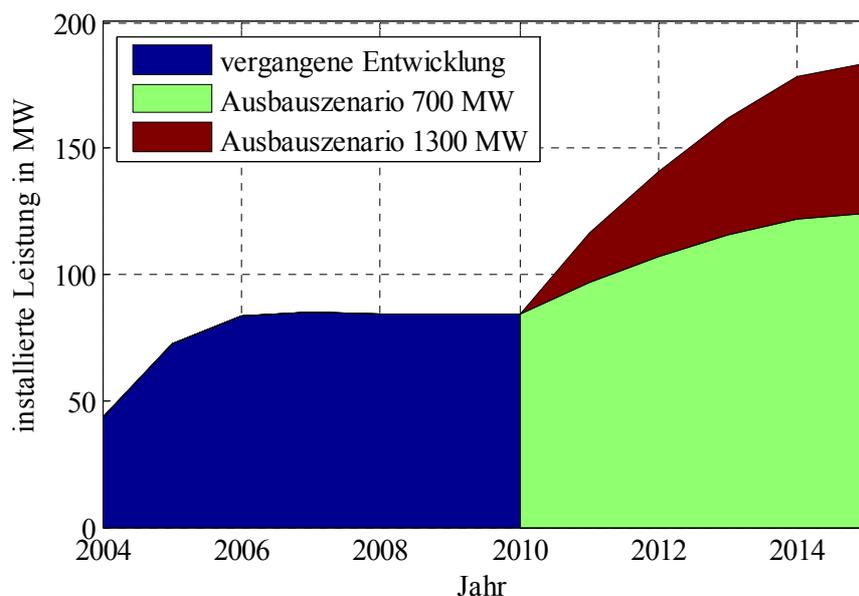


Abb. 2.12: Entwicklung der installierten Windleistung in den übrigen Bundesländern

2.4 Fazit

Die wichtigsten Erkenntnisse der Untersuchungen zur Entwicklung des Windangebots und der räumlichen Verteilung der installierten Windleistung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die mittlere Windgeschwindigkeit und der zu erwartende Windenergieertrag sind in Österreich sehr inhomogen verteilt.
- Es ist zwischen theoretisch möglichem und technisch nutzbarem Windpotenzial zu unterscheiden. Letzteres ist im Burgenland sowie in Nieder- und Oberösterreich am größten.
- An den derzeit technisch möglichen und wirtschaftlich attraktiven Standorten kann im Mittel mit einer Vollastbenutzungsstundendauer zwischen 1.500 h und bis zu mehr als 2.400 h gerechnet werden.
- Die mittlere Windgeschwindigkeit zeigt ein periodisch schwingendes Verhalten mit einer Zeitkonstante von 30 Jahren. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Erträge in den kommenden fünf Jahren tendenziell eher sinken.
- Der Großteil der installierten Windleistung wurde in Niederösterreich errichtet (54 %), gefolgt vom Burgenland (37 %). Die verbleibenden 9 % verteilen sich auf die übrigen Bundesländer.
- Von 2004 bis 2006 hat sich die installierte Windleistung nahezu verdoppelt. In den folgenden Jahren stagnierte der Zubau. 2009 ist es sogar zu einem geringfügigen Rückbau gekommen. Durch die Novellierung des Ökostromgesetzes in den Jahren 2009 und 2011 kann für die kommenden fünf Jahre mit einem erneuten, starken Zubau gerechnet werden.
- Bis 2015 können zusätzliche Windenergieanlagen mit einer Summenleistung zwischen 700 MW und 1.300 MW installiert werden. Davon fallen voraussichtlich 85 % bis 90 % auf das Burgenland und Niederösterreich. Die Angaben der Netzbetreiber über den Stand der Planung 2011 der in ihrem Netzgebiet anzuschließenden Windparks lassen darauf schließen, dass ein Wert im Bereich der oberen Intervallgrenze wahrscheinlicher ist.
- Die hinzukommende Windleistung ergibt sich fast ausschließlich durch neu zu installierende Windenergieanlagen, da das Repowering-Potential sehr gering ist.
- Die vom Ökostromgesetz 2009 geforderten zusätzlichen 700 MW sind aus technischer Sicht mit zusätzlichen Netzinvestitionen bis 2015 erreichbar.

3 Übersicht und Entwicklungspotentiale bei Generatorkonzepten

Es existieren unterschiedliche technische Konzepte für die Erzeugung elektrischer Energie aus Windkraft. Dies bezieht sich sowohl auf die Rotorform als auch auf das Generatorkonzept. In diesem Kapitel sollen zuerst die derzeit existierenden Generatorkonzepte vorgestellt sowie ihre Eigenschaften und ihre Marktdurchdringung analysiert werden. Anschließend wird ein Ausblick über die zukünftige Entwicklung der Konzepte und ihre derzeitigen technischen Grenzen gegeben.

Für jede Windgeschwindigkeit gibt es eine Drehzahl des Rotors, bei der die dem Wind entnehmbare Leistung maximal wird. Eine beispielhafte Ortskurve ist in Abb. 3.1 dargestellt. Dieses Maximum liegt für jede Windgeschwindigkeit bei einer anderen Drehzahl. Um also bei jeder Windgeschwindigkeit die maximal mögliche Leistungsausbeute zu erzielen, muss die Drehzahl der Windturbine variabel sein. Ein Nachführen der Drehzahl in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in das jeweilige Leistungsmaximum heißt MPP-Tracking (Maximum Power Point-Tracking) und ist in der Abb. 3.1 mit der roten Kurve dargestellt.

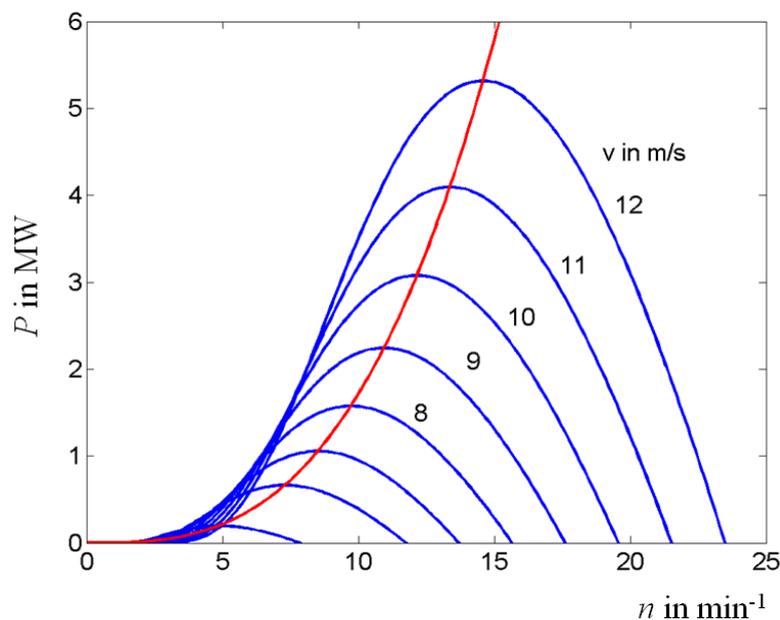


Abb. 3.1: Windleistung in Abhängigkeit von Rotordrehzahl und Windgeschwindigkeit [44]

Die Drehzahlvariabilität erhöht die Energieausbeute und damit den Ertrag des Betreibers der Windenergieanlage. Darüber hinaus führt die Nachgiebigkeit der Drehzahl insbesondere beim Einwirken von Windböen zur Vermeidung von Drehmomentspitzen und erhöht somit die Lebensdauer der Anlage. Im Umkehrschluss erlauben drehzahlvariable Windenergieanlagen auch die gezielte Stellung der Leistungseinspeisung. Damit ist es technisch möglich, diese Anlagen sowohl an Maßnahmen zum Engpassmanagement als auch an der Leistungs-Frequenzregelung zu beteiligen, unabhängig davon, ob der verwendete Generator tatsächlich einen Beitrag zur rotierenden Masse liefert (z. B. doppelt gespeiste Asynchronmaschinen) oder nicht (Anlagen mit Vollumrichter). Bei der Untersuchung ist zu beachten, dass die Wirkleistungsregelung durch Drehzahlvariabilität erzielt wird. Die Pitch-Regelung dient lediglich zur Leistungsbegrenzung bei zu hohen Windgeschwindigkeiten.

3.1 Generatorkonzepte von Großwindanlagen

Die verwendeten Generatorkonzepte kommerzieller Großwindanlagen können in vier Hauptkategorien eingeordnet werden.

- Drehzahlfeste Generatoren mit starrer Netzkopplung
 - Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung
 - Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung (Kafigläufer)
 - Asynchrongenerator mit variablem Schlupf
- Drehzahlgestufte Generatoren
 - Doppelgenerator
 - Polumschaltbarer Generator
- Drehzahlvariable Generatoren mit Frequenzumrichter
 - Synchrongenerator mit Vollumrichter und Getriebe
 - Asynchrongenerator mit übersynchroner Stromrichtererkaskade
 - Doppeltgespeister Asynchrongenerator
- direkt vom Rotor angetriebene, drehzahlvariable Konzepte
 - getriebeloser Synchrongenerator mit Vollumrichter
 - permanentmagneterregter Synchrongenerator

Der Markt wird vom getriebelosen Synchrongenerator mit Vollumrichter (Enercon) und vom doppeltgespeisten Asynchrongenerator (z. B. Vestas) dominiert. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Konzepte, ihrer Funktionsweise und ihrer Vor- und Nachteile ist im Anhang gegeben.

3.2 Klein- und Kleinstanlagen

Die Definition von Kleinwindenergieanlagen wird durch die Norm DIN EN 61400-2 vorgegeben [14]. Als kleine Windenergieanlagen gelten demnach alle Anlagen, deren überstrichene Rotorfläche kleiner als 200 m^2 bei 350 W/m^2 ist. Daraus ergibt sich eine maximale Leistung von 70 kW . Der Turm ist in der Regel nicht höher als 20 m . Bei den derzeit marktgängigen Anlagen liegt die Leistung im Bereich zwischen 5 kW und 10 kW . Daneben existieren weitere Definitionen, z. B. die des Bundesverbandes WindEnergie, die auch Anlagen bis 100 kW als Kleinstanlagen bezeichnet. Das deutsche EEG zieht die Grenze für den Hausanschluss als wirtschaftlichsten Anschlusspunkt bei 30 kW .

Ein Ausschnitt der derzeit am Markt verfügbaren Kleinst- und Kleinwindenergieanlagen ist in Tabelle 3 gegeben.

Tabelle 3: Ausschnitt der am Markt verfügbaren Klein- und Kleinstwindanlagen

Hersteller	Anlagenbezeichnung	Leistung	Rotorform
Ampair	Ampair 100	0,1 kW	6 Blatt, Luvläufer
WinDual	WinDual 200	0,2 kW	5 Blatt, H-Rotor
Aerocraft	Aerocraft 240	0,24 kW	3 Blatt, Luvläufer
Vencopower	Venco Twister 300	0,3 kW	3 Blatt, H-Rotor
Aerocatcher	Aearocatcher 500	0,5 kW	3 Blatt, H-Rotor + Savonius
Solar-Wind-Team	Flip 500	0,53 kW	3 Blatt, Luvläufer
WinDual	WinDual 1000	1 kW	5 Blatt, H-Rotor
Wind-SD	WSD 1000	1 kW	5 Blatt, Luvläufer
Inclin	Inclin 1500	1,5 kW	3 Blatt, Luvläufer
Sky Stream Energy	Sky Stream	2,4 kW	3 Blatt, Luvläufer
Eisenschmidt Windenergie-technik	EW Elisa 2500	2,5 kW	3 Blatt, Luvläufer
Turby	Turby 2500	2,5 kW	3 Blatt, H-Rotor
WES Energy	WES-5Tulipo	2,5 kW	3 Blatt, Luvläufer
Carlo Gavazzi GmbH	Mistral 3k	3 kW	3 Blatt, Luvläufer
Inclin	Inclin 3000	3 kW	2 Blatt, Luvläufer
Southwest Windpower	Whistper 500	3 kW	2 Blatt, Luvläufer
WinDual	WinDual 3000	3 kW	5 Blatt, H-Rotor
Antaris	Antaris 3500	3,5 kW	3 Blatt, Luvläufer
Silent Future Tec	SFT-V4.2	4,2 kW	3 Blatt, Luvläufer
Antaris	Antaris 5000	5 kW	3 Blatt, Luvläufer
Evance	Iskra R9000	5 kW	3 Blatt, Luvläufer
WES Energy	WESpe	5 kW	4 Blatt, Luvläufer
WinDual	WinDual 5000	5 kW	5 Blatt, H-Rotor
Easywind	Easywind 6AC	6 kW	4 Blatt, Luvläufer
Inclin	Inclin 6000	6 kW	2 Blatt, Luvläufer
Aircon	AirCon 10S	9,8 kW	3 Blatt, Luvläufer
WinDual	WinDual 10kW	10 kW	5 Blatt, H-Rotor
WinDual	WinDual H10kW	10 kW	3 Blatt, Luvläufer

Klein- und Kleinstwindenergieanlagen werden aufgrund der geringen Energieausbeute weniger für die kommerzielle Produktion elektrischer Energie genutzt, sondern vielmehr zur Deckung des eigenen Energiebedarfs eingesetzt. Insbesondere für entlegene Orte, wie z. B. Bauernhöfe, Ferienhäuser oder Skihütten, stellen sie eine Alternative zur Photovoltaik dar. Vor allem in landwirtschaftlich dominierten Gegenden bietet sich die Eigenversorgung an. Es kann davon ausgegangen werden, dass von einer 5-kW-Kleinwindenergieanlage rund 85 % der produzierten Menge elektrischer Energie auch selbst wieder verbraucht wird.

Die geringe Größe der Kleinwindenergieanlage insbesondere in Kombination mit einer vertikalen Achse könnte die Nutzung in bebauten Gebieten ermöglichen. Hierbei stellen unterschiedliche Aspekte, wie z. B. rechtliche Fragen, Lärmbelästigung, Akzeptanz von Nachbarn und weitere Aspekte zahlreiche Herausforderungen an die Installation.

Nachteilig erweist sich allerdings, dass die Investitionskosten pro Kilowatt fast doppelt so hoch sind wie bei Anlagen der Megawattklasse. Hinzu kommt, dass es für Kleinstanlagen keinen eigenen Ökostromvergütungstarif gibt, so dass sich damit kaum wirtschaftlich Strom produzieren lässt, es sei denn, dass ein großer Teil der erzeugten Energie zur eigenen Stromversorgung genutzt werden kann ("Netzparität").

3.3 Marktdurchdringung der einzelnen Generatorkonzepte

Sowohl bei Betrachtung der im 1. Halbjahr 2009 am Markt erhältlichen Anlagen, als auch bei Betrachtung der z. B. in Deutschland im 1. Halbjahr 2009 installierten Anlagen ist der Trend zu drehzahlvariablen Anlagen unverkennbar. Über 99 % aller neu installierten Anlagen haben ein drehzahlvariables Generatorkonzept. Starr mit dem Netz gekoppelte Anlagen sind in den aktuellen Leistungsklassen nicht mehr vertreten.

Obwohl es für die getriebelosen Anlagenkonzepte nicht so viele Anbieter wie bei den Konzepten mit Getriebe gibt, sind absolut über alle betrachteten Leistungsklassen hinweg im 1. Halbjahr 2009 mehr getriebelose Anlagen als Anlagen mit Getriebe aufgestellt worden.

Tabelle 4: Übersicht über im Jahr 2009 am Markt verfügbare Anlagentypen

Rotordurchmesser	25 – 45 m	45 – 64 m	64 – 80 m	> 80 m	Gesamtanzahl
Getriebelos	5	2	6	5	18
Mit Getriebe	0	11	20	34	65
1 feste Drehzahl	0	0	0	1	1
2 feste Drehzahlen	0	2	2	2	6
drehzahlvariabel	5	11	24	36	76
Gesamtanzahl	5	13	26	39	83

Die installierte Leistung der Windenergie in Österreich beträgt im Mai 2010 rund 995 MW [34]. Aufgeteilt auf derzeit 617 errichtete Anlagen ergibt dies eine durchschnittliche Leistung von 1,61 MW pro Anlage. Im Vergleich dazu liegt die mittlere Leistung pro Anlage in Deutschland bei lediglich 1,22 MW [19].

Der österreichische Markt wird von den Herstellern Enercon GmbH, Vestas Wind Systems A/S und DeWind Europe GmbH dominiert. Die Marktanteile im ersten Quartal 2010 sind in Abb. 3.2 dargestellt [39].

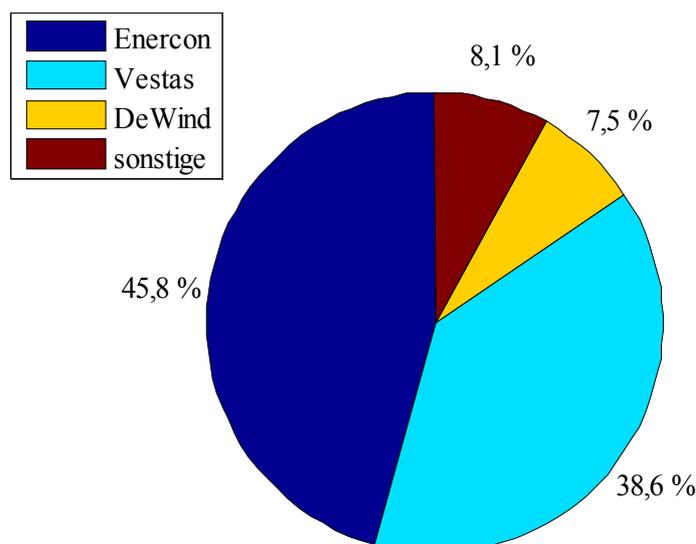


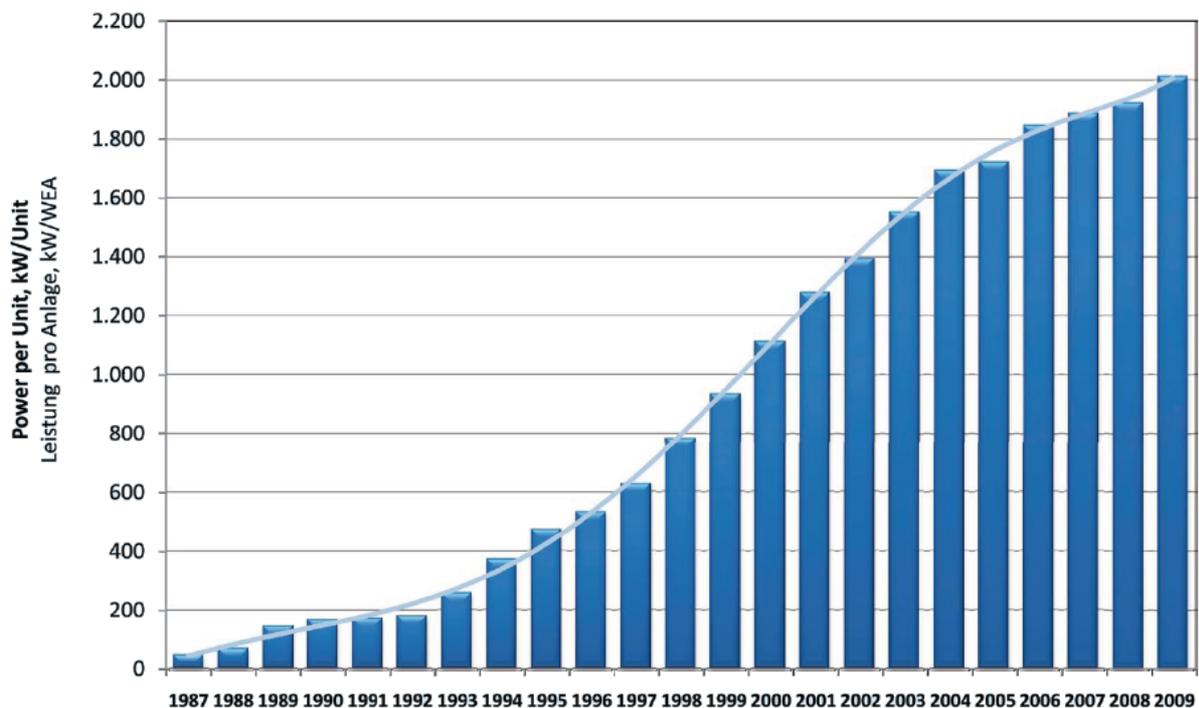
Abb. 3.2: Marktanteile am österreichischen Markt im Mai 2010

In guter Näherung kann daraus geschlossen werden, dass sich die Marktdurchdringung von Synchronmaschinen mit Vollumrichtern und doppelt gespeisten Asynchronmaschinen in etwa die Waage halten, wobei sich eine geringfügige Mehrheit bei den Asynchrongeneratoren ergibt. Die Vor- und Nachteile beider Technologien sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Tabelle 5: Vergleich der beiden dominierenden Generatorkonzepte

Synchrongenerator mit Vollumrichter		Doppelt gespeister Asynchrongenerator	
pro	contra	pro	contra
getriebelos	hohes Gewicht der Gondel	geringes Gewicht und Volumen	Störanfälligkeit des Getriebes
Erregung mittels Permanentmagneten möglich	Umrichter für gesamte Anlagenleistung erforderlich (Kosten)	Umrichter nur für Schlupfleistung (20 % bis 30 %)	
Beitrag zum Kurzschlussstrom über Umrichter regelbar	Beitrag zum Kurzschlussstrom durch Umrichter stark begrenzt	Umrichter kann im Fehlerfall mit Crowbar kurzgeschlossen werden	Beitrag zum Kurzschlussstrom nicht ausreichend regelbar
	hoher Strom durch Umrichter bei Spannungsabfall	Strom durch Umrichter bei Spannungsabfall proportional zum Schlupf	

In Abb. 3.3 ist die zeitliche Entwicklung der installierten Leistung pro Windenergieanlage dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich die bezogene Leistung in der vergangenen Dekade in etwa verdoppelt hat. Dieser Boom ist mit der Markteinführung der 2-MW-Klasse zu begründen. 2009 betrug die mittlere installierte Leistung pro Anlage rund 2 MW.

**Abb. 3.3:** Entwicklung der jährlichen installierten Leistung pro Windenergieanlage [19]

3.4 Inselnetzfähigkeit

Die alleinige Versorgung eines Inselnetzes mit Hilfe einer Windenergieanlage ist aus regelungstechnischen und Gründen der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll. Es ist nicht nur der Zeitpunkt der möglichen Leistungserzeugung sondern auch die Höhe der maximalen Leistung nicht steuerbar. Ein Inselnetz wird aus diesen Gründen auch immer beliebig regelbare Erzeugungsanlagen enthalten müssen. Beispiele hierfür sind Blockheizkraftwerke, Dieselaggregate oder ggf. Biogasanlagen. Im Regelfall werden diese Anlagen mit Synchrongeneratoren ausgerüstet, da so einerseits eine Blindleistungsregelung über den Erregerstrom der Anlagen und andererseits die Vorgabe und Haltung der Netzfrequenz einfacher sind.

Grundsätzlich ist es bei Frequenzvorgabe durch einen anderen Generator, bei dem es sich nicht zwingend um eine Windenergieanlage handeln muss, möglich, alle vorgestellten Konzepte in diesem Inselnetz zu betreiben. Allerdings spielen vor allem bei schwachen Inselnetzen der Blindleistungsbedarf und die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung durch die Windenergieanlage eine Rolle. Von den direkt mit dem Netz verbundenen Anlagen hat hier der Synchrongenerator deutliche Vorteile. Er ermöglicht eine Blindleistungsregelung über den Erregergleichstrom. Der Asynchrongenerator hingegen benötigt vom Netz einen Magnetisierungsstrom und kann keine Blindleistung bereitstellen. Ein Einsatz von direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren ist jedoch nicht ausgeschlossen. Der Magnetisierungsstrom kann mit Hilfe einer mehrstufigen Kondensatorbank oder eines mitrotierenden Phasenschiebers kompensiert werden.

Bei Windenergieanlagen, die mit Hilfe eines Frequenzumrichters mit dem Netz verbunden sind, ist der Blindleistungsbedarf der Umrichter zu beachten. Die älteren Umrichter basieren auf Thyristortechnik und benötigen Blindleistung. Diese muss, vor allem in kleinen Inselnetzen, kompensiert werden. Die neueren Umrichter verwenden in der Regel Transistoren. Diese Technik ermöglicht es, in einem relativ großen Bereich die Wirk- und Blindleistung beliebig zu stellen. Ein Einsatz in Inselnetzen ist somit ohne weitere Maßnahmen möglich.

Windenergieanlagen können bestehende Inselnetze, die beispielsweise von Dieselaggregaten gespeist werden, ergänzen, um damit Treibstoffkosten zu sparen. Das Windkraftwerk läuft dabei in der Regel parallel zu einem oder mehreren Dieselaggregaten, da diese die Lastkurve nachfahren können.

Neuere Konzepte sehen auch ein zeitweise vollständiges Abschalten der Dieselaggregate vor. Dabei sind jedoch für den kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen zwischen Erzeugung der Windenergieanlage und Verbrauch Energiespeicher nötig. Im in Abb. 3.4 beispielhaft abgebildeten „stand alone“ – Konzept der Firma Enercon werden als Energiespeicher sowohl Batterien als auch Schwungradspeicher eingesetzt.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eines Inselnetzes ist es jedoch unerlässlich, dass das Dieselaggregat in der Lage ist, die im Inselnetz auftretenden Lasten auch allein zu versorgen.

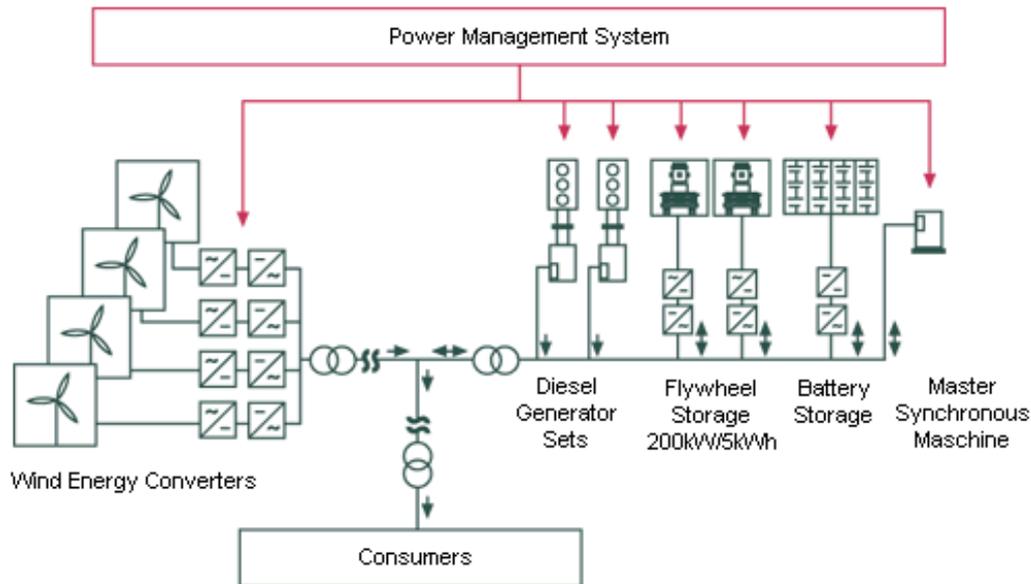


Abb. 3.4: Möglicher Aufbau eines windenergiegespeisten Inselnetzes [21]

3.5 Schwarzstartfähigkeit

Soll eine Windenergieanlage bei spannungslosem Netz in Betrieb gehen, muss sie die für den Vorgang des Anfahrens benötigte Energie selbst bereitstellen. Unerlässlich ist bei größeren Anlagen die Energie für die Steuer- und Regelungstechnik. Außerdem ist je nach Anlagentyp Energie für die Rotorblattverstellung, die Windnachführung, den Erregergleichstrom (bei Synchrongeneratoren) oder den Magnetisierungsstrom (bei einfacher Ausführung der Asynchrongeneratoren) notwendig. Wird dieser Bedarf durch Energiespeicher oder andere Stromerzeugungsaggregate gedeckt, ist jede Windenergieanlage in der Lage, anzufahren und Energie zu liefern. Sollen jedoch Verbraucher versorgt oder ein Netz aufgebaut werden, auf das sich andere Erzeugungsanlagen synchronisieren können, ist eine eigene Leistungs-Frequenzregelung notwendig. Für diese Fälle bietet sich der Einsatz von Anlagen mit selbstgeführten Frequenzumrichtern an.

Um die erforderliche Energie beim Schwarzstart klein zu halten, empfiehlt es sich, auf selbsterregte Synchronmaschinen mit motorloser Windrichtungsnachführung zurückzugreifen. Die relativ kleine benötigte Energie für das Anfahren kann dann aus einem kleineren Energiespeicher, einem Notstromaggregat oder durch eine Windenergieanlage sehr geringer Leistung, die sich beispielsweise auf der Gondel der großen Anlage installieren lässt, bezogen werden. Soll nicht eine einzelne Anlage, sondern ein ganzer Windpark schwarzstartfähig sein, so ist es nicht erforderlich, jede Windenergieanlage wie oben beschrieben auszuführen. Durch ein sequenzielles Aufbaukonzept kann der Park mit Hilfe einer solchen Anlage langsam angefahren werden.

Vorteilhaft an schwarzstartfähigen Windenergieanlagen im Vergleich zu thermischen Kraftwerken ist die Möglichkeit, sofort anzulaufen – allerdings natürlich nur dann, wenn auch Wind weht. Das führt dazu, dass Windkraftwerke in einem umfassenden Netzwiederaufbaukonzept aufgrund der nicht gesicherten Verfügbarkeit der Primärenergie (Wind) keine Berücksichtigung finden können.

3.6 Entwicklungspotentiale

Die Entwicklung von Anlagen größerer Leistung ist nicht durch die erzielbaren Generatorleistungen beschränkt, sondern vielmehr durch technische Herausforderungen, die sich aufgrund statischer und dynamischer Beanspruchungen des Materials insbesondere des Turms und der Rotorblätter ergeben. Insofern spielt das Gewicht des Generators vor allem bei den von der Firma Enercon GmbH verwendeten großen Ringgeneratoren durchaus eine wichtige Rolle.

Von den zehn derzeit verfügbaren Generatorkonzepten haben sich im Wesentlichen der doppelt gespeiste Asynchrongenerator und der getriebelose Synchrongenerator mit Vollumrichter durchgesetzt. Bei den Multimegawattanlagen kann nicht damit gerechnet werden, dass bis 2015 neue, innovative Konzepte auf den Markt kommen, die einen nennenswerten Anteil an der installierten Leistung erreichen können.

Das größte Entwicklungspotential liegt in der installierten Leistung pro Anlage, die in erster Linie durch die Rotorgeometrie beschränkt ist. Eine Übersicht über aktuelle Prototypen und deren installierte Leistung ist in Tabelle 6 gegeben.

Tabelle 6: Übersicht über aktuelle Prototypen

Hersteller	Repower	Vestas	Areva	Enercon	Siemens	GE Energy
Anlage	6M	V120	M5000	E-126	3.6 MW	3.6s
Rotordurchmesser	126 m	120 m	116 m	127 m	107 m	104 m
Rotorkreisfläche	12.496 m ²	11.310 m ²	10.568 m ²	12.668 m ²	8.992 m ²	8.495 m ²
Nennleistung	6,1 MW	4,5 MW	5,0 MW	7,5 MW	3,6 MW	3,6 MW
Getriebe	3-stufig	3-stufig	1-stufig	Ohne	3-stufig	3-stufig
Getriebeübersetzung	1:97	1:88,6	1:9,92	1:1	1:119	1:117
Generator	DGASG	DGASG	PMSG	SG	ASG	DGASG
Umrichter	Teil	Teil	Voll	Voll	Voll	Teil
Rotorblatt	17,8 t	12,3 t	16,5 t	65 t	16 t	k.A.
Rotor mit Nabe	120 t	65 t	110 t	364 t	90 t	85 t
Gondel	290 t	145 t	200 t	k. A.	120 t	210 t
Turmkopf	410 t	210 t	310 t	650 t	210 t	295 t
Turm	750 t	220 t	1.138 t	2.800 t	250 t	250 t
Nabenhöhe	120 m	90 m	102 m	135 m	80 m	76,5 m
Inbetriebnahme	2009	2007	2004	2007	2004	2004

In Abb. 3.5 wird der zukünftige Verlauf der installierten Leistung pro Windenergieanlage abgeschätzt. 2009 wiesen neu installierte Anlagen im Mittel rund 2 MW auf. Da aktuelle Statistiken für 2010 noch nicht vorliegen, muss der Wert abgeschätzt werden und ist deshalb als zukünftig eingefärbt. Durch die Verfügbarkeit größerer Rotorflächen stehen Anlagen mit bis zu 7,5 MW zur Verfügung. In den kommenden Jahren kann also mit einem Boom der 3,6-MW- und 5-MW-Klasse gerechnet werden, wobei die Anlagen ab 5 MW voraussichtlich vermehrt im Offshore-Bereich Verwendung finden.

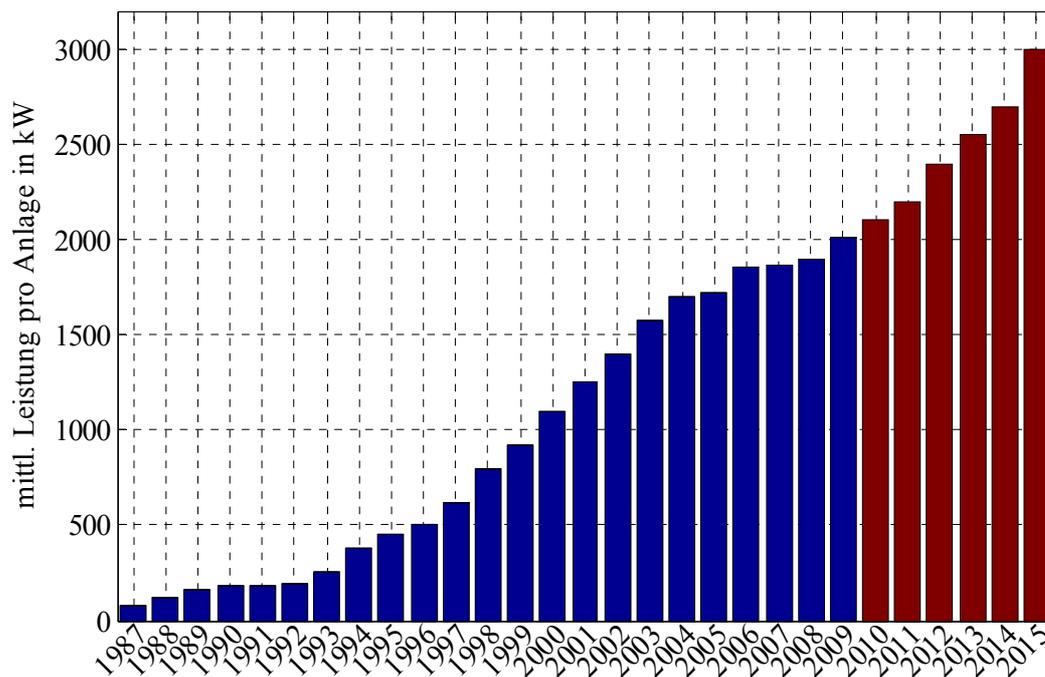


Abb. 3.5: zukünftige Entwicklung der installierten Leistung

Auf dem stetig wachsenden Markt der Klein- und Kleinstanlagen wird erwartet, dass sich günstige Generatorkonzepte, wie die Asynchronmaschinen mit Käfigläufer und permanentmagneterregte Synchrongeneratoren durchsetzen werden. Nichtsdestotrotz werden diese Erzeuger auch in der nahen Zukunft keinen großen Beitrag zur landesweit produzierten elektrischen Energie aus Windkraft liefern.

Die Wirkungsgrade der in Windenergieanlagen verwendeten Frequenzumrichter liegen zwischen 96 % und 98 %. Sie erlauben somit lediglich geringfügige Verbesserungen. Bis 2015 ist auch keine nennenswerte Innovation bei der verwendeten Umrichtertechnik zu erwarten.

Gleiches gilt im Wesentlichen für die Generatoren. Die Wirkungsgrade liegen für die beiden dominierenden Konzepte doppelt gespeister Asynchrongenerator und getriebeloser Synchrongenerator zwischen 95 % und 98 %. Nennenswerte Innovationen sind auch hier bis 2015 nicht zu erwarten.

3.7 Fazit

Die Ergebnisse der Untersuchung von Entwicklungspotenzialen der unterschiedlichen Generatorkonzepte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Auf dem europäischen Markt sind zehn unterschiedliche Generatorkonzepte verfügbar. Davon haben sich der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (z. B. Anlagen von Vestas) und der getriebelose Synchrongenerator mit Vollumrichter (Enercon) durchgesetzt. Sie teilen sich den österreichischen Markt ungefähr zu gleichen Teilen auf.
- Der österreichische Markt wird von der Firma Enercon dominiert (45,8 %). Daneben spielen nur noch Vestas mit 38,6 % und DeWind mit 7,5 % eine nennenswerte Rolle.
- Klein- und Kleinstwindenergieanlagen sind ein Nischenprodukt und spielen keine wesentliche Rolle für die installierte Windleistung in Österreich. Sie werden nicht für die kommerzielle Produktion elektrischer Energie verwendet, sondern dienen vielmehr der Deckung des Eigenbedarfs in entlegenen Gegenden.
- Die mittlere installierte Leistung pro Anlage liegt derzeit bei rund 2 MW. Sie hat sich in den vergangenen zehn Jahren nahezu verdoppelt. Durch die Markteinführung von 3,5-MW-, 5-MW- und 7,5-MW-Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Leistung pro Anlage auch in Zukunft weiter steigen wird, wenn auch nicht mehr so stark wie in den vergangenen Jahren.
- Die alleinige Versorgung eines Inselnetzes mit Windenergieanlagen ist aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll. Vielmehr können sie verwendet werden, um Dieselaggregate, die Inselnetze speisen, zu entlasten. Neuere Konzepte lassen dabei sogar die vollständige Abschaltung des Dieselgenerators zu. In Verbindung mit Energiespeichern lässt sich der Treibstoffverbrauch weiter reduzieren. Einige Anlagen erfordern Kompensatoren zur Wahrung der Blindleistungsbilanz.
- In Verbindung mit einem Energiespeicher oder Notstromaggregat wäre jede Windenergieanlage schwarzstartfähig und bietet die Möglichkeit, besonders schnell anzulaufen. Die nicht gesicherte Verfügbarkeit des Windes führt aber dazu, dass sie in Netzwiederaufbaukonzepten des Regelzonenführers nicht berücksichtigt werden können.
- Die Entwicklung von Anlagen größerer Leistung ist nicht durch die Generatorleistung, sondern vielmehr durch statische und dynamische Beanspruchungen des Materials begrenzt. Die größten verfügbaren Anlagen weisen je nach Hersteller Leistungen zwischen 3,6 MW und 7,5 MW auf.
- Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass bis 2015 neue, innovative Generatorkonzepte auf den Markt kommen und eine nennenswerte Durchdringung erzielen. Genausowenig wird erwartet, dass sich bedeutende Verbesserungen der Wirkungsgrade von Generatoren und Umrichtern erzielen lassen.

4 Übersicht und Entwicklungspotentiale bei Rotorformen und Rotorblättern

Die dominierende Rotorform moderner Windenergieanlagen ist der dreiflüglige Luvläufer. Rotoren mit ein oder zwei Blättern weisen sowohl bei der mechanischen Beanspruchung des Materials, als auch bei der optischen Wahrnehmung der gesamten Anlage – und damit ihrer Akzeptanz – deutliche Nachteile auf. Auch mehrblättrige Rotoren konnten sich aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht durchsetzen. Ebenso wird der Lee-Läufer nicht mehr gebaut. Dagegen wird vermehrt über den Einsatz von Rotoren mit vertikaler Achse nachgedacht.

In diesem Kapitel wird kurz auf das Funktionsprinzip des Luvläufers eingegangen und die Marktdurchdringung unterschiedlicher Rotorgrößen und -konzepte beschrieben sowie alternative Rotorblattkonzepte vorgestellt. Abschließend werden Entwicklungstendenzen und -potenziale aufgezeigt. Die dabei genannten Regelungskonzepte zur Leistungsbegrenzung sind im Anhang ausführlich erläutert.

4.1 Funktionsprinzip des Luvläufers

Für die Leistung einer homogen verteilten Luftströmung mit der Geschwindigkeit v_W ergibt sich durch zeitliche Ableitung ihrer kinetischen Energie

$$P_W = \frac{1}{2} \dot{m} v_W^2 \quad (4.1)$$

Der Massenstrom \dot{m} kann auch als Änderungsgeschwindigkeit eines massebehafteten Volumens V der Dichte ρ und der Querschnittsfläche A formuliert werden

$$\dot{m} = \rho A v_W \quad (4.2)$$

Daraus folgt schließlich

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A v_W^3 \quad (4.3)$$

Die Abhängigkeit der Leistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit bewirkt, dass bereits kleine Änderungen von v_W zu großen Unterschieden in der Windleistung führen.

Die dem Wind entnommene Leistung lässt sich mit dem Leistungsbeiwert c_p , auch aerodynamischer Wirkungsgrad genannt, berechnen.

$$P_W = \frac{1}{2} c_p \rho A v_W^3 \quad (4.4)$$

c_p ist abhängig von der Drehzahl des Rotors und den Strömungsverhältnissen um das Rotorblatt. Im Fall der Pitch-Regelung lassen sich letztere durch den Pitch-Winkel beschreiben. Der theoretisch maximal erzielbare Leistungsbeiwert wird Betz-Faktor genannt und liegt bei

$$c_{p,\max} = \frac{16}{27} \approx 59,3\% \quad (4.5)$$

Tatsächlich können derzeit mit dreiflügligen Luvläufern Leistungsbeiwerte um 50 % erzielt werden.

4.2 Regelungskonzepte zur Leistungsbegrenzung

Um Luvläufer auf eine zulässige Leistung oder Drehzahl zu beschränken, muss die der Luftströmung entnommene Leistung durch Reduzierung des aerodynamischen Wirkungsgrades begrenzt werden. In der Praxis kann dies durch drei verschiedene Regelungskonzepte geschehen: die Stall-Regelung, die Pitch-Regelung und die Active-stall-Regelung. Eine Übersicht der Anzahl der 2009 am Markt verfügbaren Anlagen mit den drei Konzepten ist in Tabelle 7 gegeben.

Tabelle 7: Übersicht der im Jahr 2009 verfügbaren Regelkonzepte

Rotordurchmesser	25 – 45 m	45 – 64 m	64 – 80 m	> 80 m	Gesamtanzahl
Stall	0	1	0	0	1
Pitch	5	11	24	37	77
Active-stall	0	1	2	2	5
Summe	5	13	26	39	83

4.3 Kennlinien unterschiedlicher Windkraftwerke

Die Abgabe elektrischer Leistung einer Windenergieanlage ist abhängig von der vom Rotor überstrichenen Fläche, der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit und der Regelung. Entsprechend ergeben sich Kennlinienfelder für die einzelnen Anlagen und Hersteller.

Prinzipiell beginnt die Windenergieanlage erst bei einer Mindestwindgeschwindigkeit v_{\min} mit dem Leistungsbetrieb. Bei kleineren Windgeschwindigkeiten wäre der Eigenbedarf der Anlage größer als der Ertrag, so dass der Betrieb wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Liegt die Windgeschwindigkeit zwischen v_{\min} und der Bemessungsgeschwindigkeit v_r , so entspricht die Kennlinie in guter Näherung einer kubischen Parabel, die kurz vor Erreichen von v_r etwas abflacht. Bei weiter steigender Windgeschwindigkeit folgt der Leistungsbegrenzungsbetrieb. Die Anlage wird durch die Pitch-Regelung bis zur maximalen Windgeschwindigkeit v_{\max} im Bemessungsbetrieb gehalten. Danach kann aus statischen und mechanischen Gründen die Bemessungsleistung nicht mehr gehalten werden. Während die meisten Anlagen in diesem Punkt abrupt den Betrieb einstellen und sich abschalten, verfügen die neueren Anlagen der Firma Enercon über eine Sturmregelung. Sie bewirkt, dass die Anlage nicht sofort vollständig abschaltet, sondern stattdessen die Leistung bis zu einer Abschaltwindgeschwindigkeit v_{aus} stetig reduziert.

Die Kennlinienfelder ausgewählter Anlagen der größten Marktteilnehmer sind in den folgenden Grafiken dargestellt. Abschließend erfolgt ein Vergleich der mittleren Kenngrößen in Tabelle 8.

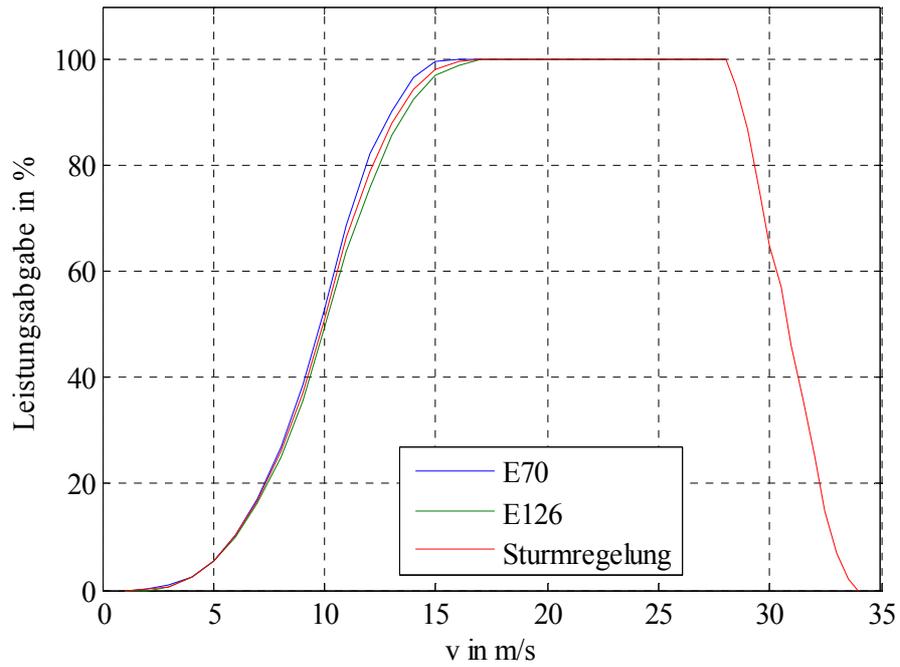


Abb. 4.1: Leistungskennlinien der Anlagen von Enercon

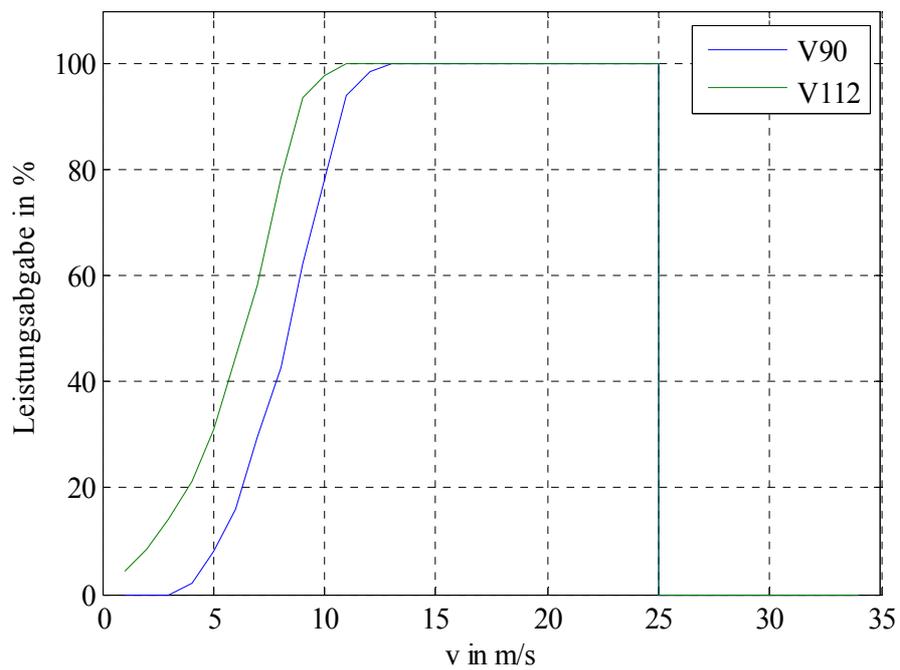


Abb. 4.2: Leistungskennlinien der Anlagen von Vestas

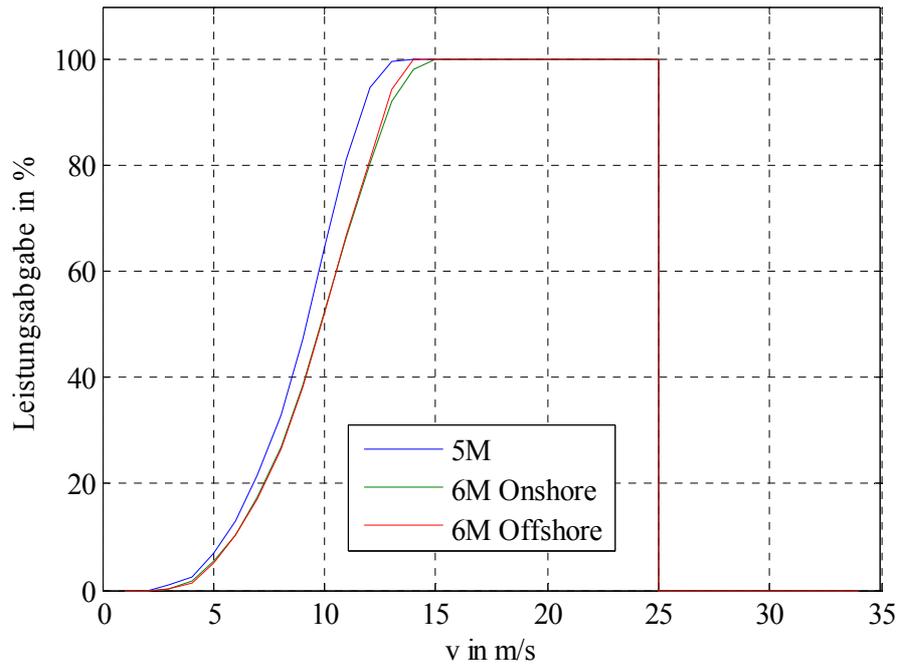


Abb. 4.3: Leistungskennlinien der Anlagen von RePower

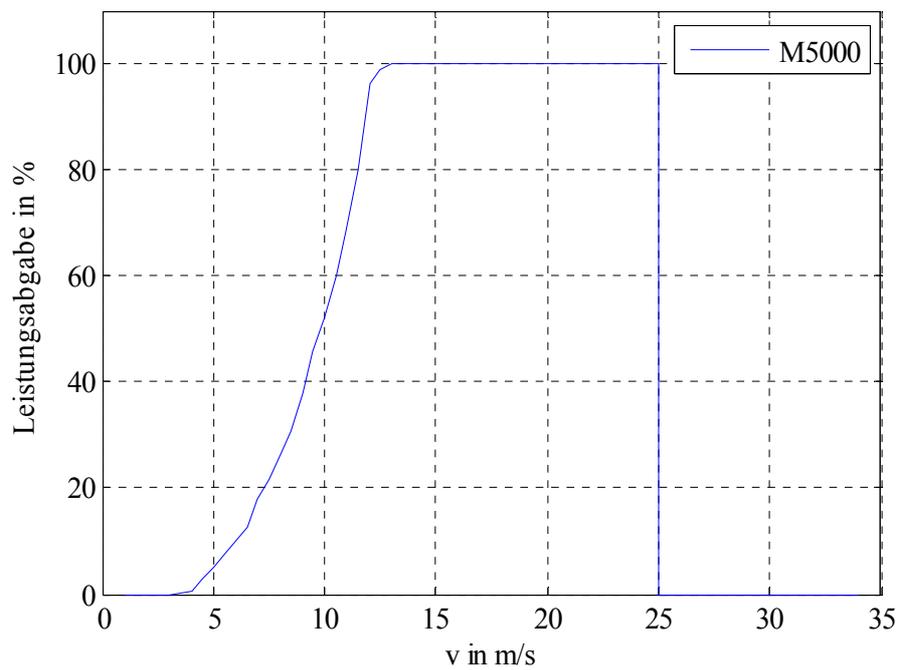


Abb. 4.4: Leistungskennlinie der Areva / Multibrid M5000

Tabelle 8: mittlere Kenngrößen der Anlagen unterschiedlicher Hersteller

Hersteller	v_{\min} in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$	v_r in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$	v_{\max} in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$	v_{aus} in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$
Enercon	2,5	15	28	34
Vestas	2	12	25	25
RePower	3,5	12	25	25
Areva / Multibrid	4,0	13	25	25

4.4 Alternative Rotorkonzepte

Neben den dreiflügligen Luvläufern gibt es weitere horizontale aber auch vertikale Rotorkonzepte. Sie unterscheiden sich neben der Lage der Achse vor allem in der Anzahl der Rotorblätter, dem aerodynamischen Wirkungsgrad und der Schnelllaufzahl λ , die das Verhältnis von Rotorspitzen geschwindigkeit zur Windgeschwindigkeit angibt.

In den 1980er und 1990er Jahren wurden viele verschiedene Anlagen mit vertikal gelagerten Rotoren entwickelt und auch erprobt. Die Entwicklung kam jedoch zum Erliegen, so dass es heute keinen etablierten Hersteller von Anlagen mit vertikalem Rotor im Megawattbereich gibt. Da die vertikale Achse jedoch gegenüber der horizontalen Bauform einige erhebliche Vorteile hat, steigt die Aufmerksamkeit in letzter Zeit wieder an.

Der aktuelle Entwicklungsstand der Windenergieanlagen mit horizontaler Achse ermöglicht Leistungsbeiwerte von ca. 50 %. Bisher bekannte vertikale Anlagen kommen lediglich auf 30 % bis 40 %. Das Potential für Steigerungen beim Leistungsbeiwert vertikaler Anlagen ist allerdings noch nicht erschöpft. Theoretisch liegt der maximale Leistungsbeiwert von Anlagen mit H - Rotoren sogar höher als der von horizontalen Anlagen [8].

Bedingt durch die Bauform der vertikalachsigen Windenergieanlagen ergeben sich einige grundsätzliche Vorteile. Die Anlagen sind windrichtungsunabhängig und benötigen somit keine Windnachführung, wodurch die Nachregelung und die damit verbundenen Hilfsantriebe eingespart werden können. Zusätzlich macht es die Anlagen für Standorte interessant, an denen der Einsatz horizontalachsiger Anlagen nicht möglich ist, da der Wind seine Richtung so häufig und schnell wechselt, dass die träge Regelung nicht schnell genug nachführen kann.

Ebenfalls bedingt durch die Bauform ist es möglich, die schweren und wartungsintensiven Bauteile Getriebe und Generator am Boden zu platzieren. Die Montage wird hierdurch ebenso erleichtert wie die Zugänglichkeit der Komponenten im Betrieb. Eine Gondel wie bei horizontalen Anlagen üblich ist nicht erforderlich.

Die aerodynamisch optimale Drehzahl der vertikalen Anlagen ist nur circa halb so groß wie die von horizontalen Anlagen. Aus diesem Grund sind die zu beherrschenden Momente größer und erfordern eine stabilere Mechanik mit höherem Eigengewicht und höheren Herstellungskosten. Ein Vorteil der langsameren Drehgeschwindigkeit liegt in den geringeren Blattspitzengeschwindigkeiten. Die Geräuschemissionen der Anlage sind hierdurch geringer, außerdem ist der emittierte Schall niederfrequenter und wird als weniger störend empfunden [8].

Selbst bei konstanter Windrichtung ändert sich der Anströmwinkel des Windes auf den Tragflügel bei vertikal gelagerten Anlagen ständig. Zusätzlich ändert sich auch die Relativgeschwindigkeit des Windes während einer Umdrehung fortwährend. Bedingt hierdurch sind Betrag und Richtung der am Tragflügel angreifenden Kräfte ständigen Änderungen unterworfen, die dynamischen mechanischen Belastungen beispielsweise des Fundaments, Mastes und Rotors sind enorm. Die in den 1980er Jahren gebauten und erprobten Anlagen sind vielfach aufgrund von Ermüdungsschäden ausgefallen, die sich unter

anderem auf die hohen dynamischen Belastungen zurückführen lassen. Durch die enormen Fortschritte der Materialwissenschaften stehen heute jedoch sehr viel leistungsfähigere Komponenten zur Verfügung, so dass diese Probleme beherrschbarer geworden sind [8].

Die Belastungen durch die Schwerkraft sind bei einer vertikal gelagerten Anlage vorteilhafter als bei einer horizontal gelagerten. Bei vertikalen gelagerten Anlagen ist die auf die Rotorblätter wirkende Gewichtskraft konstant, bei horizontal gelagerten Anlagen sind diese Belastungen dynamisch und beanspruchen das Material, vor allem von großen Anlagen, enorm. Weitere Quellen dynamischer Beanspruchung horizontaler Anlagen, die bei vertikalen weniger stark oder gar nicht auftreten, sind Fehlanströmungen bei schnell drehenden oder böigen Winden oder der Einfluss des Turmschattens [8].

Typischerweise ist die Bauhöhe von Anlagen mit vertikaler Achse kleiner als die von Anlagen mit horizontaler. Da die Windgeschwindigkeiten jedoch mit größerem Abstand vom Boden zunehmen, sind die vertikalen Anlagen prinzipiell kleineren Windgeschwindigkeiten ausgesetzt. Hinzu kommt, dass in Bodennähe der Wind wesentlich böiger ist, was zusätzliche dynamische Belastungen bedeutet.

Bei der Auswahl eines Standortes für vertikale gelagerte Anlagen ist zu beachten, dass bei großen Anlagen in der Regel seitliche Abspannungen zur Stabilisierung des Mastes erforderlich sind, die den Flächenbedarf erheblich erhöhen [8].

Außer Anlagen mit Savonius-Rotor sind vertikale Anlagen nicht in der Lage, von selbst anzufahren. Sie müssen bspw. durch den Generator angefahren werden und benötigen bei dieser Lösung einen Anschluss an das öffentliche Netz.

Die verschiedenen vertikalen Bauformen haben voraussichtlich noch großes Entwicklungspotential. Die Entscheidung für eine Anlage fällt jedenfalls nicht anhand der Leistungsausbeute, entscheidendes Kriterium sind die Stromgestehungskosten. Diese werden durch die Weiterentwicklung mit Sicherheit sinken.

In Abb. 4.5 werden einige gängige Rotorkonzepte und ihre Parameter miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass die höchsten Erträge mit dem dreiflügligen Luvläufer zu erzielen sind.

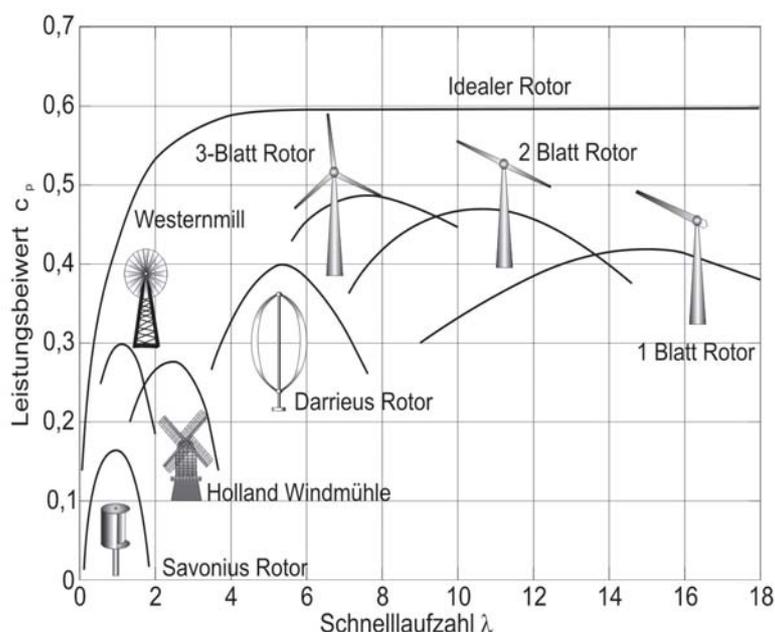


Abb. 4.5: Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Rotorblattkonzepte [8]

Im Anhang sind die Funktionsweisen, sowie die Vor- und Nachteile alternativer Rotorblattkonzepte beschrieben.

4.5 Marktdurchdringung

Der österreichische Markt wird von Anlagen mit einer Leistung ab mehreren 100 kW bis in den Megawattbereich dominiert. Daneben existiert ein Nischenmarkt für Klein- und Kleistwindanlagen. Zur Beurteilung der Marktdurchdringung sind beide Märkte zu unterscheiden.

4.5.1 Multimegawattanlagen

Die Entwicklung der Rotorblattdurchmesser ist in Abb. 4.6 dargestellt.

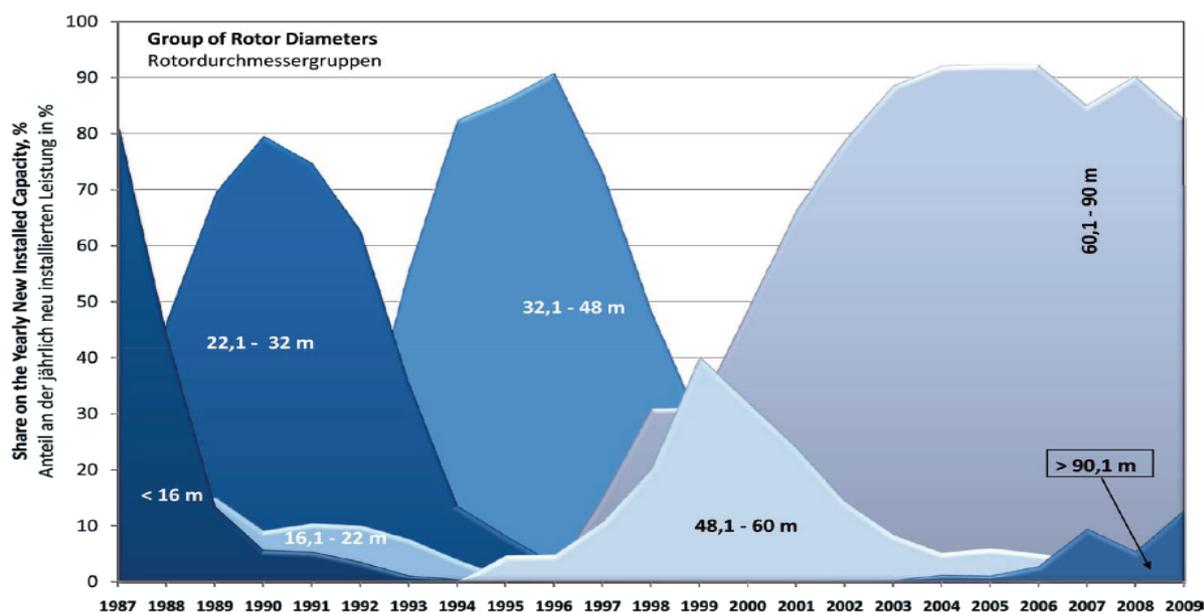


Abb. 4.6: Rotordurchmesser der jährlich neu errichteten Windenergieanlagen [19]

Es zeigt sich, dass kurz nach der Markteinführung einer neuen Rotorblattgröße ein Boom einsetzt und kleinere Rotordurchmesser kaum noch installiert werden. Seit dem Jahr 2000 dominieren Anlagen mit Durchmessern zwischen 60 m und 90 m. Dies entspricht installierten Leistungen zwischen ungefähr 1 MW und 3 MW. Seit einigen wenigen Jahren sind Anlagen mit Leistungen um 5 MW und größer am Markt, die Rotordurchmesser von mehr als 100 m aufweisen. Es kann also bis 2015 mit einem Boom dieser Anlagen und dem gleichzeitigen Rückgang neu installierter Anlagen mit Durchmesser kleiner als 90 m gerechnet werden.

4.5.2 Kleinwindanlagen

Derzeit befindet sich der Markt für Kleinwindanlagen aller Rotorformen in Aufbruchstimmung. Insbesondere in Großbritannien und den USA ist eine Fülle relativ junger, kleiner Unternehmen am Markt. Entsprechend hoch ist die Marktdynamik, da Namensänderungen, Beteiligungen und Übernahmen entsprechend häufig sind.

In Großbritannien nahm laut der British Wind Association die Zahl der installierten Kleinwindenergieanlagen in den letzten Jahren enorm zu. Allein 2008 wurden knapp 7.900 Anlagen installiert. 2009 waren es bereits über 13.500. Abb. 4.7 gibt einen Überblick über die Anzahl der jährlich installierten Kleinwindanlagen in Großbritannien. Sowohl dort als auch in den USA existieren spezielle Förderprogramme, die zum starken Wachstum beitragen.

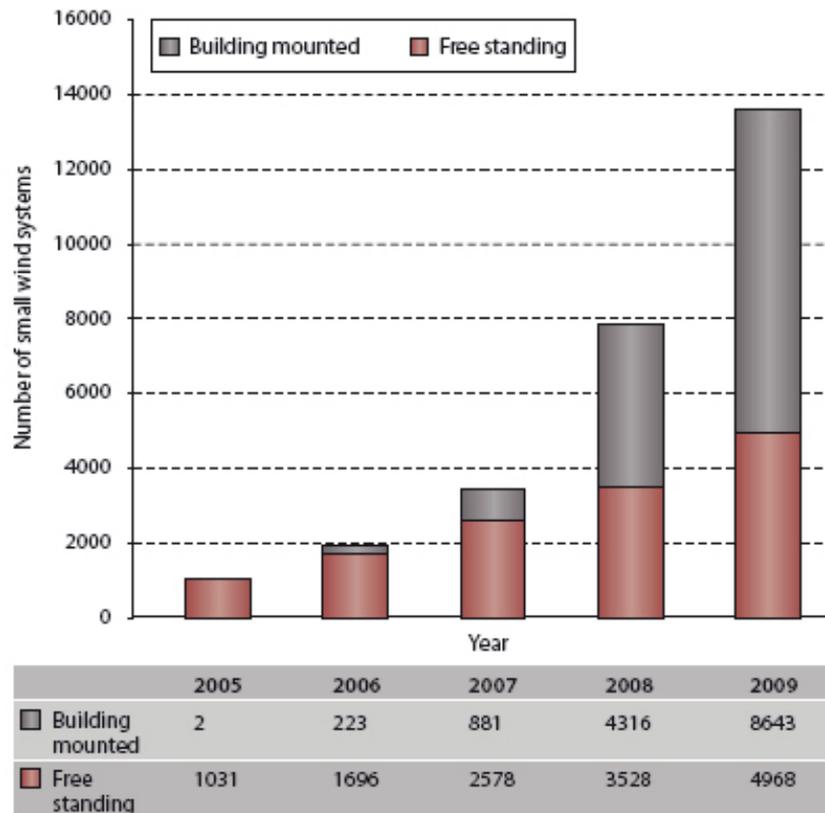


Abb. 4.7: Anzahl der jährlich in Großbritannien installierten Kleinwindanlagen [10]

In Deutschland und Österreich sind bisher keine Programme zur gezielten, expliziten Förderung von vertikalen Kleinwindanlagen ins Leben gerufen worden. Entsprechend gering ist die Marktdurchdringung.

4.6 Entwicklungspotenzial

Der aerodynamische Teil der Windenergieanlagen weisen sowohl im Bereich der Rotorblattdurchmesser als auch der Rotorblattgeometrie Entwicklungspotenziale auf.

4.6.1 Rotorblattdurchmesser

In Abb. 4.8 ist die Entwicklung der Rotorblattdurchmesser bis 2015 abgeschätzt. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die Anlagen der Klasse 3 MW bis 5 MW in naher Zukunft durchsetzen und bis 2015 den deutlich größten Anteil der neu installierten Anlagen darstellen. Da mit der E-126 von Enercon bereits heute eine Anlage mit mehr als 130 m Rotordurchmesser am Markt verfügbar ist, kann davon ausgegangen werden, dass diese Klasse in wenigen Jahren einen bemerkbaren Anteil an der jährlichen installierten Leistung vorweist.

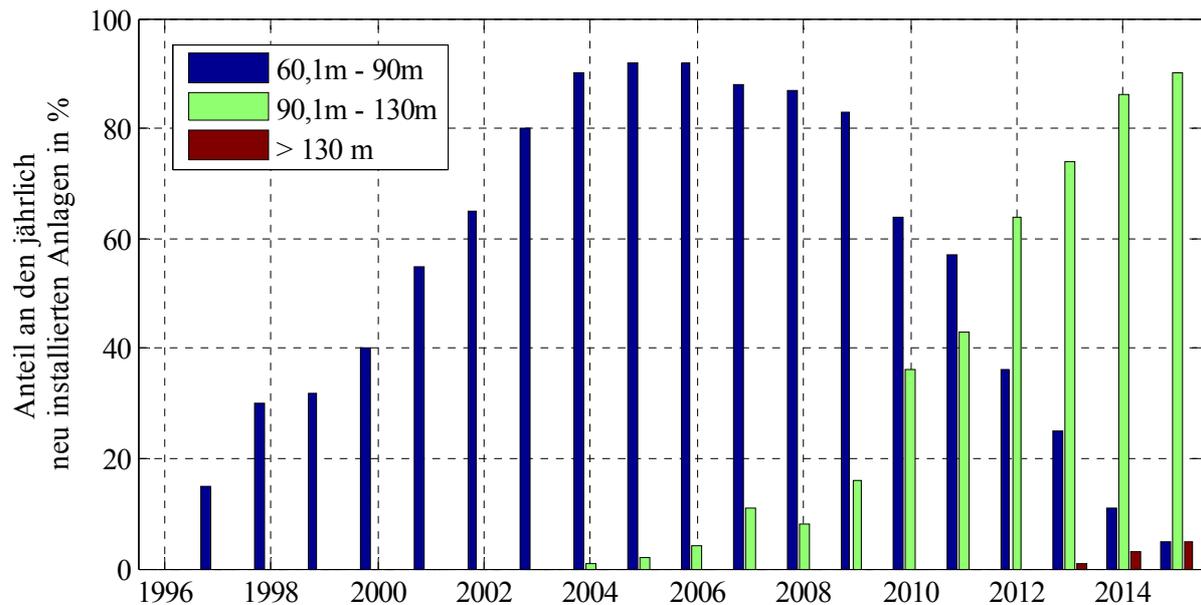


Abb. 4.8: Entwicklung der Rotorblattdurchmesser

4.6.2 Rotorblattdesign

Die aerodynamischen Eigenschaften des Rotors entscheiden über den Wirkungsgrad der Windenergieanlage und sind deshalb das Ziel ständiger optimierender Entwicklungsarbeit. Mit konventionellen Rotorblättern können Leistungsbeiwerte zwischen 0,43 und 0,47 – idealerweise bis 0,50 – erzielt werden. Dies lässt genügend Spielraum für die Optimierung des Rotorblattdesigns [37].

Die Firma Enercon hat 2004 ein neues, optimiertes Rotorblattdesign vorgestellt [20] und seit 2005 probeweise bei den kleineren Anlagen E-33 und E-40 getestet. Mittlerweile wird es auch bei den neuen Anlagen der Megawattklasse installiert. Zum einen werden durch ein rechtwinklig zum Rotorblatt angebrachtes Wingtip Turbulenzen an der Blattspitze minimiert. Dadurch werden der aerodynamische Wirkungsgrad erhöht sowie mechanische Belastungen des Schwertes und die Geräuschentwicklung minimiert. So können bei gleicher Belastung längere Blätter installiert und um bis zu 25 % höhere Erträge erzielt werden. Zum anderen wurde das Blatt an der Wurzel deutlich verbreitert. Dies erhöht die Windausbeute, da auch Strömungen direkt an der Gondel genutzt werden können. Insbesondere zu Schwachwindzeiten lassen sich die Erträge dadurch deutlich steigern [20].



Abb. 4.9: neues Rotorblattdesign der Firma Enercon (Quelle: Enercon GmbH)

Auch die Firma RePower GmbH hat ein eigenes, neues Rotorblattdesign entwickelt. Durch Spoiler auf der Luvseite und Grenzschichtzäune auf der Leeseite des Rotorblattes soll die Luftströmung insbesondere im Innenbereich des Rotors deutlich besser ausgenutzt werden. RePower rechnet damit, dass mit dem neuen Rotorblatt, das seit 2008 für die Anlagen MM82 und MM92 verfügbar ist, zwischen 3 % und 4 % mehr Energieertrag erzielt wird [43].

4.7 Fazit

Die wesentlichen Erkenntnisse der Untersuchungen von Potenzialen bei Rotorformen und Rotorblättern lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die dem Wind entnehmbare Leistung ist von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängig. Dabei kann ein theoretisch maximaler Leistungsbeiwert von knapp 60 % erzielt werden. Tatsächlich liegen moderne Anlagen bei rund 50 %.
- Zur Leistungsbegrenzung bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Bemessung gibt es drei Regelungskonzepte. 77 der 83 verfügbaren Anlagentypen verwenden dabei die Pitch-Regelung und lediglich fünf basieren auf dem active-stall. Die passive Stall-Regelung wird mit einer Ausnahme bei modernen Anlagen nicht mehr verwendet.
- Die Kennlinien aller Windenergieanlagen ähneln sich sehr stark in ihrer Form. Nach dem Einschalten zeigen sie bis zur Bemessungsgrenze einen annähernd kubischen Verlauf. Danach ist die Leistung konstant. Bei Erreichen der Maximalgeschwindigkeit wird sofort abgeschaltet oder langsam abgeregelt. Die Hersteller unterscheiden sich lediglich in der Einschalt-, Bemessungs- und Abschaltwindgeschwindigkeit.
- Das dominierende Rotorblattkonzept ist der dreiflüglige Luvläufer. Daneben gibt es weitere Anlagen mit horizontaler Achse, die sich in der Anzahl der Rotorblätter unterscheiden. Windenergieanlagen mit vertikaler Rotorachse sind derzeit nur mit kleinen Leistungen verfügbar. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sie in naher Zukunft einen Boom erleben.
- Der Verlauf der Marktdurchdringung der Rotorblattdurchmesser zeigt, dass es wenige Jahre nach Einführung einer neuen Durchmesserklasse einen Boom und eine darauf folgende mehrjährige Dominanz dieses Typs gegeben hat, bis er von einem größeren Durchmesser abgelöst wurde. Derzeit werden Rotordurchmesser zwischen 60 m und 90 m am häufigsten verbaut. Der Durchbruch der Klasse 90 m bis 130 m steht aber unmittelbar bevor.
- Mehrere Hersteller von Luvläufern haben in den vergangenen Jahren ihr Rotorblattdesign optimiert, um Materialbelastungen, Geräusche und Turbulenzen zu reduzieren und die Windausbeute zu erhöhen. Weitere Optimierungen des Designs und insbesondere der Werkstoffkomposition werden für die Zukunft erwartet. Auch die Vertikalrotoren bieten ein umfangreiches Optimierungspotential.

5 Folgen der Windenergie für Betrieb und Ausbau der Verteilernetze

Gegenwärtig erfolgt der Netzanschluss bestehender und geplanter Windenergieparks aufgrund ihrer Bemessungsleistung vornehmlich in die Mittel- und Hochspannungsebene. Somit sind Verteilernetzbetreiber direkt von den Auswirkungen der Windenergie betroffen. Dies gilt insbesondere für die Bewag Netz GmbH und die EVN Netz GmbH, da die Standorte im Burgenland und in Niederösterreich besonders ertragreich sind. Es ist daher erforderlich, den Einfluss auf Betrieb und Planung der hiesigen Netze genauer zu untersuchen.

Die in diesem Kapitel vorgestellten Berechnungen und Analysen beruhen auf den Angaben der Bewag Netz GmbH.

5.1 Prozessmodell

Zur Bewertung der Auswirkungen der Windeinspeisung auf die elektrischen Energieversorgungsnetze sind deren Betriebsmittel und das Einspeiseverhalten der Anlagen nachzubilden. Die verwendeten Modelle und Annahmen sind in diesem Kapitel erläutert.

5.1.1 Betriebsmittel und Netze

Zur Modellierung der Betriebsmittel kommen Vierpolersatzschaltungen mit konzentrierten Parametern zum Einsatz. Dies ist aufgrund der geringen Leitungslängen zulässig. Des Weiteren wird von symmetrischen Betriebsmitteln, Einspeisungen und Lasten ausgegangen.

Das Mitsystemersatzschaltbild der Leitung ist in Abb. 5.1 dargestellt. Es ist für Freileitungen und Kabel gültig.

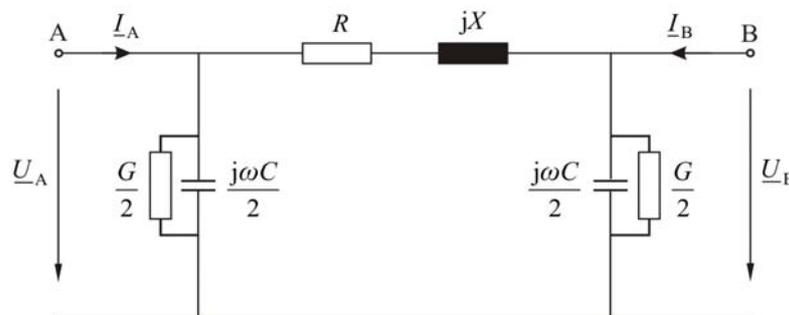


Abb. 5.1: Mitsystemersatzschaltbild der Leitung

Das Verhalten der Leitung lässt sich durch ihre Vierpoladmittanzmatrix beschreiben

$$\underline{Y}_L = \begin{bmatrix} \frac{1}{R + jX} + \frac{G + j\omega C}{2} & -\frac{1}{R + jX} \\ -\frac{1}{R + jX} & \frac{1}{R + jX} + \frac{G + j\omega C}{2} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Das Mitsystemersatzschaltbild des Zwe Wicklungstransformators ist in Abb. 5.2 dargestellt.

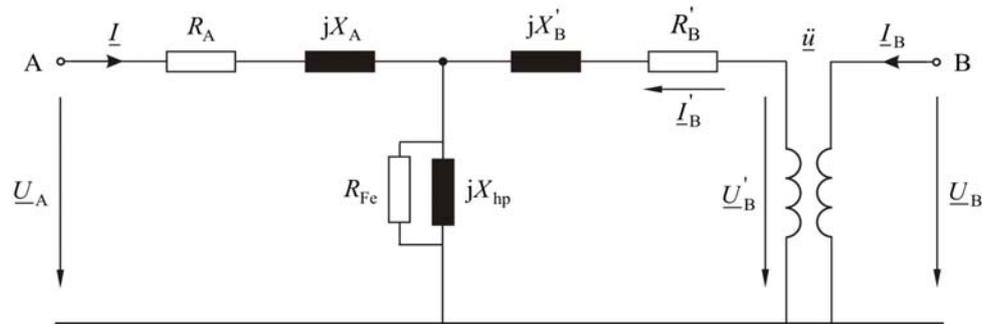


Abb. 5.2: Mitsystemersatzschaltbild des Zweiwicklungstransformators

Das Verhalten des Transformators lässt sich durch seine Vierpoladmittanzmatrix beschreiben

$$\underline{Y}_T = \frac{1}{\underline{Y}_A + \underline{Y}'_B + \underline{Y}_m} \begin{bmatrix} \underline{Y}_A (\underline{Y}'_B + \underline{Y}_m) & -\ddot{u} \underline{Y}_A \underline{Y}'_B \\ -\ddot{u}^* \underline{Y}_A \underline{Y}'_B & |\ddot{u}|^2 \underline{Y}'_B (\underline{Y}_A + \underline{Y}_m) \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

mit

$$\begin{aligned} \underline{Y}_A &= \frac{1}{R_A + jX_A} \\ \underline{Y}'_B &= \frac{1}{R'_B + jX'_B} \\ \underline{Y}_m &= \frac{1}{R_{Fe}} - j \frac{1}{X_h} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Aus der logischen Zuordnung der Betriebsmittelklemmen zu den Netzknoten und einer gemeinsamen Admittanzmatrix aller Betriebsmittel lässt sich schließlich die Knotenadmittanzmatrix bilden.

$$\underline{Y}_{KK} = -\underline{K}_{KT} \underline{Y}_T \underline{K}_{KT}^T \quad (5.4)$$

5.1.2 Wind- und Lastszenarien

Die Bewertung des Einflusses der Windenergie auf das Verteilernetz der Bewag Netz GmbH erfolgt durch Simulation von vier Extremwertszenarien. Sie sind in Tabelle 9 aufgeführt.

Tabelle 9: Simulationsszenarien

Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Starkwind	Starkwind	Schwachwind	Schwachwind
maximale Last	minimale Last	maximale Last	minimale Last

5.2 Netzbereich

5.2.1 Ist-Zustand

Das Hochspannungsverteilernetz der Bewag Netz GmbH umfasst derzeit rund 628 km Freileitungen und 9 km Kabel (Angaben in Systemkilometern). Es ist im UW Neusiedl mit

dem 220-kV-Netz und im UW Rotenturm mit dem 380-kV-Netz verbunden. Die beiden 220/110-Transformatoren und der 380/110-Transformator befinden sich im Besitz der Austrian Power Grid APG. Darüber hinaus besteht bei Neudörfel eine 110-kV-Verbindung in Richtung Ternitz.

Derzeit sind Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von 402 MW im Netz der Bewag Netz GmbH angeschlossen. Davon fallen knapp 370 MW auf Windkraftwerke. Das Netz und die räumliche Verteilung der Windenergie sind in Abb. 5.3 dargestellt.

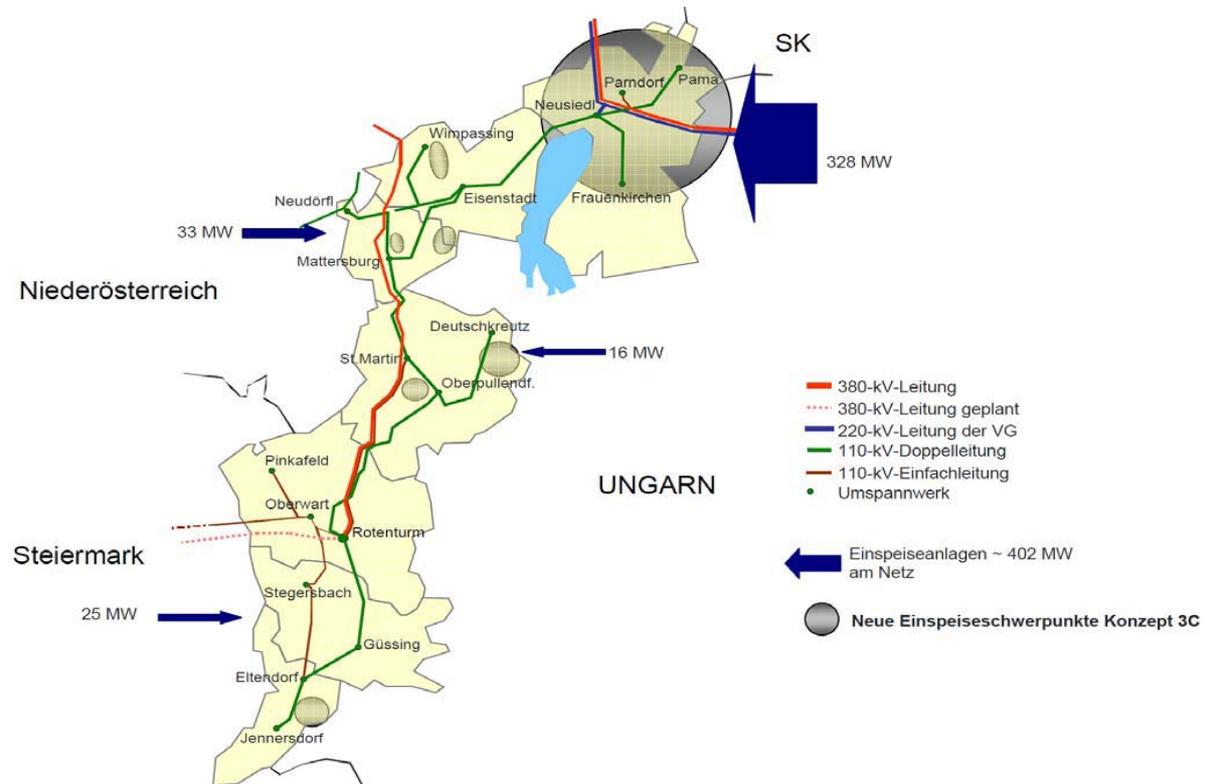


Abb. 5.3: Ist-Situation im Netz der Bewag

Die Bewag Netz GmbH geht davon aus, dass der zukünftige Einspeiseschwerpunkt im Bereich Zurndorf liegen wird. Basierend auf dem derzeitigen Stand der Raumplanung und entsprechenden Widmungen rechnet der Netzbetreiber mit einem maximalen Zubau an Windenergie von rund 600 MW. Auf der Warteliste der Bewag Netz GmbH befinden sich nach der ersten Bereinigungsphase noch 814 MW. Vor dem Hintergrund der angestrebten 700 MW in der Ökostromnovelle erscheint ein Zubau von rund 300 MW plausibel. Im Fall des zweiten, von der IG Windkraft definierten Szenarios von 1.300 MW zusätzlicher Windleistung, wird sich die installierte Leistung vermutlich um rund 600 MW erhöhen, so dass insgesamt rund 1 GW Windenergie in das Netz eingespeist werden könnte.

Die Bewag Netz GmbH plant den Netzausbau in zwei zeitlich aufeinander folgenden Stufen. Eine Übersicht über die Ausbaumaßnahmen und die hinzukommenden Windparks ist in Abb. 5.4 gegeben.

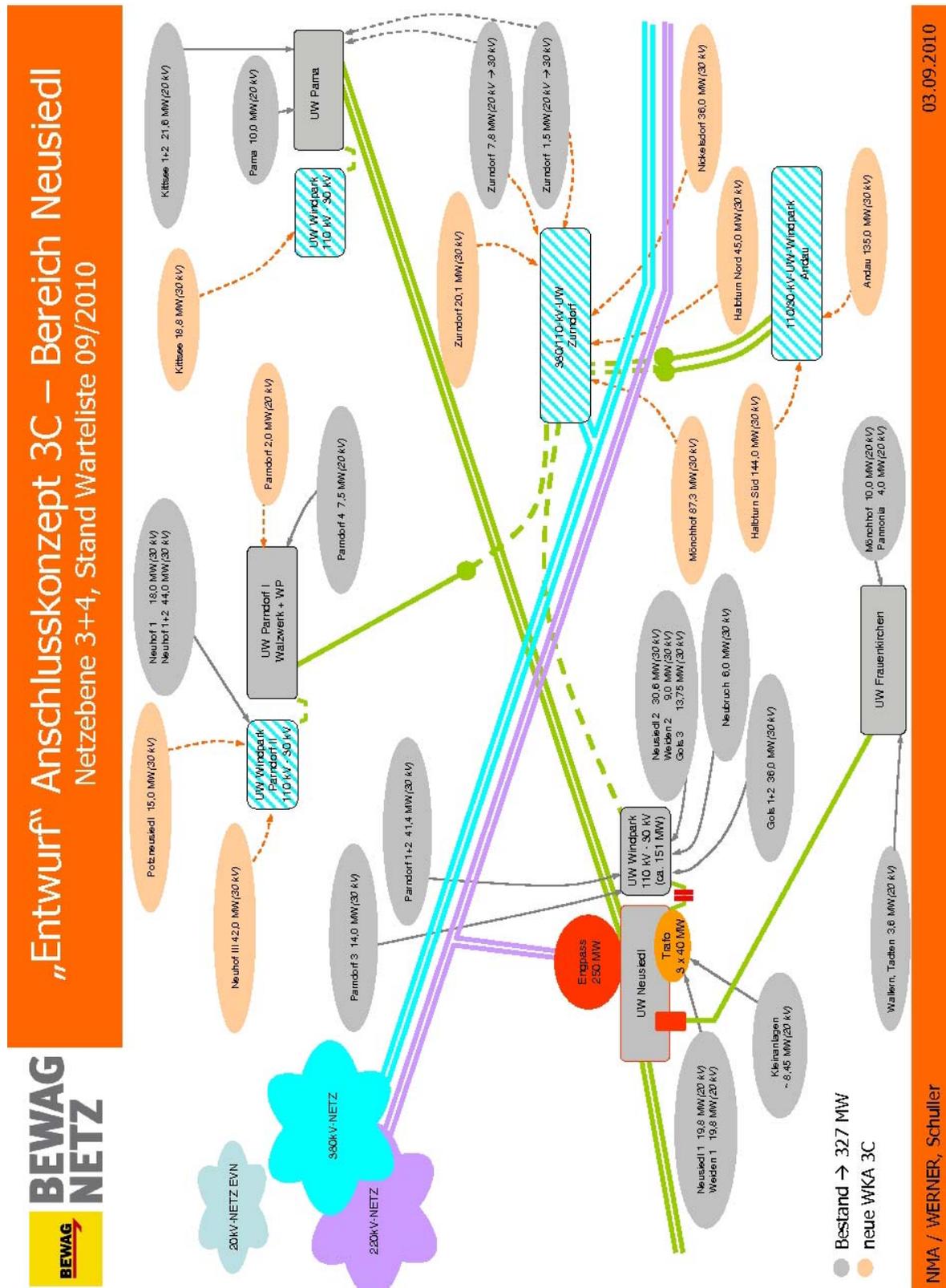


Abb. 5.4: Übersicht der geplanten Windparks und der erforderlichen Ausbaumaßnahmen

Die Bewag Netz GmbH beruft sich auf eine Studie der TU Wien, die im Falle zusätzlicher Einspeisung in das bestehende Verteilernetz eine aktive Blindleistungssteuerung der Ökostromanlagen für erforderlich hält, um die Spannungsqualität auch zukünftig gewährleisten zu können.

Im von der Bewag Netz GmbH entwickelten Anschlusskonzept 3C wird davon ausgegangen, dass alle neuen und einige bestehende Windparks über eine eigene 110-kV-Netzgruppe einspeisen. Die Netztrennung ist aufgrund der Überschreitung der Löschgrenze erforderlich. Zusätzlich kann dadurch die Blindleistungssteuerung, die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Ökostromeinspeiser begrenzend gewirkt hätte, vermieden werden.

5.2.2 1. Ausbaustufe

Die erste Ausbaustufe, die für den Zubau von weiteren 300 MW Windenergie ausgelegt ist, sieht im Wesentlichen folgende Maßnahmen vor:

- Errichtung einer neuen Übergabestelle in das 380-kV-Übertragungsnetz der APG ohne redundanten Regelhauptumspanner
- Installation einer 110-kV-Löschspule mit einer Löschleistung von 400 A
- Ausbau des UW Deutschkreutz
- Neubau des UW Andau
- Verlegung von rund 25 km 110-kV-Kabel und Bau von 17 km 110-kV-Freileitung

5.2.3 2. Ausbaustufe

Die zweite Ausbaustufe, die für den Zubau von insgesamt 600 MW Windenergie ausgelegt ist, sieht im Wesentlichen folgende Maßnahmen vor:

- Erweiterung der neuen Übergabestelle in das 380-kV-Netz um einen weiteren Regelhauptumspanner
- Erweiterung der Kapazitäten mehrerer Umspannwerke
- Bau von rund 17 km Freileitung

5.2.4 Netztrennung

Die Bewag Netz GmbH plant, das derzeit noch zusammenhängende 110-kV-Netz zukünftig geteilt in zwei Netzgruppen zu betreiben. Die Trennung erfolgt im Wesentlichen so, dass das bestehende Netz als eine Netzgruppe „Bewag bestehend“ definiert wird und die zweite Netzgruppe „Bewag WIND“ in zwei Ausbaustufen neu entsteht. Der Netzplan nach Fertigstellung der 2. Ausbaustufe ist in Abb. 5.5 dargestellt.

5.3 Auslastung der Betriebsmittel

Für die Berechnung der Leistungsflüsse wird das vollständige Newton-Raphson-Verfahren in Polarkoordinaten verwendet [40], [41]. Die Berechnung wurde anhand der verfügbaren Daten vor dem Netzausbau und im Anschluss mit den voraussichtlichen Daten nach dem Netzausbau, wie er im Netzausbaukonzept 3C beschrieben ist, durchgeführt. Um die Blindleistungen an den Knoten zu bestimmen, wird ein Leistungsfaktor von

$$\cos(\varphi) = 0,98 \quad (5.5)$$

angenommen. Die Windenergieanlagen speisen reine Wirkleistung in das Netz ein.

Die Leitungen sind anhand der Legende eingefärbt und werden bei Überlastung dicker dargestellt. Die 380-kV-Umspannwerke sind mit roten Punkten gekennzeichnet, die 220-kV-Umspannwerke mit grünen Punkten. Für die Anschlusspunkte der 110-kV-Netze anderer Netzbetreiber wird ein blauer Punkt eingesetzt. Die Pfeile auf den Leitungen geben die Richtung des Wirkleistungsflusses auf der Leitung an.

5.3.1 Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Starklast

Die Berechnungen werden auf Basis des derzeitigen Netzausbaustandes des 110-kV-Netzes der Bewag Netz GmbH durchgeführt. Es werden die vier in Tabelle 9 beschriebenen Szenarien berechnet und im Anschluss ausgewertet. Die Übergabeleistungen an den Netzkupplungen werden szenariospezifisch angepasst.

Das 110-kV-Netz der Bewag Netz GmbH erstreckt sich über das gesamte Burgenland und hat eine Gesamtlänge von ca. 637 km. Es beinhaltet 17 Umspannwerke, mit denen die Mittelspannungsebene gespeist wird. Das Netz ist an zwei Stellen mit der überlagerten Transportebene verbunden und wird sternpunkt kompensiert betrieben.

Für das Szenario Starkwind bei maximaler Last wird angenommen, dass zu diesem Zeitpunkt eine maximale Windeinspeisung von 382 MW in das Netz stattfindet sowie eine maximale Verbraucherlast von insgesamt 318 MW abgenommen wird.

In Abb. 5.6 ist eine Netzkarte dargestellt, die alle 110-kV-Leitungen des bestehenden Netzes beinhaltet. Bei der Berechnung wird davon ausgegangen, dass im Umspannwerk Rotenturm ca. 70 MW Leistung aus dem 380-kV-Übertragungsnetz in das Bewag Netz gespeist werden. Im Umspannwerk Neusiedl werden 190 MW in das 220-kV-Übertragungsnetz gespeist. In Neudörfel werden 20 MW über die Netzkuppelleitungen aus dem Netz abgeführt.

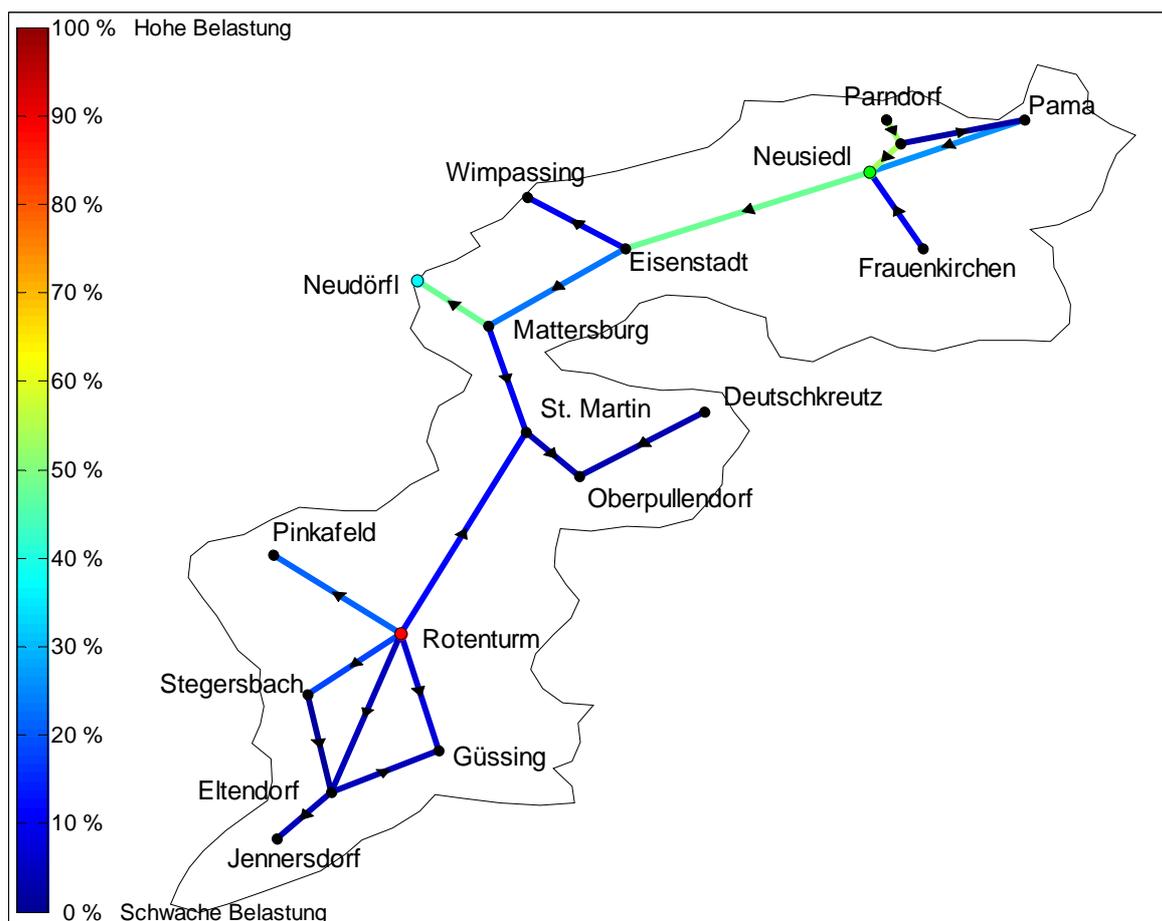


Abb. 5.6: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Starklast

Es zeigt sich, dass insbesondere die Leitung zwischen Neusiedl und Eisenstadt rund zur Hälfte ausgelastet ist. Gleiches gilt für die Verbindung von Neusiedl nach Parndorf und die Verbindungsleitung nach Neudörfel.

5.3.2 Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Schwachlast

Im Szenario Starkwind bei minimaler Last wird für das Umspannwerk Neusiedl eine Übergabeleistung von 230 MW in das 220-kV-Übertragungsnetz angenommen. Am Knotenpunkt Rotenturm werden ca. 110 MW in das 380-kV-Netz gespeist. In diesem Szenario sind die Kuppelleitungen in Neudörfel mit 30 MW belastet. Die Windeinspeisung beträgt 382 MW und die Netzlast 82 MW.

Aus Abb. 5.7 kann die Belastung der Leitungen in diesem Szenario entnommen werden.

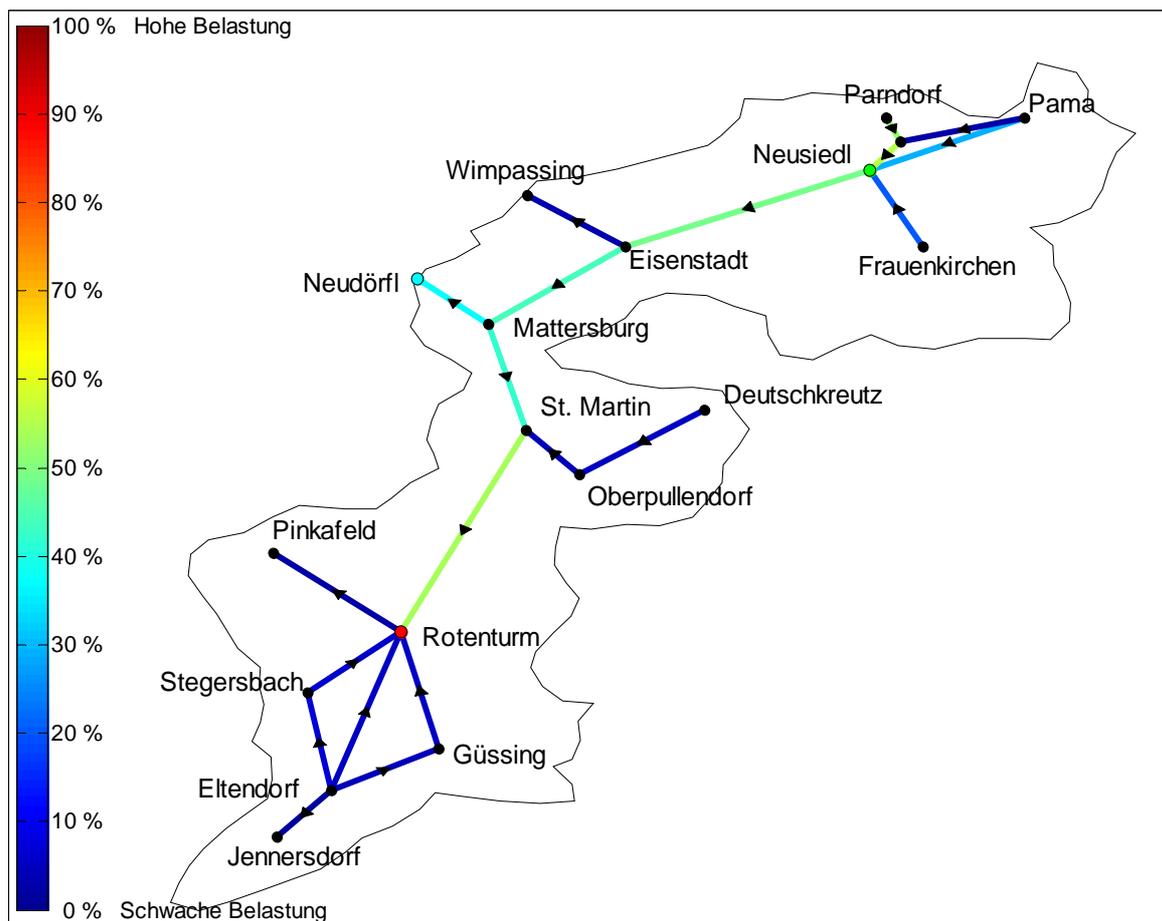


Abb. 5.7: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Starkwind und Schwachlast

Die Leitung von Parndorf in Richtung Neusiedl ist rund zur Hälfte ausgelastet. Gleiches gilt für den gesamten Leitungspfad zwischen Neusiedl und Rotenturm. Auch die Kuppelleitung in Neudörfel gehört zu den stärker belasteten Leitungen im Netz.

5.3.3 Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Starklast

In Szenario Schwachwind bei maximaler Last wird angenommen, dass Windstille herrscht und die Windeinspeisung bei 0 MW liegt. Die Abnehmerleistungen werden auf den maximalen Wert von 318 MW gesetzt.

In Abb. 5.8 sind die Leitungsbelastungen abgebildet. Als Einspeisedaten aus anderen Netzen wurden hier 55 MW Einspeisung aus Neudörfel sowie 114 MW aus dem 220-kV-Netzanschluss in Neusiedl und 78 MW aus dem 380-kV-Netzanschluss in Rotenturm angenommen.

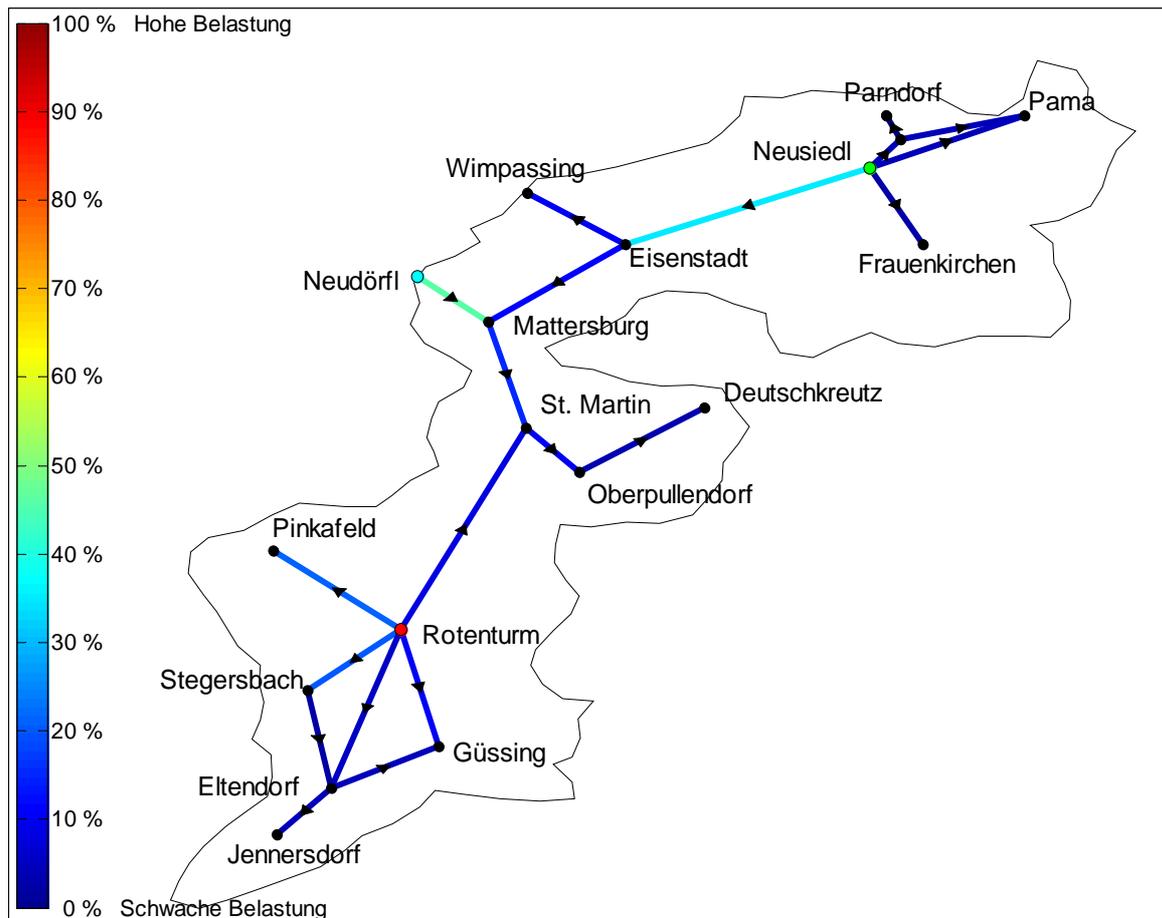


Abb. 5.8: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Starklast

Es zeigt sich, dass das Netz bei wenig Windeinspeisung deutlich geringer belastet ist. Im Starklastfall sind die Verbindungen von Neusiedl nach Eisenstadt und die Leitung von Mattersburg nach Neudörfel mit rund 40 % am stärksten belastet.

5.3.4 Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Schwachlast

Als viertes Szenario werden schwacher Wind bei einer Einspeisung von 0 MW und minimale Abnehmerleistungen von 82 MW in den Umspannwerken angesetzt. Es wird angenommen, dass der 220-kV-Netzanschluss in Neusiedl 10 MW in das 110-kV-Netz speist. Die resultierenden Leitungsbelastungen sind in Abb. 5.9 dargestellt.

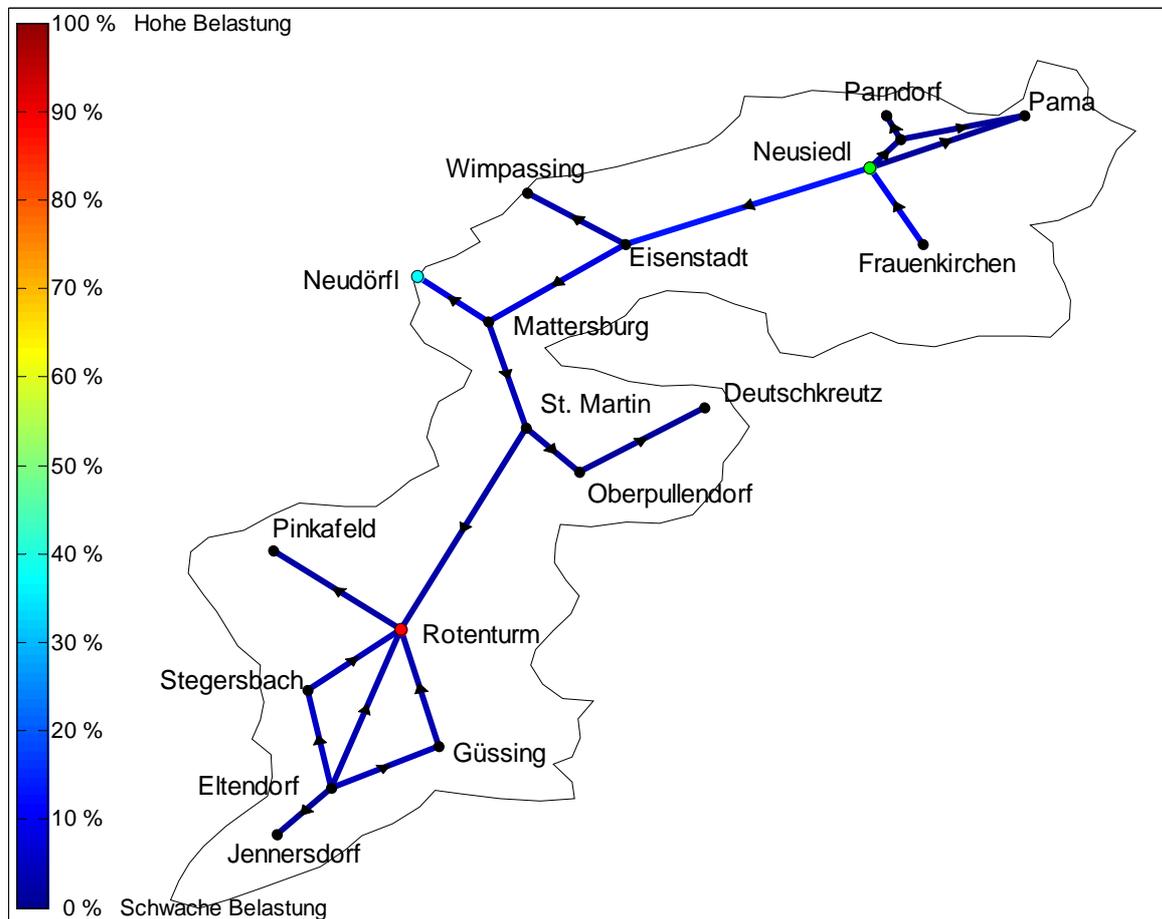


Abb. 5.9: Leistungsflüsse im Ist-Netz bei Schwachwind und Schwachlast

Keine der Leitungen ist mit mehr als 25 % der Nennlast belastet.

5.3.5 Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast

Die betrachteten Netzausbaumaßnahmen sind die Erweiterungen der Umspannwerke und Verbindungen, die das Ausbaukonzept 3C für 300 MW vorsieht. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um den Ausbau der Umspannwerke Deutschkreutz, Mattersburg, Neusiedl, Pama, Parndorf und Wimpassing, sowie den Neubau der Umspannwerke Andau und Zurndorf mit dem neuen 380-kV-Anschluss im Umspannwerk Zurndorf. Im Umspannwerk Neusiedl wird die Sammelschiene so aufgetrennt, dass ein Teil der Windleistung, die dort eingespeist wird, über ein neues Kabel in Zurndorf in das 380-kV-Netz gespeist werden kann. Darüber hinaus wird eine Freileitung zur Verbindung der Umspannwerke Andau und Zurndorf installiert. Die Verbindung zwischen dem Umspannwerk Zurndorf und dem Umspannwerk Parndorf wird zu einem Teil auf der bestehenden Freileitungstrasse ausgeführt und zum anderen Teil als Kabel. Die Gesamtlänge der Kabelstrecken beträgt nach deren Fertigstellung etwa 25 km. Alle weiteren Ausbaumaßnahmen dienen zur Erhöhung der Leistungsaufnahme bestehender Umspannwerke.

Nach dem Netzausbau wird im Starkwindszenario eine Windeinspeisung von insgesamt 684 MW angenommen. Die Netzlast wird auf den Maximalwert von 318 MW gesetzt. Die Berechnungsergebnisse sind in Abb. 5.10 dargestellt.

Die Leistung von ca. 421 MW aus der Windenergieerzeugung wird über Zurndorf in das 380-kV-Netz gespeist. Die Belastung des für 300 MVA ausgelegten Regelhauptumspanners in Zurndorf liegt damit bei 140 %. Bei maximaler Windeinspeisung kann es zu einer thermischen Überlastung des Transformators kommen.

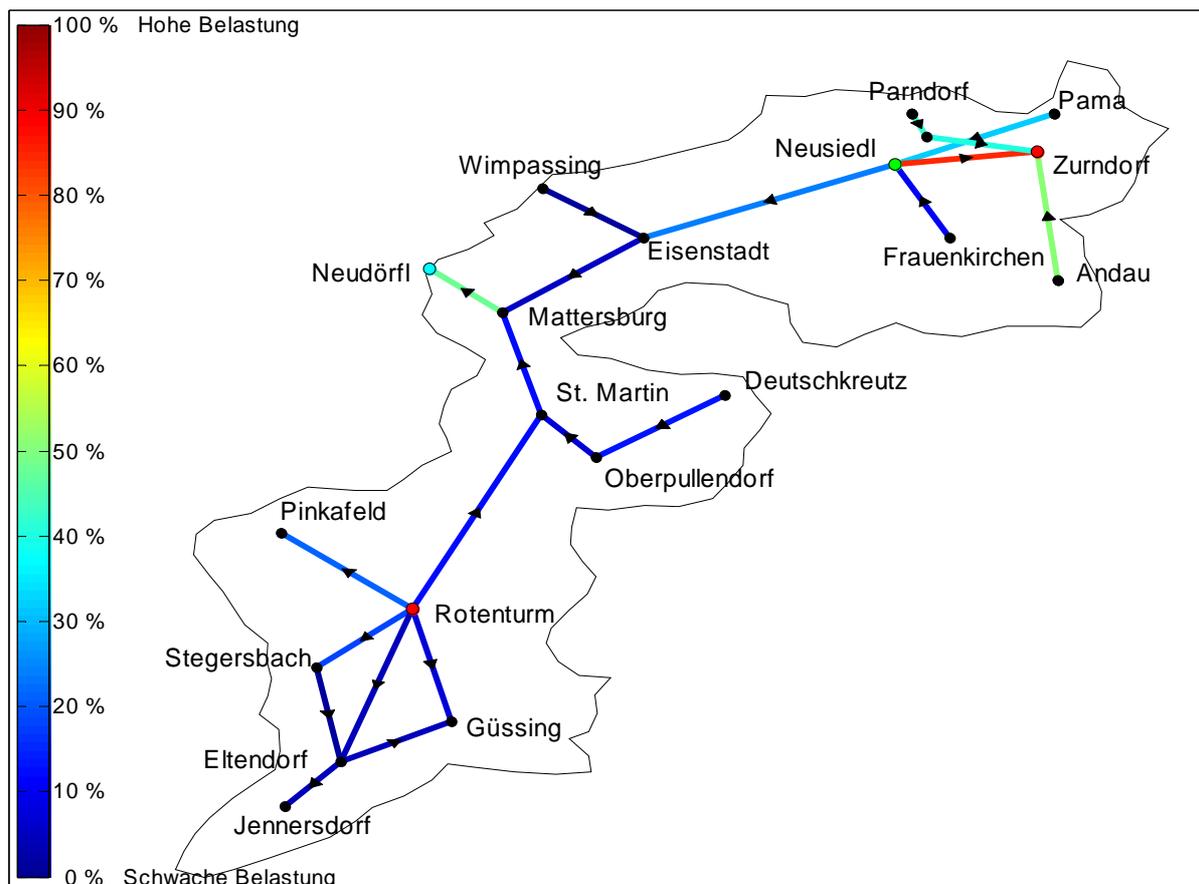


Abb. 5.10: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast

Bei Instandhaltungsbedingten Abschaltungen bzw. bei Ausfall/Beschädigung des Umspanners kann es zu Einschränkungen der Windkrafteinspeisung kommen.

An der 380-kV-Einspeisung in Rotenturm wird eine Leistung von 93 MW in das Netz der Bewag gespeist. Im 220-kV-Umspannwerk in Neusiedl werden 90 MW an das überlagerte Netz abgegeben. Über die Kuppelleitung in Neudörfel werden 20 MW aus dem Netz der Bewag abgeführt. Der Leitungsabschnitt vom Windpark Neusiedl nach Zurndorf ist mit einer Belastung von etwa 85 % der am stärksten belastete Leitungsabschnitt in der Netzgruppe „Bewag Wind“. In der Netzgruppe „Bewag bestehend“ sind die Doppelleitung von Pama nach Neusiedl mit einer Belastung von 40 % und die Leitung Mattersburg - Neudörfel mit einer Belastung von 50 % am stärksten ausgelastet. Aus Abb. 5.10 ist ersichtlich, dass sich durch den Netzausbau und den Zubau von Windenergieanlagen vor allem das Netz im Bereich Neusiedl betroffen ist.

5.3.6 Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast

Im zweiten Szenario – Starkwind bei Schwachlast – werden im Umspannwerk Rotenturm 90 MW in das 380-kV-Netz gespeist. Im Umspannwerk Neusiedl werden 130 MW aus der Windenergieerzeugung an das 220-kV-Übertragungsnetz abgegeben. Im Umspannwerk Zurndorf werden wie im vorherigen Szenario 421 MVA in das 380-kV-Netz eingespeist. Über die Netzkuppelleitung in Neudörfel werden 30 MW aus dem Netz der Bewag Netz GmbH abgeführt.

Die Betriebsmittelbelastungen in diesem Szenario sind in Abb. 5.11 dargestellt.

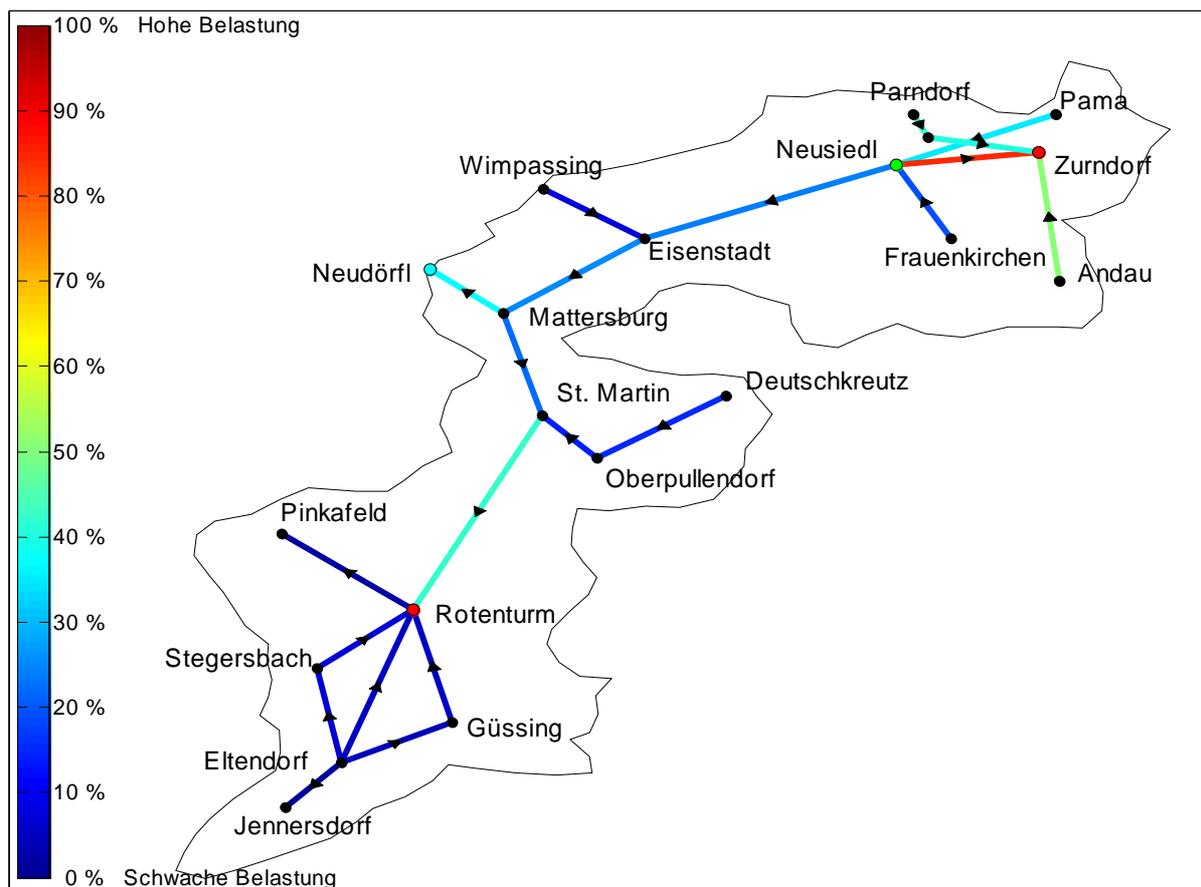


Abb. 5.11: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast

Die Belastungen in der Netzgruppe „Bewag Wind“ sind genau wie im vorangegangenen Szenario ausgeprägt, da dieses Teilnetz keine Netzlasten versorgt. Auffällig ist, dass es in der Netzgruppe „Bewag bestehend“ zu einer Leistungsflussumkehr auf der Leitung St. Martin -

Rotenturm kommt, die nun auch mit etwa 40 % eine stärkere Belastung aufweist als im Szenario 1.

5.3.7 Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast

Die Knotenleistungen für die Berechnung des Szenarios Schwachwind bei Starklast nach dem Netzausbau werden wie im gleichen Szenario vor den Ausbaumaßnahmen gewählt. Die Übergabeleistung der Bewag Netz GmbH in Neudörfel beträgt 55 MW. Zusätzlich werden 114 MW durch den 220-kV-Netzanschluss in Neusiedl und 78 MW durch den 380-kV-Netzanschluss in Rotenturm in das 110-kV-Netz des Burgenlandes eingespeist.

Die Auslastungen der Betriebsmittel für das Schwachwind-Starklast-Szenario ist in Abb. 5.12 dargestellt.

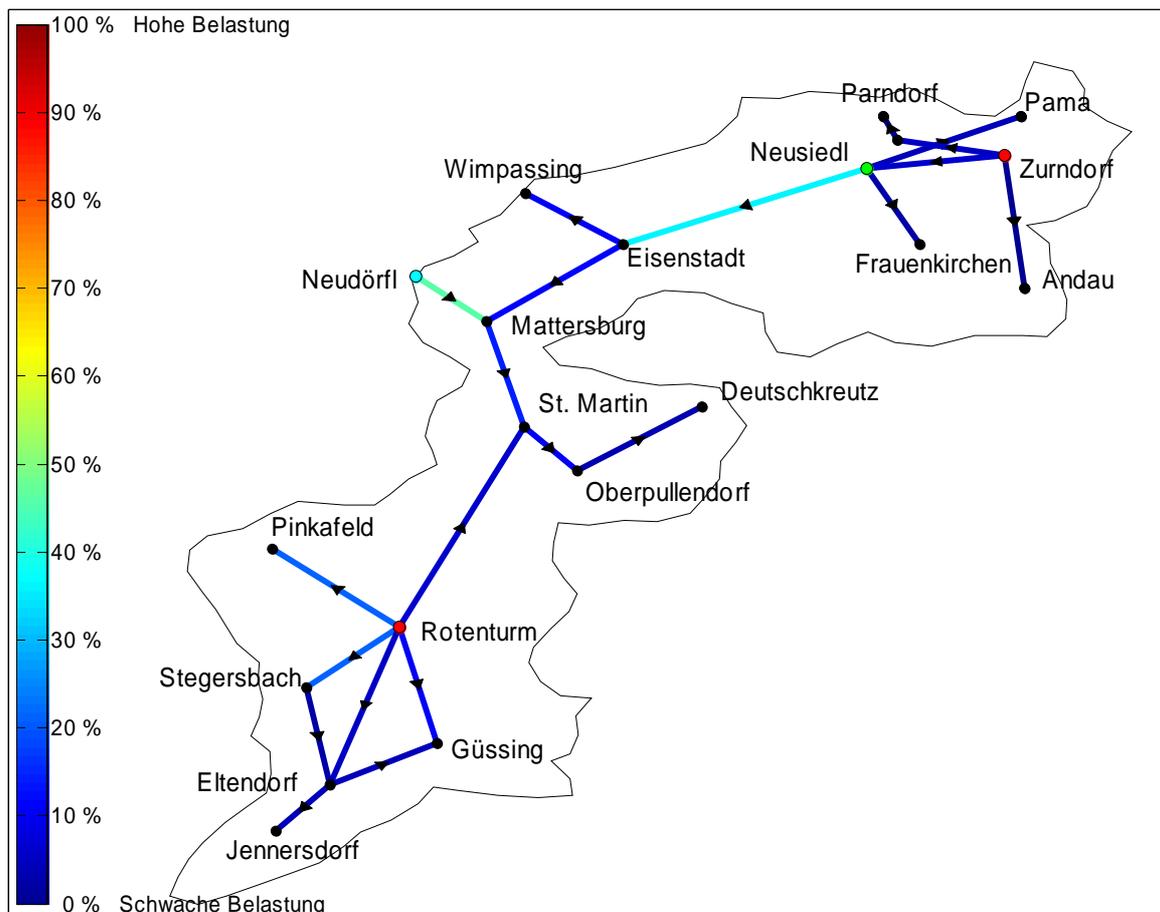


Abb. 5.12: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast

In Zurndorf gibt es keinen signifikanten Austausch von Leistungen, da bei Schwachwind keine Windleistung transportiert werden muss. Wie vor den Ausbaumaßnahmen ist das bestehende Netz nur schwach belastet.

5.3.8 Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast

Die Betriebsmittelbelastungen im vierten Szenario der ersten Ausbaustufe sind in Abb. 5.13 dargestellt. Es wird angenommen, dass der 220-kV-Netzanschluss in Neusiedl 10 MW in das 110-kV-Netz speist.

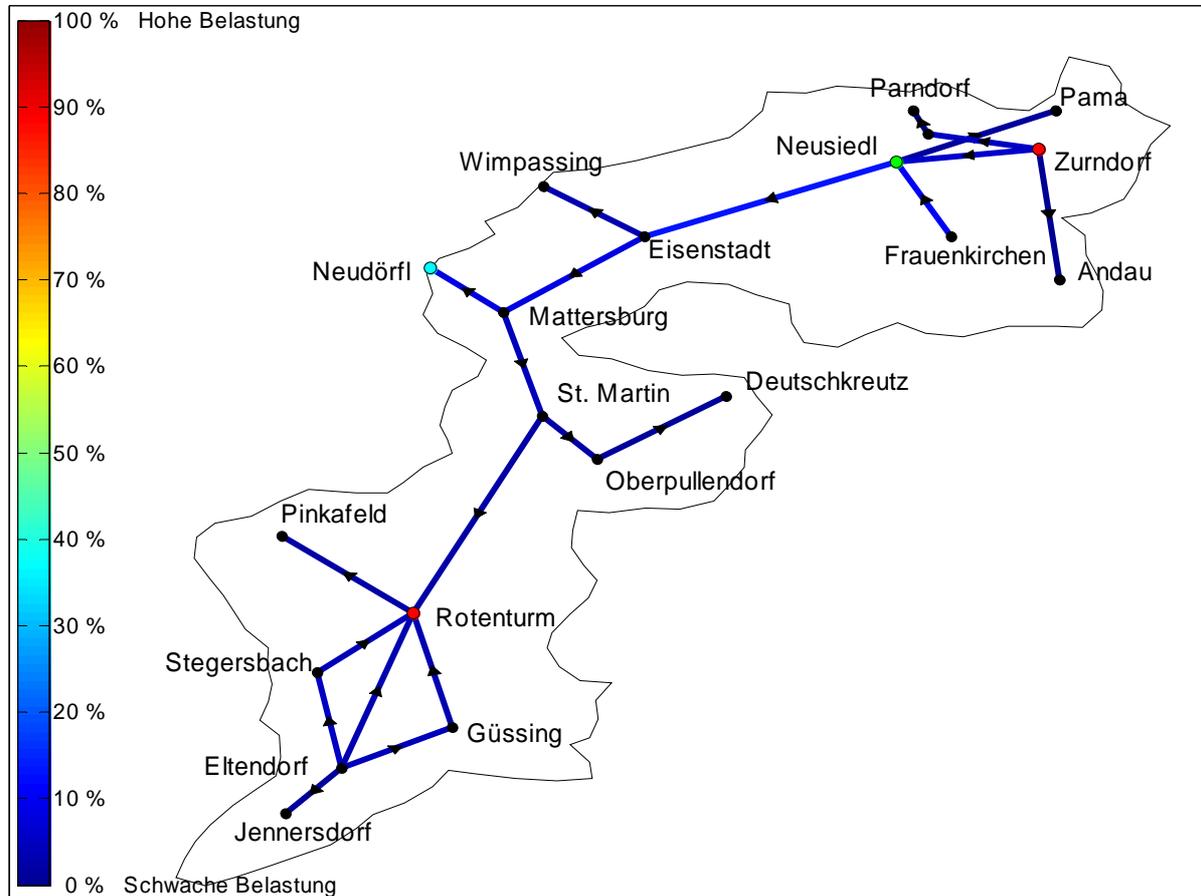


Abb. 5.13: Leistungsflüsse in der 1. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast

Die Kuppelleitung in Neudörfel ist nahezu unbelastet. Die Austauschleistung in Zurndorf kann aufgrund des schwachen Windes ebenfalls vernachlässigt werden.

5.3.9 Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt das Ausbauszenario für 300 MW beschrieben worden ist, soll hier das Szenario für den weiteren Ausbau des Netzes der Bewag Netz GmbH für die Aufnahme von zusätzlich insgesamt 600 MW Windleistung betrachtet werden. Die Ausbaumaßnahmen im Umspannwerk Zurndorf sehen vor, dass hier ein weiterer 300-MVA-Transformator zur Leistungsübertragung an das 380-kV-Netz der APG installiert wird. Das Umspannwerk Andau wird verstärkt und eine weitere Freileitung zum Umspannwerk Zurndorf gelegt. Die Umspannwerke Mattersburg, Steinbrunn, Oberpullendorf und Wimpassing werden zur Aufnahme der erhöhten Windleistung ebenfalls verstärkt.

Für das Szenario Starkwind und Starklast im neuen, zweigeteilten Netz wird eine Windeinspeisung von insgesamt 984 MW angenommen, sowie eine Netzlast von 318 MW. Die Berechnungsergebnisse sind in Abb. 5.14 dargestellt.

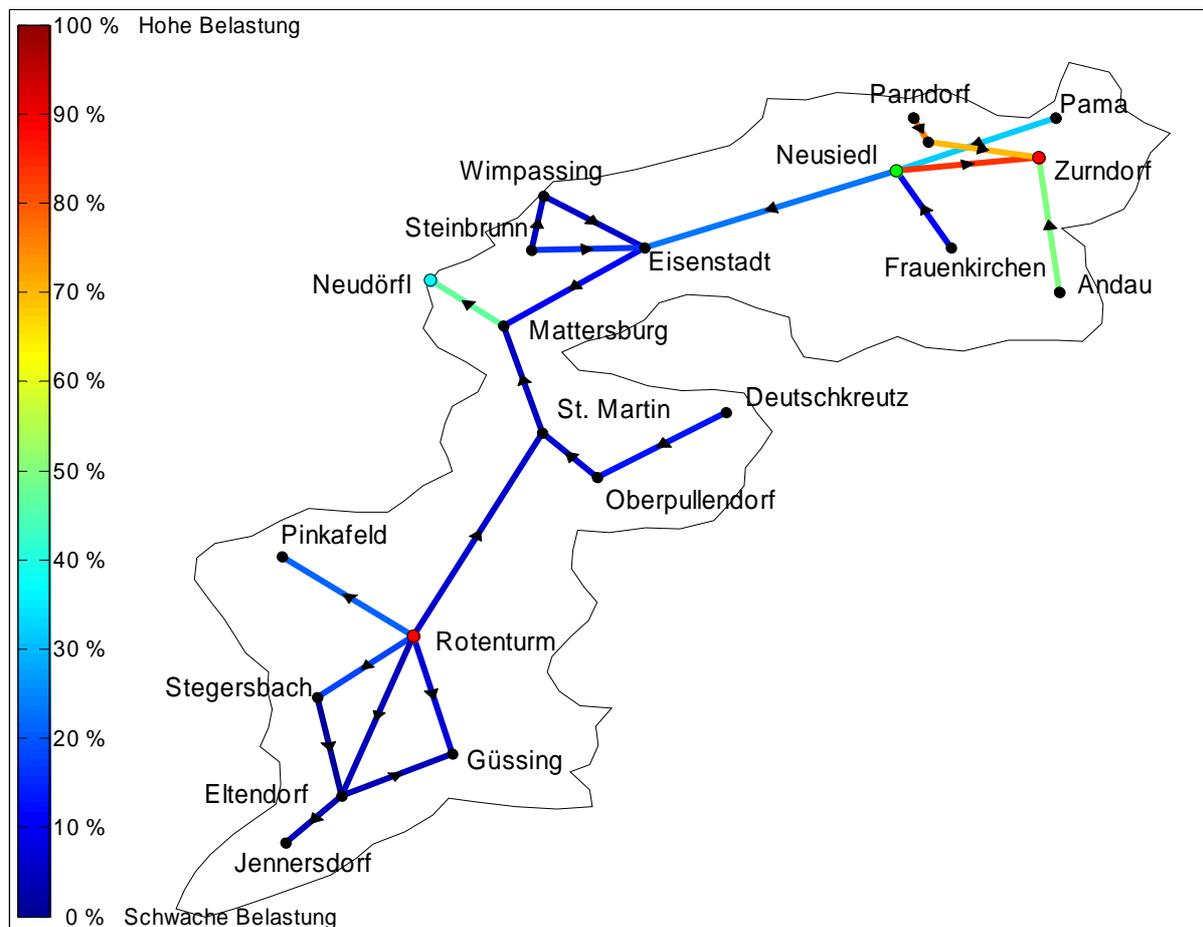


Abb. 5.14: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Starklast

An der 380-kV-Einspeisung in Rotenturm wird eine Leistung von 72 MW in das 380-kV-Netz gespeist. Im 220-kV-Umspannwerk in Neusiedl werden 90 MW an das 220-kV-Netz abgegeben. Die Leistung von ca. 698 MW aus der Windenergieerzeugung wird über Zurndorf in das 380-kV-Netz gespeist. Über die Kuppelleitung in Neudörfel werden 20 MW aus dem Netz der Bewag abgeführt. Das Kabel von Neusiedl nach Zurndorf ist weiterhin am stärksten belastet, aber nicht überlastet. Im Vergleich zur ersten Ausbaustufe hat sich die Leitungsbelastung auf dem Abschnitt von Parndorf nach Zurndorf etwa verdoppelt.

Zur Vermeidung von Überlastungen der 380/110-kV-Übergabe (der Transformatoren) in Zurndorf bzw. insbesondere zur Erlangung der (n-1)-Sicherheit wäre ein dritter Umspanner erforderlich.

5.3.10 Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast

In diesem Szenario werden im Umspannwerk Rotenturm 110 MW in das 380-kV-Netz gespeist und im Umspannwerk Neusiedl 130 MW aus der Windenergieerzeugung an das 220-kV-Übertragungsnetz übergeben. Im Umspannwerk Zurndorf werden ca. 698 MVA in das 380-kV-Netz eingespeist. Über die Netzkuppelleitung in Neudörfel werden 30 MW aus dem Netz der Bewag abgeführt.

Dies ist der für die 380/110-kV-Übergabe Zurndorf kritischste Dimensionierungs-Fall.

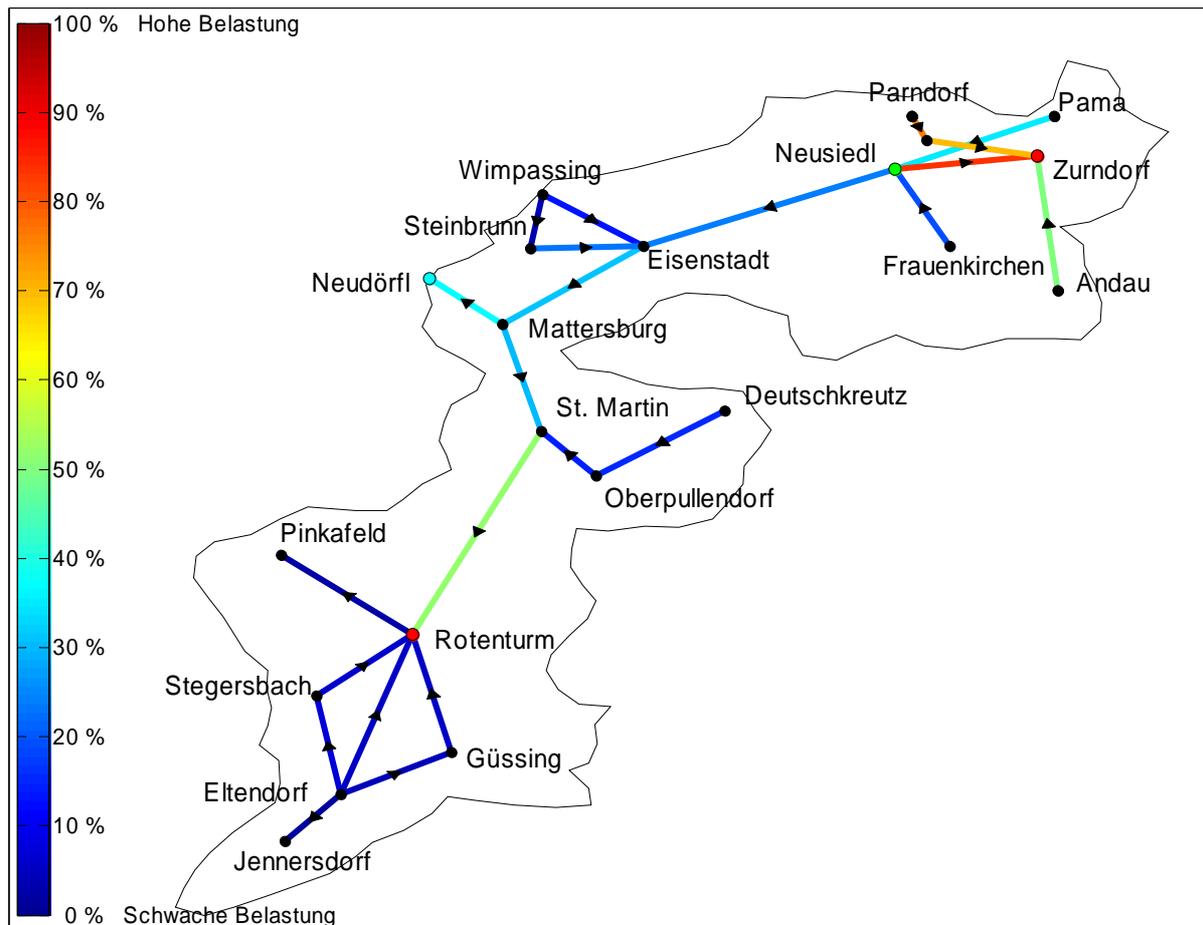


Abb. 5.15: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Starkwind und Schwachlast

Die Leitungsbelastungen im Starkwind – Schwachlastfall sind in Abb. 5.15 dargestellt. Es zeigt sich, dass das Netz im Starkwind-Schwachlastfall deutlich stärker belastet ist, als im Starklastfall. Dies liegt am höheren Energieüberschuss, der in die überlagerte Spannungsebene abgeführt werden muss. Es ist aber keine Leitung überlastet.

5.3.11 Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast

Die Eingangsdaten für die Berechnung des Szenarios nach dem Netzausbau werden wie im Netz vor den Ausbaumaßnahmen gewählt. Die Belastungen der Betriebsmittel sind in Abb. 5.16 dargestellt.

Die Übergabeleistung in das Netz der Bewag Netz GmbH in Neudörfel beträgt 55 MW. Zusätzlich werden 114 MW am 220-kV-Netzanschluss in Neusiedl und 78 MW am 380-kV-Netzanschluss in Rotenturm in das 110-kV-Netz des Burgenlandes eingespeist.

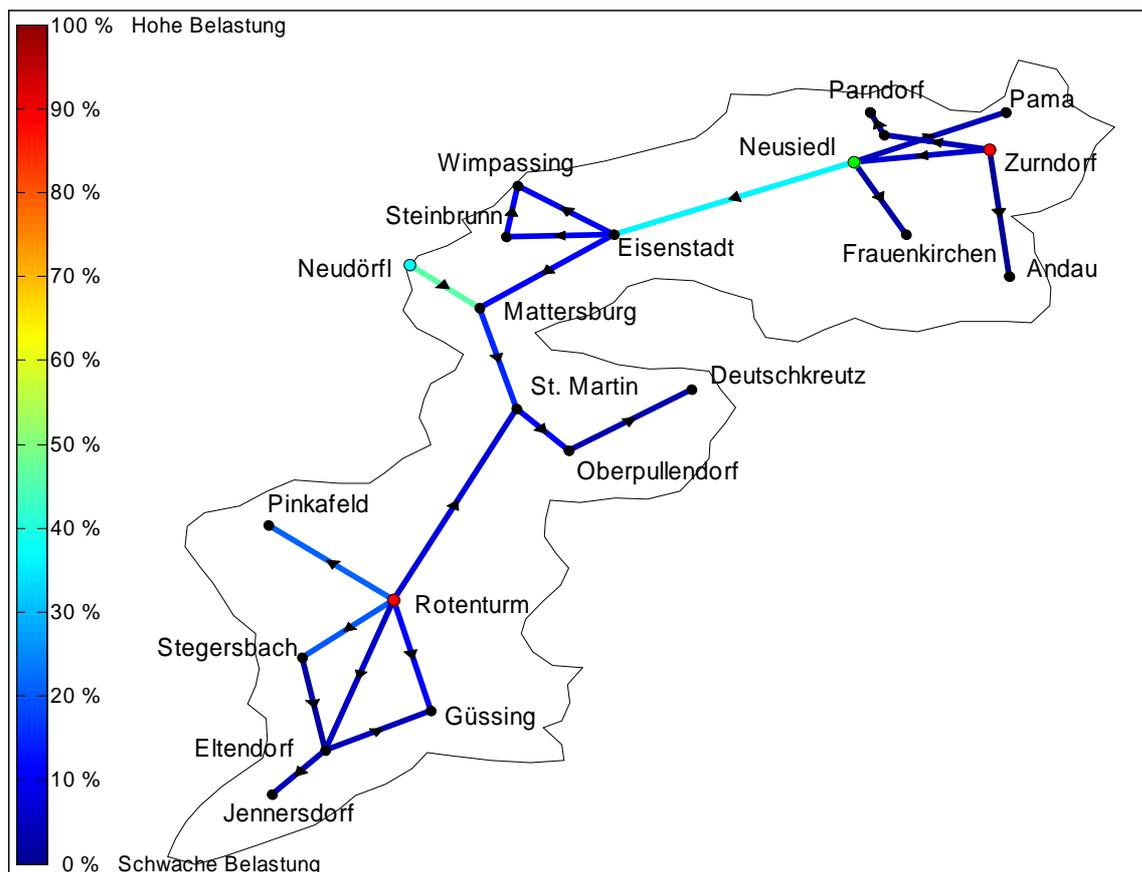


Abb. 5.16: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Starklast

In Zurndorf gibt es keinen signifikanten Austausch von Leistungen, da bei Schwachwind keine Windleistung transportiert werden muss. Wie vor den Ausbaumaßnahmen ist das bestehende Netz nur schwach belastet.

5.3.12 Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast

In Abb. 5.17 sind die Leitungsbelastungen für den Fall Schwachwind – Schwachlast dargestellt.

Es wird angenommen, dass der 220-kV-Netzanschluss in Neusiedl 10 MW in das 110-kV-Netz speist. Die Austauschleistungen in Zurndorf, Rotenturm und Neudörfel sind vernachlässigbar klein.

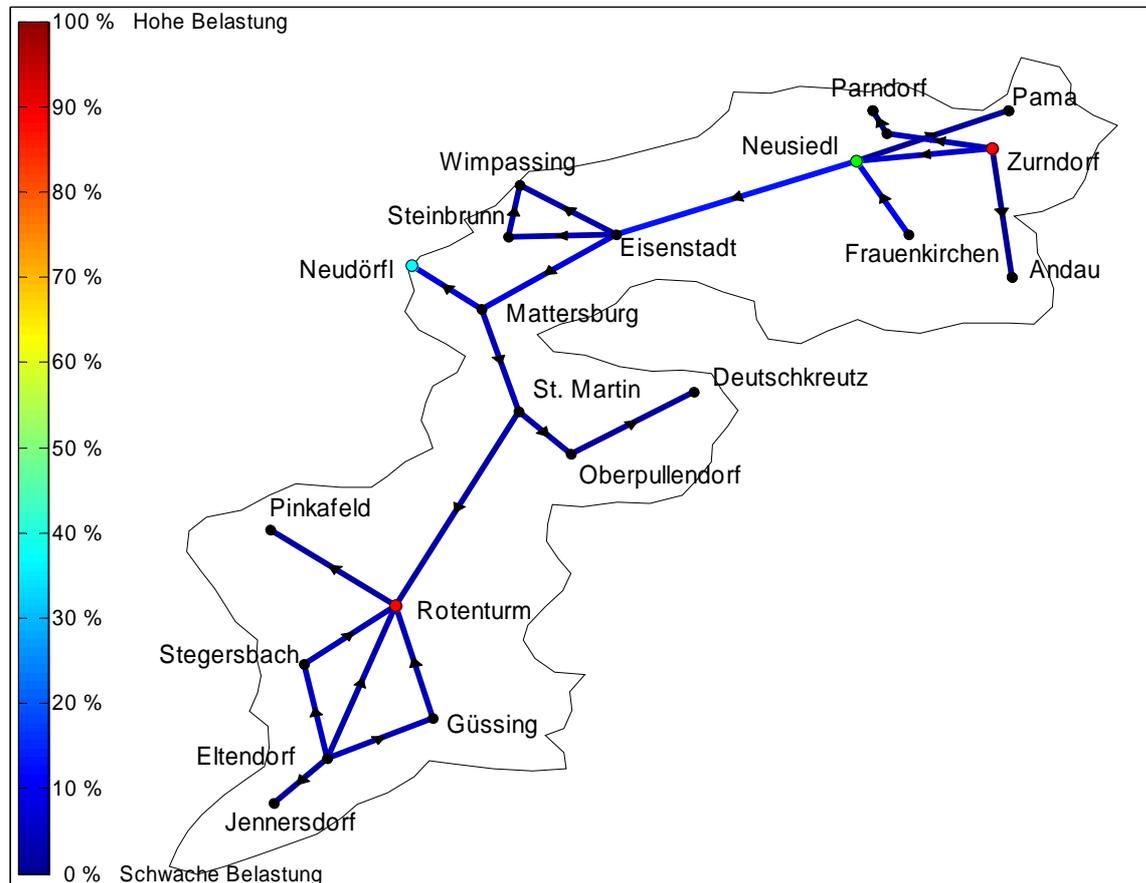


Abb. 5.17: Leistungsflüsse in der 2. Ausbaustufe bei Schwachwind und Schwachlast

Es zeigt sich, dass keine der Leitungen mehr als 25 % ausgelastet ist.

5.4 Netzverluste

Die Wirkleistungsverluste der Starkwindszenarien sind in Abb. 5.18 und Abb. 5.19 dargestellt. Sowohl in der 300-MW- als auch in der 600-MW-Netzausbaustufe wird das Netz der Bewag in zwei Netzgruppen geteilt, wobei eine Gruppe, das Netz „Bewag bestehend“, kurz „Bewag“, das Bestandsnetz bildet und die zweite Gruppe „Bewag Wind“ kurz „WIND“ das neu entstehende Kabelnetz um das Umspannwerk Zurndorf.

In diese Betrachtung fließen ausschließlich Verluste in Betriebsmitteln des öffentlichen Energieversorgungsnetzes ein. Verluste, die in privaten Netzen, beispielsweise der Innerparkverkabelung, entstehen, werden nicht berücksichtigt.

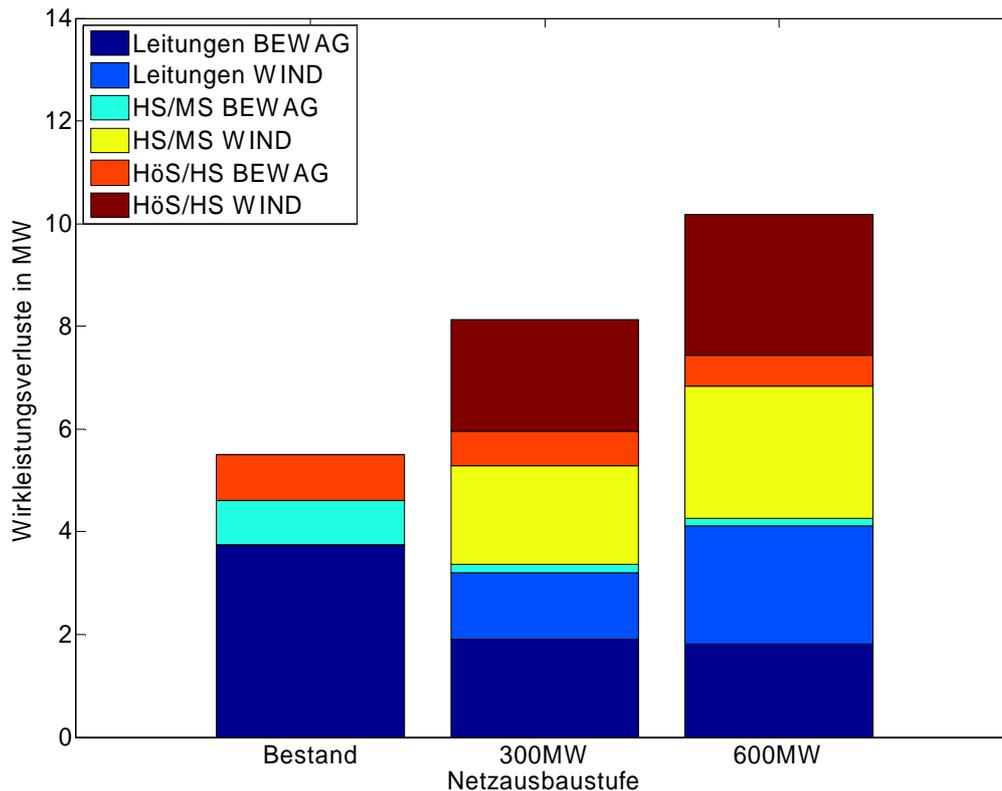


Abb. 5.18: Wirkleistungsverluste im Szenario Starkwind-Starklast

Die Verluste sinken in der 110-kV-Ebene in der Netzgruppe „Bewag bestehend“ durch die Umordnung von Windleistung aus der Netzgruppe „Bewag bestehend“ zur Netzgruppe „Bewag Wind“ leicht ab. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen Verluste in den Regelhauptumspannern und den HS/MS-Transformatoren werden die Gesamtverluste durch die zusätzliche Windenergie jedoch stark erhöht.

Die Wirkleistungsverluste in der Gruppe „Bewag Wind“ sind aufgrund der kürzeren Gesamtleitungslänge und des geringeren Widerstandsbelags der Kabel klein, steigen allerdings von der 300-MW-Ausbaustufe zur 600-MW-Ausbaustufe deutlich an.

Bei hoher Windeinspeisung und geringem Bedarf sind die Verluste derzeit und später in der 600-MW-Ausbaustufe deutlich höher als bei Starklast. Dies liegt vor allem an Transportverlusten im bestehenden Freileitungsnetz.

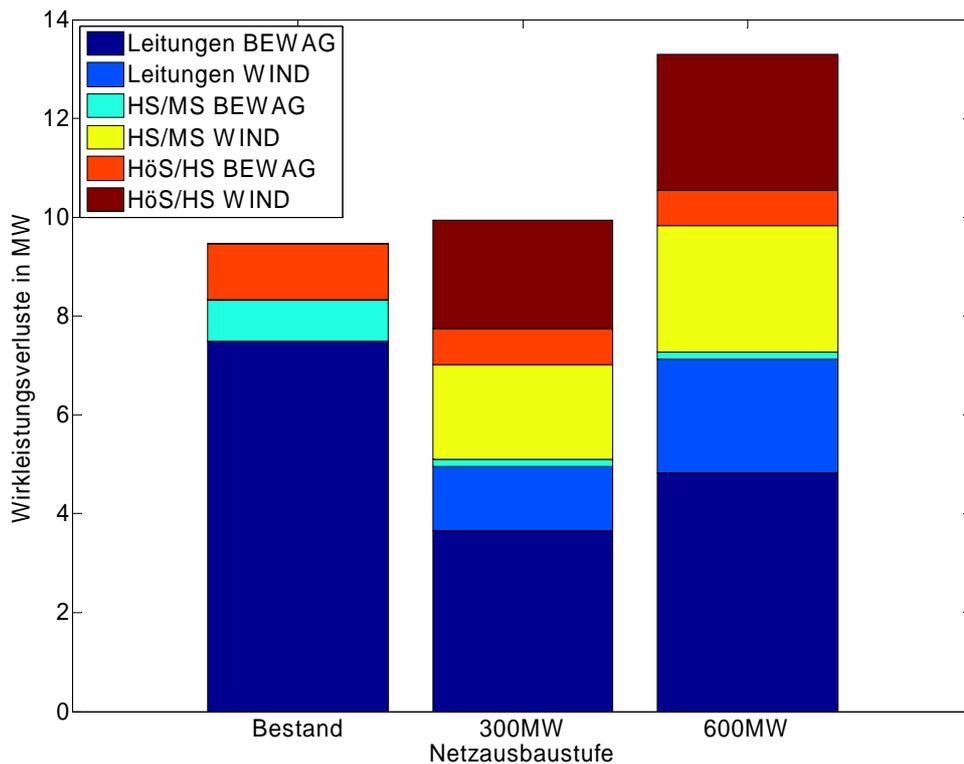


Abb. 5.19: Wirkleistungsverluste im Szenario Starkwind-Schwachlast

In den Schwachwindszenarien werden die Netzverluste hauptsächlich von Leistungsflüssen zu den Lasten hervorgerufen. Daher sind sie im Starklastfall auch deutlich höher als im Schwachwind-Schwachlast-Szenario. Da die Last im Netz „Bewag Wind“ sehr klein ist, werden die lastbedingten Verluste überwiegend in der Netzgruppe „Bewag bestehend“ erwartet. Nichtsdestotrotz kommt es auch in beiden Netzen durch kapazitive und induktive Querglieder der Leitungen und Transformatoren zu Stromflüssen und damit zu Verlusten.

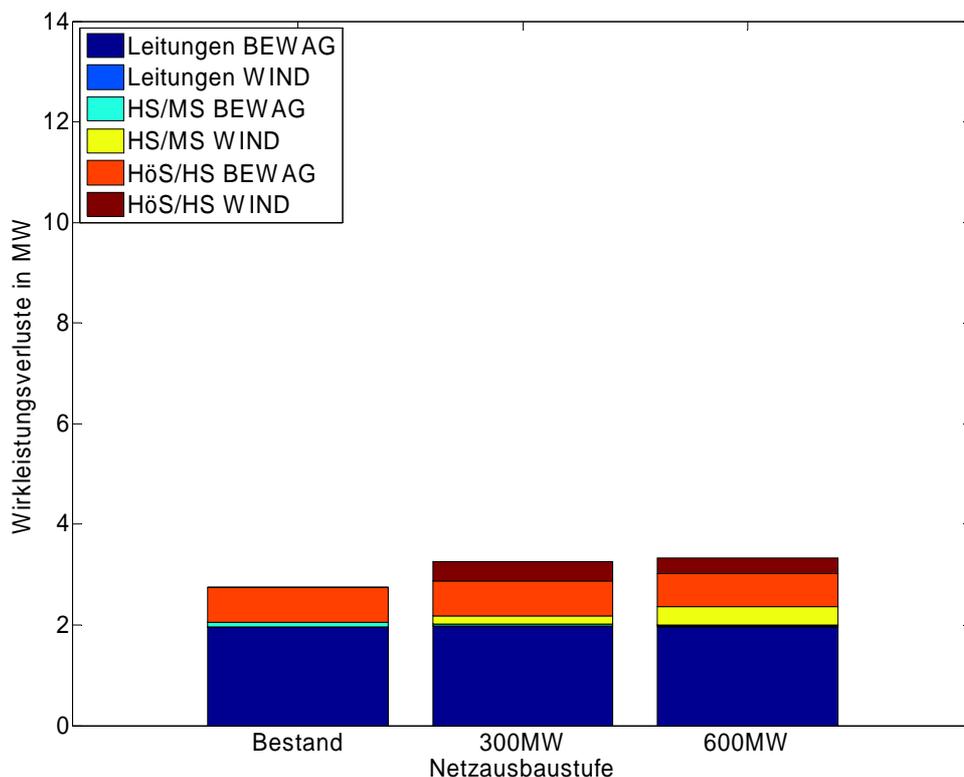


Abb. 5.20: Wirkleistungsverluste im Szenario Schwachwind-Starklast

Im Szenario Schwachwind-Schwachlast werden sich die Netzverluste durch den Leitungszubau und die Netztrennung nicht wesentlich ändern.

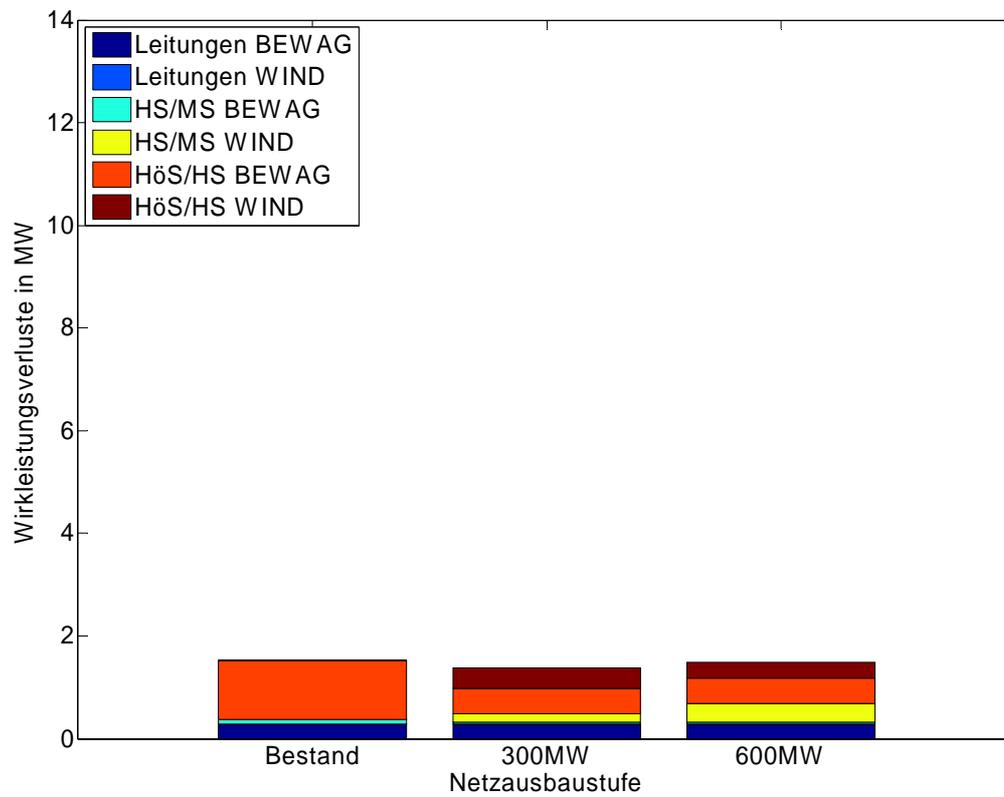


Abb. 5.21: Wirkleistungsverluste im Szenario Schwachwind-Schwachlast

5.5 Blindleistungsbilanz

In Abb. 5.22 und Abb. 5.23 sind die Blindleistungsbilanzen für die drei verschiedenen Ausbaustufen der Windenergie bei Starkwind dargestellt.

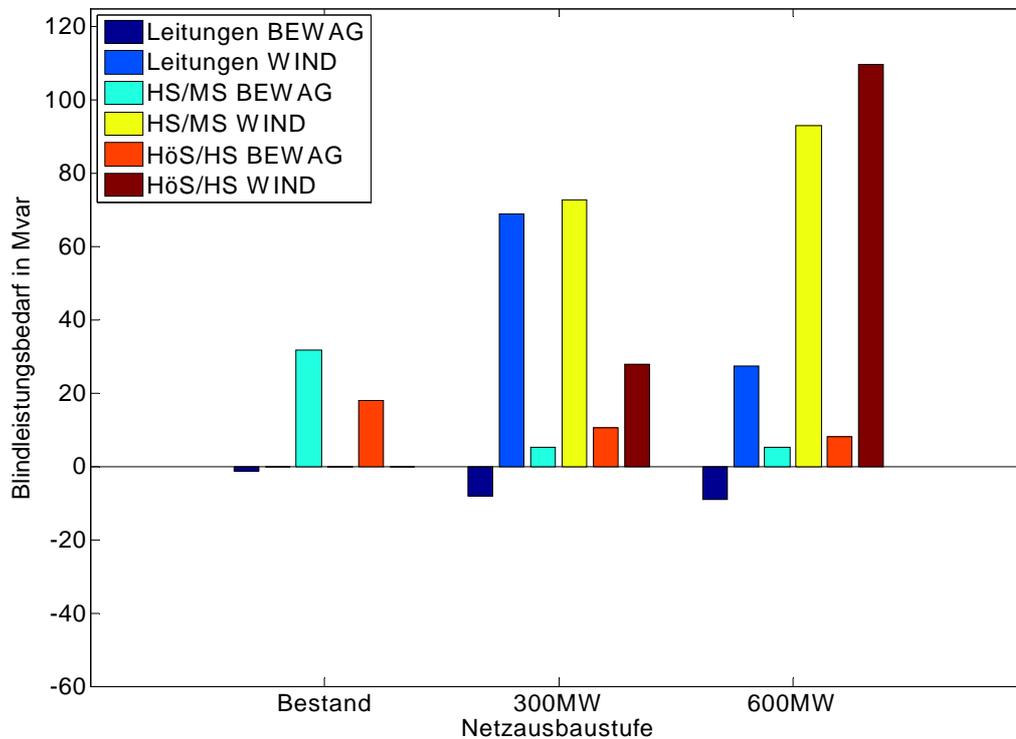


Abb. 5.22: Blindleistungsbedarf der Netze bei Starkwind und Starklast

Die Blindleistungsbereitstellung in der Netzgruppe „Bewag Wind“ wird durch die Kabelstrecken verursacht. Der kapazitive Anteil ist spannungsabhängig und überlagert sich mit dem induktiven, stromabhängigen Teil. Sowohl die Transformatoren der HS/MS-Ebene als auch die Regelhauptumspanner verhalten sich grundsätzlich induktiv.

Das Netz „Bewag Wind“ verhält sich bei starker Belastung durch Windeinspeisung induktiv. Im Leerlauf, wenn keine Windeinspeisung vorhanden ist, verhält es sich kapazitiv. In der zweiten Ausbaustufe verschiebt sich die Blindleistungsbilanz der Leitungen der Gruppe „Bewag Wind“ durch die erhöhte Windeinspeisung. Der Zubau von Transformatoren erhöht den induktiven Blindleistungsbedarf.

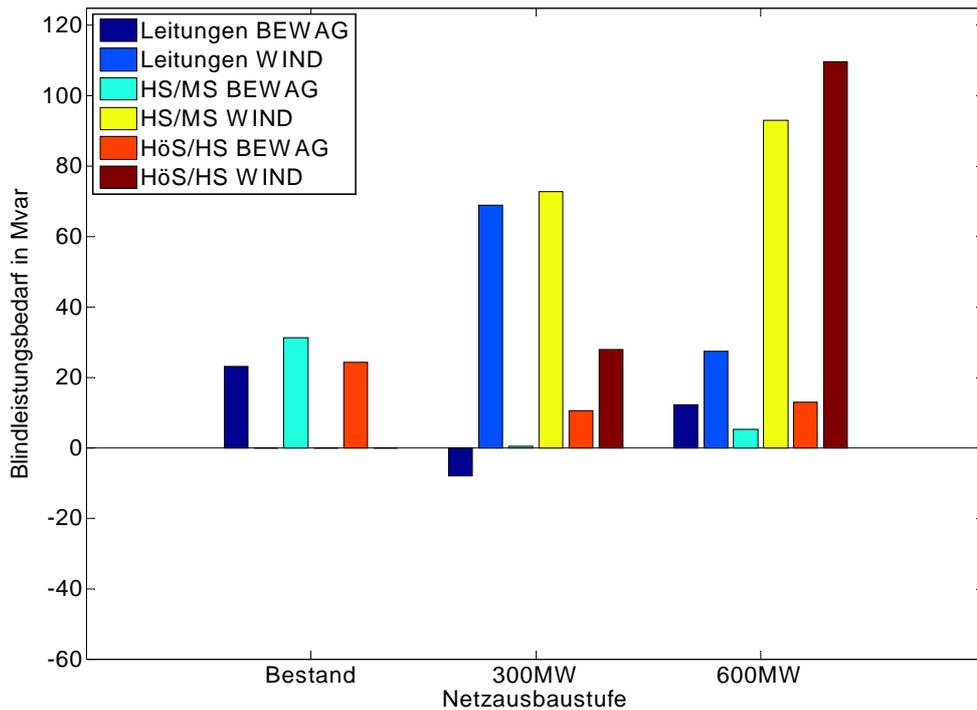


Abb. 5.23: Blindleistungsbedarf der Netze bei Starkwind und Schwachlast

In Abb. 5.24 und Abb. 5.25 sind die Blindleistungsbilanzen für die drei verschiedenen Ausbaustufen der Windenergie bei Schwachwind dargestellt. Das Netz „Bewag Wind“ ist nun fast unbelastet, so dass der hohe kapazitive Anteil nicht reduziert werden kann. In den Schwachlastszenarien ändert sich der Blindleistungsbedarf nach dem Auftrennen der Netzbereiche nicht mehr.

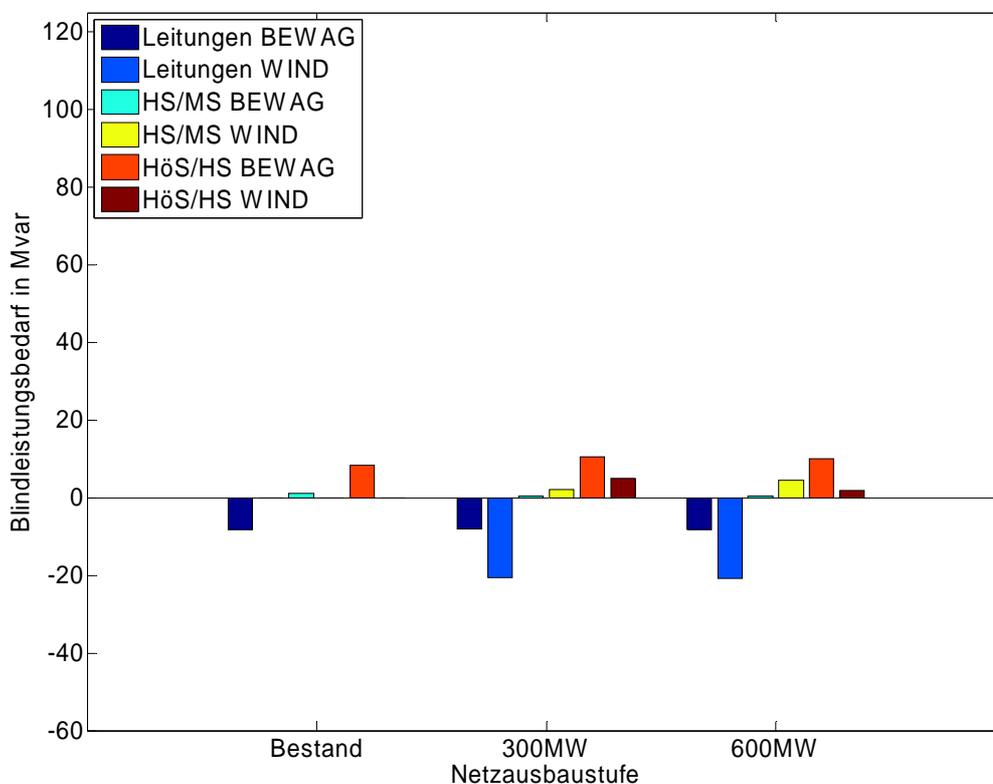


Abb. 5.24: Blindleistungsbedarf der Netze bei Schwachwind und Starklast

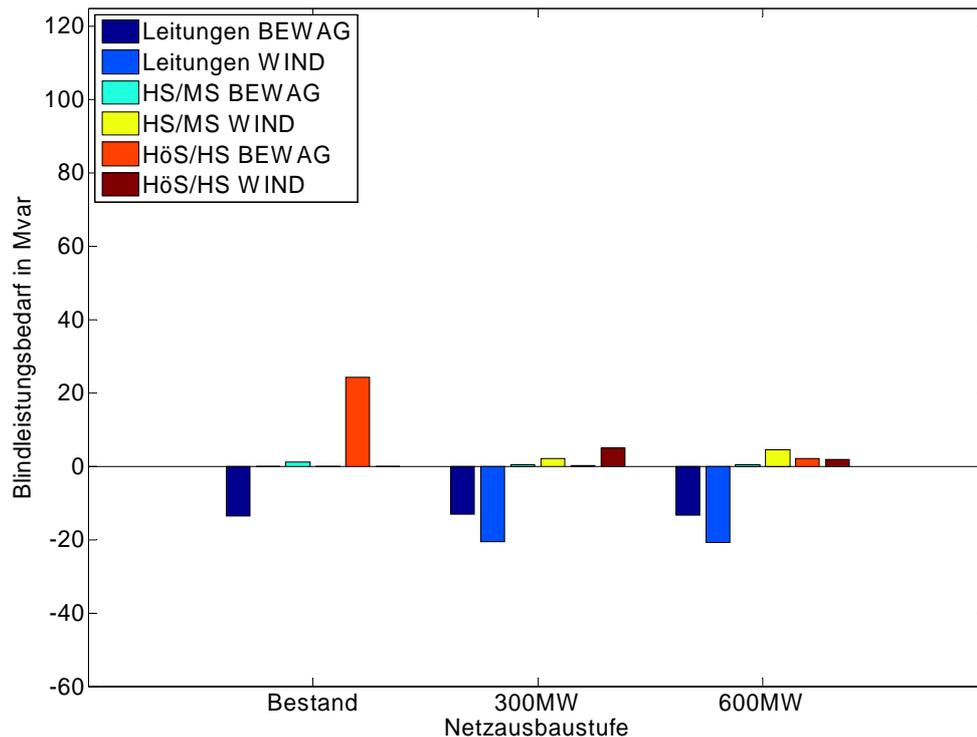


Abb. 5.25: Blindleistungsbedarf der Netze bei Schwachwind und Schwachlast

5.6 Spannungsbänder

Durch die Bereitstellung elektrischer Energie kommt es an der Einspeisestelle und an benachbarten Knoten zu Spannungsanhebungen. Im Fall der Rückspeisung von Windleistung in die überlagerte Netzebene werden sich sowohl an der Übergabestelle als auch im gesamten Hochspannungsnetz die Spannungen anheben.

In Tabelle 10 sind die zu erwartenden Spannungsbänder für das Teilnetz „Bewag bestehend“ und in Tabelle 11 für das Teilnetz „Bewag Wind“ zusammengefasst. Für die Berechnungen wurde vereinfachend ein unregelmäßiger Transformator zwischen Übertragungs- und Verteilernetz angenommen, der auf das Nennübersetzungsverhältnis eingestellt ist. Dies kann somit als worst-case Betrachtung abgesehen werden, da aufgrund der Regelbarkeit die maximalen Spannungen voraussichtlich niedriger und die minimalen Spannungen voraussichtlich höher ausfallen werden.

Tabelle 10: Spannungsbänder im Netz „Bewag bestehend“

	Ist-Netz	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe
maximal	105 %	105 %	105 %
minimal	94 %	95 %	96 %

Tabelle 11: Spannungsbänder im Netz „Bewag Wind“

	Ist-Netz	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe
maximal	-	111 %	111 %
minimal	-	100 %	100 %

Obwohl für die Berechnungen die Spannung im Übertragungsnetz als starr angenommen worden ist zeigt sich, dass deutliche Spannungsschwankungen im 110-kV-Netz zu erwarten sind. Diese werden im bestehenden Netz durch den Netzausbau und den Zubau der installierten Leistung leicht reduziert. Im neu hinzu kommenden Teilnetz „Bewag Wind“ wird aufgrund des Überschusses an Wirk- und Blindleistung immer eine Spannung oberhalb des Nennwerts erwartet.

5.7 Sternpunkterdung

Die Bewag Netz GmbH betreibt ihr 110-kV-Netz gelöscht. Das bedeutet, dass einer oder mehrere der unterspannungsseitigen Sternpunkte der Regelhauptspanner über eine Petersen-Spule mit der Erde verbunden sind. Sie dient dazu, den kapazitiven Erdschlussstrom durch einen induktiven Strom an der Erdschlussstelle zu kompensieren, so dass der verbleibende Reststrom wieder unter der Löschgrenze liegt und der Lichtbogen von selbst verlöscht. Die Höhe des kapazitiven Erdschlussstroms ist abhängig von der Netzausdehnung und der Leiter-Erde-Kapazität der verwendeten Betriebsmittel.

Um im Erdschlussfall hohe Verlagerungsspannungen zu vermeiden, werden gelöscht betriebene Netze nicht exakt kompensiert, sondern leicht verstimm betrieben. Der übliche, zulässige Betriebsbereich liegt bei 5 % bis 10 % Überkompensation.

Die Verlagerungsspannung und der Reststrom in Abhängigkeit der Verstimmung sind in Abb. 5.26 dargestellt.

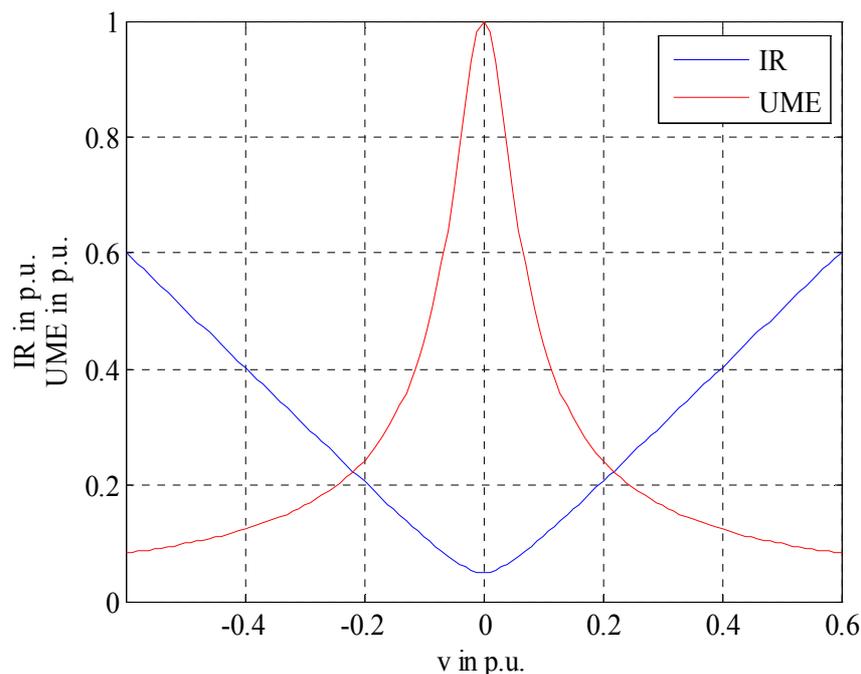


Abb. 5.26: Einfluss der Verstimmung auf den Reststrom und die Verlagerungsspannung

Die Löschgrenze in 110-kV-Netzen liegt bei einem Reststrom von rund 130 A. Ausgehend von einer Verstimmung

$$v = -8\% \quad (5.6)$$

und Dämpfungsfaktoren d entsprechend Tabelle 12 ergibt sich ein kapazitiver Erdschlussstrom von

$$I_{CE} = \frac{130 \text{ A}}{\sqrt{v^2 + d^2}} = 1378 \text{ A} \quad (5.7)$$

Dies deckt sich mit den Angaben der Bewag Netz GmbH, die einen maximalen, kapazitiven Erdschlussstrom von 1300 A abgeschätzt hat.

Tabelle 12: Dämpfungsfaktoren

Betriebsmittel	Freileitung	Kabel
Dämpfungsfaktor	5 %	0,1 %

In Abb. 5.27 ist der somit definierte, zulässige Bereich als grüne Fläche dargestellt. Die Löschgrenze, die sich aus den bestehenden Sternpunktterdungsrichtungen ergibt, zeigt die blaue, gestrichelte Linie. Es ist erkennbar, dass bereits in der ersten Ausbaustufe neue Petersen-Spulen nachinstalliert werden müssen.

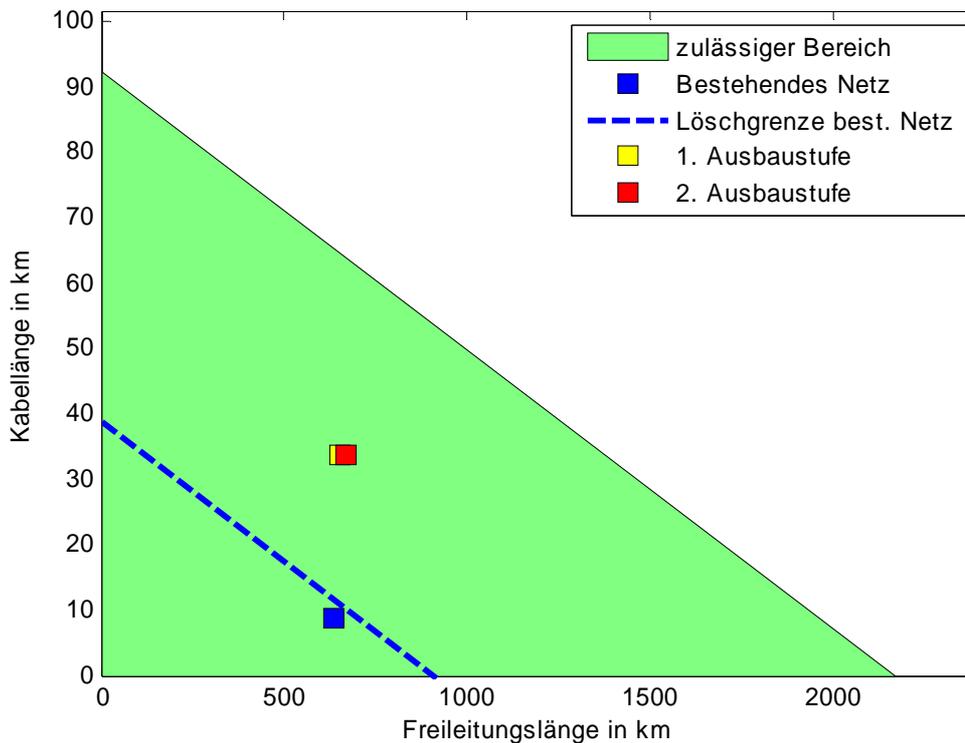


Abb. 5.27: Löschgrenzen und Löschstrombedarf in den beiden Ausbaustufen

Auch in der zweiten Ausbaustufe des Netzausbaukonzepts 3C mit nun 600 MW liegt die Löschleistung unter der Voraussetzung eines zusammenhängenden Netzes über der derzeitigen Grenze. Die Bewag Netz GmbH hat sich daher entschieden, ihr Netz beim weiteren Ausbau von Windenergie in zwei getrennten Netzgruppen zu betreiben. Die dadurch entstehenden Löschgrenzen werden im Folgenden analysiert. Alternativ zur Trennung besteht die Möglichkeit, das Netz niederohmig geerdet zu betreiben. Die Voraussetzungen, Vor- und Nachteile werden im Folgenden beschrieben.

Für den Fall, dass alle neuen Leitungen als Kabel realisiert werden, sind die Löschgrenzen für beide Ausbaustufen in Abb. 5.28 dargestellt. Es zeigt sich, dass in der zweiten Ausbaustufe der zulässige Bereich verlassen wird, und eine Netztrennung bei weiterhin sternpunktgeerdetem Netz damit zwingend erforderlich wird.

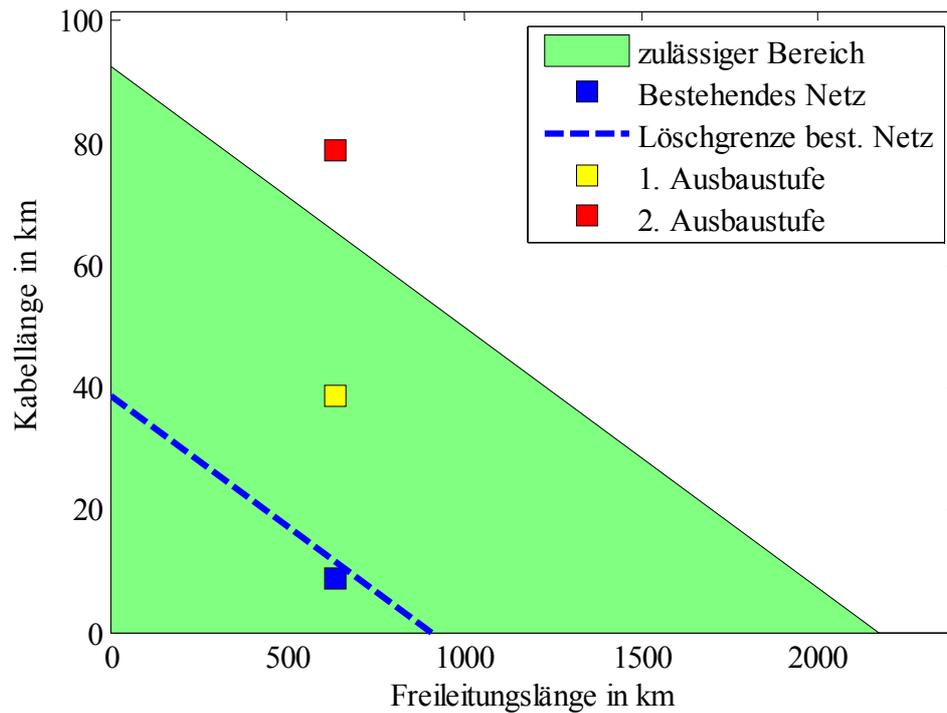


Abb. 5.28: Löschgrenzen und Löschstrombedarf bei ausschließlichem Netzausbau mit Kabeln

5.7.1 Netztrennung

Aus der Netztrennung ergeben sich für die Netzgruppe „Bewag bestehend“ die Löschrhältnisse wie in Abb. 5.29 dargestellt.

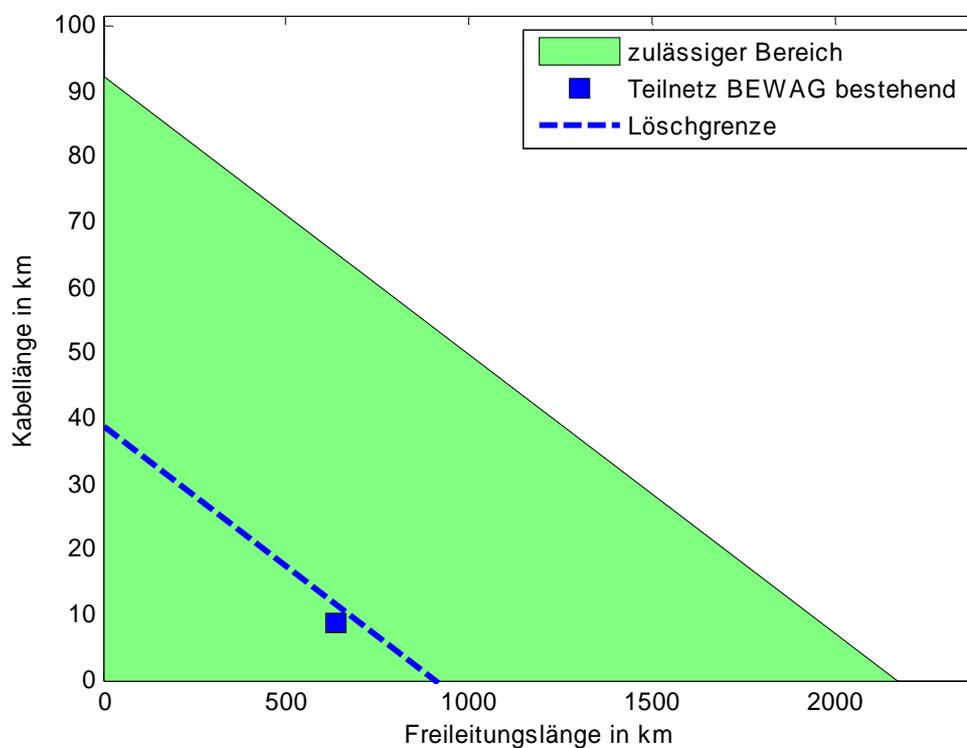


Abb. 5.29: Löschgrenze und Löschstrombedarf im Teilnetz Bewag bestehend

In Abb. 5.30 sind die Löschgrenze und der Löschstrombedarf im neuen Teilnetz „Wind“ in der ersten Ausbaustufe dargestellt. Es handelt es um ein reines Kabelnetz. Das Netz ist mit einer Petersen-Spule kompensiert, die rund 400 A Löschstrom liefern kann.

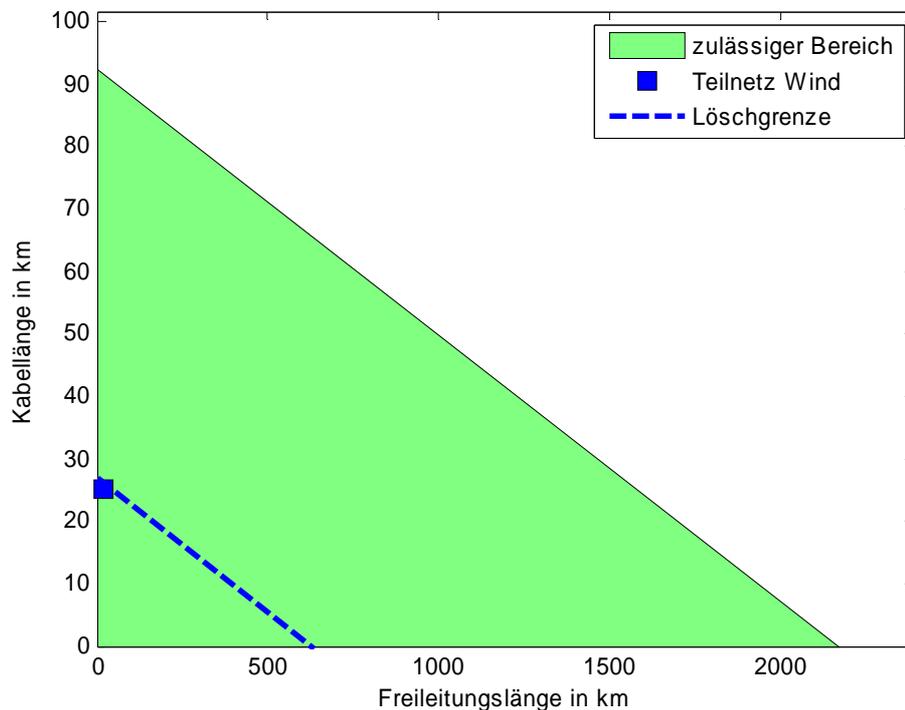


Abb. 5.30: Löschgrenze und Löschstrombedarf im Teilnetz Wind, 1. Ausbaustufe

In Abb. 5.31 sind die Löschgrenze und der Löschstrombedarf im neuen Teilnetz „Wind“ in der zweiten Ausbaustufe dargestellt. Hierbei ist berücksichtigt, dass das ursprünglich geplante 110-kV-Kabel zwischen dem UW Pama und dem UW Zurndorf nicht gebaut wird. In dieser Ausbaustufe wird das Netz über zwei Petersen-Spulen kompensiert, die zusammen einen Löschstrom von rund 840 A liefern.

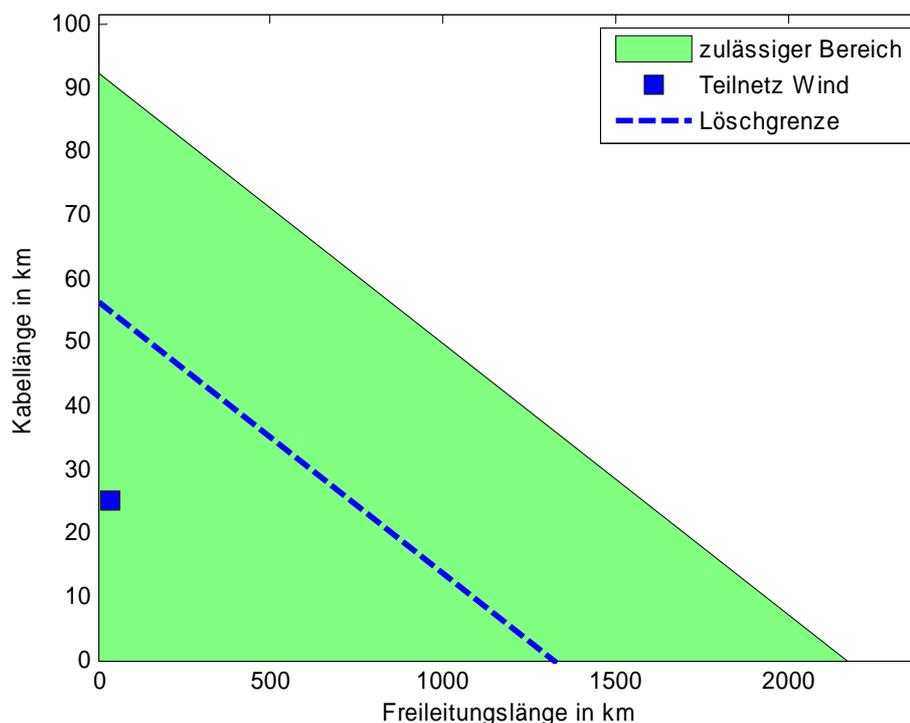


Abb. 5.31: Löschgrenze und Löschstrombedarf im Teilnetz Wind, 2. Ausbaustufe

Es zeigt sich, dass sowohl das Teilnetz „Wind“ in der ersten Ausbaustufe als auch das Teilnetz „Bewag bestehend“ sehr nah an der Löschgrenze betrieben werden. Sollte der Ausbau der Windenergie in der zweiten Ausbaustufe über das geplante Maß von 600 MW hinaus gehen, ist allerdings noch Spielraum für rund 40 km Kabel mit ähnlichen elektrischen Eigenschaften vorhanden.

5.7.2 Niederohmige Sternpunktterdung

Höchstspannungsnetze weisen aufgrund ihrer Spannungsebene und ihrer Ausdehnung einen zu hohen kapazitiven Erdschluss- oder Wirkreststrom auf, so dass eine Resonanzsternpunktterdung ausgeschlossen ist und nur die niederohmige Sternpunktterdung infrage kommt. Sie ist auch in Mittel- und Hochspannungsnetzen mit hohem Kabelanteil eine Alternative. Während in Deutschland derzeit ein Trend weg vom gelöschten hin zum niederohmig geerdeten Verteilernetz deutlich wird, haben sich viele Netzbetreiber in anderen Ländern wesentlich früher dafür entschieden. Insbesondere in Kabelnetzen weist die niederohmige Sternpunktterdung Vorteile auf.

Durch diese Form der Sternpunktterdung treten Überspannungsprobleme an den gesunden Leitern nicht mehr auf. Allerdings werden die Kurzschlussströme deutlich größer. Durch niederohmige Spulen im Sternpunkt kann der Kurzschlussstrom einerseits so begrenzt werden, dass die Betriebsmittel thermisch und dynamisch nicht überlastet werden, der Fehler auf der anderen Seite aber gut erfassbar bleibt.

Die hohen Kurzschlussströme in niederohmig geerdeten Netzen können nicht mehr von selbst verlöschen. Sie müssen daher schnellstmöglich selektiv abgeschaltet werden. Im Fall der Umrüstung eines Netzbereichs auf niederohmige Sternpunktterdung müssen daher entsprechende Schutzeinrichtungen und KU-fähige Leistungsschalter berücksichtigt werden.

Für den Betrieb eines niederohmig geerdeten Verteilernetzes unter einem ebenso geerdeten Übertragungsnetz ist zu beachten, dass der verbindende Regelhauptumspanner nicht gleichzeitig ober- und unterspannungsseitig geerdet ist, da in diesem Fall ein Nullsystem übertragen werden kann. Aus demselben Grund ist die unterspannungsseitige Kompensation bei gleichzeitiger, überspannungsseitiger niederohmiger Sternpunktterdung nicht empfehlenswert.

5.8 Kurzschlussströme

Für die Bemessung und Auswahl der Anlagenteile in elektrischen Energieversorgungsnetzen ist die Kenntnis der Größe der auftretenden Kurzschlussströme ein entscheidender Faktor. Die dreipoligen Kurzschlussströme führen bis auf wenige Ausnahmen zu den stärksten mechanischen und thermischen Belastungen der Betriebsmittel. Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des dreipoligen Kurzschlusses I''_{K3} ist dabei die zentrale Größe, von der alle weiteren für die Bemessung notwendigen charakteristischen Kurzschlussstromgrößen auf Basis von standardisierten Faktoren berechnet werden können. Er ist der Effektivwert der symmetrischen Wechselstromkomponente eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts.

Für die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms beim dreipoligen Kurzschluss steht zum einen die exakte Berechnung mit dem Überlagerungsverfahren und zum anderen das standardisierte Verfahren mit der Ersatzspannung an der Kurzschlussstelle nach IEC 60909 zur Verfügung. Es wird bei beiden Verfahren stets der vollkommene Kurzschluss, d. h. keine Lichtbogen- oder Kontaktwiderstände, vorausgesetzt.

Das standardisierte Kurzschlussberechnungsverfahren nach IEC 60909 ist ein sehr einfaches Verfahren, das den Vorteil besitzt, mit einem Minimum an Daten auszukommen und bei

eventuellen Unsicherheiten bei den Betriebsmittelparametern dennoch hinreichend genaue Ergebnisse zu liefern. Das Verfahren berechnet den maximalen (und minimalen) Kurzschlussstrom unabhängig vom jeweiligen Lastflusszustand auf Basis von standardisierten Korrekturfaktoren. Demgegenüber benötigt das Überlagerungsverfahren den vollständigen Datensatz. Eine weitere Voraussetzung für die Anwendung des Überlagerungsverfahrens ist, dass ein Lastfluss bekannt ist, der sämtliche Spannungen an den Einspeisungen, die Transformatorstufenstellungen, die Verbraucherlasten usw. berücksichtigt. Der damit beschriebene Netzzustand führt aber nicht zwangsläufig auf den maximalen Kurzschlussstrom.

Für die Berechnung des Kurzschlussstromes wird die Spannung am Kurzschlussknoten vor dem Kurzschluss benötigt. Durch Ersatz dieses Wertes durch eine Ersatzspannung auf Basis einer sinnvollen Annahme kann der Kurzschlussstrom näherungsweise ohne eine vorherige Leistungsflussberechnung nur mit dem Zustand der Rückwärtseinspeisung bestimmt werden. Eine sinnvolle Annahme für die Spannungsquelle im Zustand „Rückwärtseinspeisung“ bildet die folgende Ersatzspannung an der Fehlerstelle

$$U_{\text{ers}} = \frac{c U_{\text{nN}}}{\sqrt{3}} \quad (5.9)$$

U_{nN} ist der Wert der (verketteten) Netznennspannung, und der Faktor c ist der sogenannte Spannungsbeiwert, der nach IEC 60909 genormt ist. Er beträgt für 110-kV-Netze

$$c = \begin{cases} 1,0 & \text{für kleinste Kurzschlussströme} \\ 1,1 & \text{für größte Kurzschlussströme} \end{cases} \quad (5.10)$$

Der Faktor c soll weitere Vereinfachungen berücksichtigen:

- Vernachlässigung aller nichtmotorischen Lastadmittanzen
- Vernachlässigung aller weiteren Querglieder wie Leitungskapazitäten, Querglieder der Transformatoren und Kompensationsspulen

Mit Annahme dieser Ersatzspannung an der Fehlerstelle und dem Kurzschließen aller inneren Quellen von Netzen, Generatoren und Motoren wird der dreipolige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{K3} berechnet

$$(\underline{Y}_{\text{KK,s}} - \underline{Y}_{\text{Q}}) \underline{u}_{\text{K,f}} = \underline{i}_{\text{K,f}} \quad (5.11)$$

Dabei beschreibt $\underline{Y}_{\text{KK,s}}$ das um sämtliche Querglieder bereinigte Netz und \underline{Y}_{Q} die Admittanzen der Motoren, Generatoren und überlagerten Netze.

Direkt mit dem Netz gekoppelte Synchrongeneratoren werden vereinfachend durch ihre subtransiente Synchronreaktanz x''_d , die dem Datenblatt entnommen werden kann, modelliert. Sie kommen in diesem Fall nicht vor. Umrichterdominierte Erzeugungsanlagen (Enercon-Konzept) sind auf den Bemessungsstrom begrenzt und tragen nicht bzw. nur unwesentlich zum Kurzschlussstrom bei. Asynchrongeneratoren werden nach IEC 60909 durch eine Ersatzimpedanz Z_{M} modelliert.

$$Z_{\text{M}} = \frac{U_{\text{rM}} I_{\text{rM}}}{S_{\text{rM}} I_{\text{a}}} \quad (5.12)$$

Das Verhältnis von Anlauf- zu Bemessungsstrom kann wie folgt abgeschätzt werden

$$\frac{I_{\text{a}}}{I_{\text{rM}}} \approx 6 \quad (5.13)$$

Auch bei der Kurzschlussberechnung werden, wie schon bei der Leistungsflussberechnung, der Bereich des Kabelnetzes um Zurndorf („Bewag Wind“) und der Bereich des Bestandsnetzes („Bewag bestehend“) getrennt untersucht. Im Folgenden sind die Berechnungen für die verschiedenen Ausbaustufen der Netze dargestellt.

Tabelle 13: größte Anfangskurzschlusswechselströme im Netz „Bewag bestehend“

	Ist-Netz		1. Ausbaustufe		2. Ausbaustufe	
	ohne Wind	mit Wind	ohne Wind	mit Wind	ohne Wind	mit Wind
maximal	17,4 kA	20,4 kA	18,9 kA	21,2 kA	19,3 kA	22,6 kA
minimal	7,3 kA	8,8 kA	5,2 kA	7 kA	5,3 kA	7,8 kA

Tabelle 14: größte Anfangskurzschlusswechselströme im Netz „Bewag Wind“

	Ist-Netz		1. Ausbaustufe		2. Ausbaustufe	
	ohne Wind	mit Wind	ohne Wind	mit Wind	ohne Wind	mit Wind
maximal	-	-	4 kA	14,2 kA	15,8 kA	28,3 kA
minimal	-	-	3 kA	9,6 kA	9,6 kA	19,3 kA

Die Analysen zeigen, dass insbesondere im Teilnetz „Bewag Wind“ die hohe Anzahl der Erzeugungseinheiten die Kurzschlussströme maßgeblich beeinflusst. Auch im Teilnetz „Bewag bestehend“ wird die Kurzschlussleistung durch den Netzausbau und den Zubau weiterer Windenergieanlagen leicht erhöht. Der Anteil der Erzeuger am Gesamtkurzschlussstrom ist aber deutlich kleiner als im Teilnetz „Wind“.

5.9 Netzschutz

Von den Schutzeinrichtungen wird Zuverlässigkeit, Schnelligkeit, Selektivität und Wirtschaftlichkeit gefordert. Die steigende Menge an installierter Leistung in der Hochspannungsebene erhöht die Kurzschlussleistung in diesen Netzen, wodurch sich höhere Fehlerströme ergeben. Auch die Wahl der Sternpunktbehandlung sowie die Netzform haben einen massiven Einfluss auf das Schutzkonzept.

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler in Freileitungsnetzen in der Regel selbstlöschend. Die Schutzeinrichtung soll in diesem Fall nicht eingreifen, sondern erst bei stehenden Kurzschlüssen, wie sie in Kabelnetzen oder bei heruntergefallenem Freileitungsseil auftreten. Hierfür sind besondere Vorkehrungen wie z. B. Erdschlusswischerrelais oder wattmetrische Relais erforderlich.

In niederohmig geerdeten Netzen werden ein- und mehrpolige Kurzschlüsse von ein und derselben Schutzeinrichtung erfasst. Jeder Kurzschluss ruft einen hohen Fehlerstrom hervor, der gut detektierbar und damit selektiv abschaltbar ist. Üblicherweise wird zuerst eine mehrpolige Kurzunterbrechung probiert. Sie soll auf der einen Seite dem atmosphärischen Isolationsmedium in Freileitungsnetzen die Chance der Selbstheilung geben und auf der anderen Seite verhindern, dass Netzbenutzer von der Störung betroffen sind. Schlägt die Kurzunterbrechung fehl, wird dreipolig abgeschaltet.

Vorangegangene Untersuchungen haben gezeigt, dass die Kurzschlussstrombeiträge von Windenergieanlagen den Selbstlöschungseffekt in resonanzsternpunktgeerdeten Netzen gefährden können [12]. Dieselbe Studie verlangt daher das Ansprechen des Anlagenschutzes, um eine Kurzunterbrechung oder das unselektive Abschalten gesunder Leitungen zu vermeiden. Dies steht allerdings im Widerspruch zum mittlerweile in vielen grid codes der

Netzbetreiber geforderten Verhalten von Windenergieanlagen im Fehlerfall (Fault Ride Through), der die kurzzeitige Speisung des Fehlers durch die Windenergieanlage verlangt.

5.9.1 Schutz im Verteilernetz

Für den Schutz von Mittelspannungsnetzen, die unvermascht sind, wird ein unabhängiger Maximalstromzeitschutz (UMZ-Schutz) eingesetzt, der gegebenenfalls auch gerichtet arbeiten kann. Zur Einstellung des Überstromrelais muss der Abschaltfaktor k bekannt sein, der den Abschaltstrom I_a und den Einstellstrom I_e über die Beziehung

$$I_a = k I_e \quad (5.14)$$

verknüpft. Beim Maximalstromzeitschutz kommt ein Zeitglied hinzu, das eine Staffelung der Schutzsysteme erlaubt [15].

Die Leitungen in den 30-kV-Netzen der Bewag Netz GmbH sind mit einem solchen UMZ-Schutz ausgestattet. Da es sich bei diesen Netzen um sternförmige Netze handelt, ist ein selektiver Netzschutz durch den UMZ-Schutz gegeben.

5.9.2 Leitungsschutz im 110-kV-Netz

Die Leitungen im Netz werden vom Distanzschutz überwacht. Dieses Leitungsschutzkonzept kommt vor allem in vermaschten Netzen zum Einsatz. Das Distanzschutzrelais misst permanent die Impedanz der zu schützenden Leitung. Wenn diese durch einen Fehler so stark abweicht, dass die Ansprechgrenze des Relais erreicht wird, löst die Schutzabschaltung der Leitung aus. Der Distanzschutz ist so konfigurierbar, dass ein selektives Abschalten von Fehlern möglich ist.

Das Funktionsprinzip eines Distanzschutzes ist in Abb. 5.32 verdeutlicht.

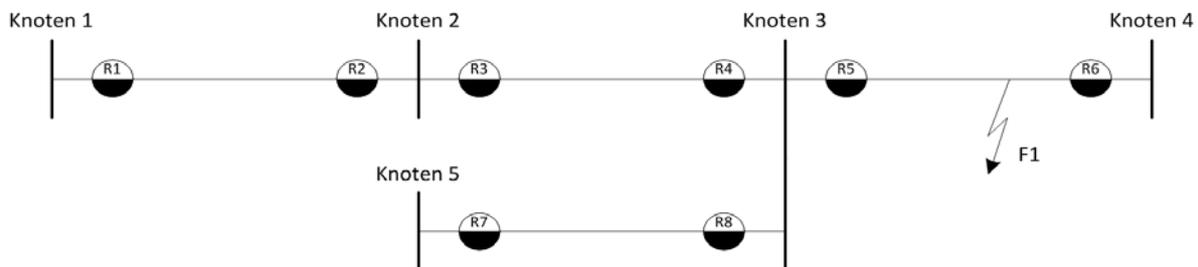


Abb. 5.32: Beispielnetz mit Distanzschutz

Es wird angenommen, dass die Distanzschutzrelais nach Tabelle 15 eingestellt sind. Bei einem Fehler F1 erkennen die Distanzschutzrelais R1, R3, R5, R6 und R7 einen Fehler in Vorwärtsrichtung. Dabei ist der Fehlerort für die Relais R5 und R6 in Zone 1, diese würden daher nach 0,1 s die Leitung abschalten. Versagt R5, kommt es nach 0,5 s zur Abschaltung an den Relais R3 und R7, da diese den Fehler in Zone 2 erfassen. Die Abschaltung von R1 findet nur dann statt, wenn R3 versagt. Ein Ausfall von R7 wirkt sich nicht auf das Verhalten von R1 aus.

Tabelle 15: Beispielhafte Schutzeinstellung für Distanzschutz

Zone	Auslöseimpedanz	Auslösezeit
1	85 .. 95 % (Z_{L1})	0,1 s
2	80 .. 85 % ($Z_{L1} + Z_{L2}$)	0,5 s
3	85 % ($Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3}$)	1,0 s
4	Rückwärtsfehler	1,5 s

Die Relais R2, R4 und R8 erkennen einen Fehler in Rückwärtsrichtung. Sie schalten nach 1,5 s ab, wenn alle weiteren Schutzeinrichtungen versagen.

Das 110-kV-Netz der Bewag Netz GmbH wird durch einen Distanzschutz überwacht. Dieser wird durch einen UMZ-Schutz als Sekundärsystem ergänzt, falls es zu Ausfällen der Spannungswandler kommt.

Das 110-kV-Netz das zur Anbindung der Windparks neu gebaut wird, ist ein sternförmiges Netz, welches theoretisch durch einen UMZ-Schutz mit ausreichender Selektivität geschützt werden kann. Da dieses Netz in Engpasssituationen jedoch mit dem bestehenden 110-kV-Netz gekuppelt werden kann, muss es über einen Distanzschutz verfügen, der ein selektives Abschalten fehlerbehafteter Leitungsabschnitte im gekuppelten Zustand ermöglicht.

5.9.3 Transformatorschutz

Transformatoren werden üblicherweise über einen Differentialschutz überwacht. Dieser misst die Differenz der Ströme auf der Ober- und Unterspannungsseite des Transformators und löst aus, falls sie den Ansprechwert erreicht. Da es im Betrieb immer zu Verlusten an den Wandlern kommt, ist der Differenzstrom ΔI im fehlerfreien Fall nicht Null. Dieser Umstand muss durch ein entsprechendes Anpassen der Ansprechgrenze des Schutzes beachtet werden [15].

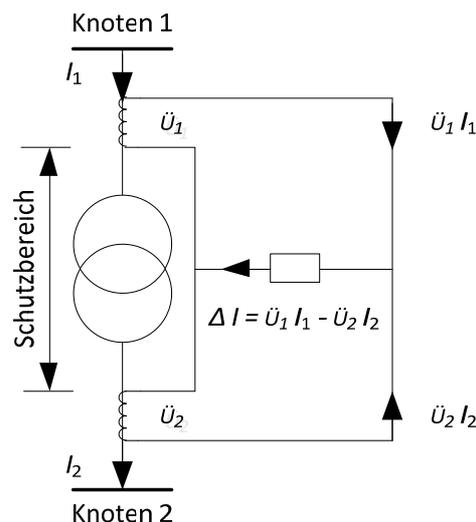


Abb. 5.33: Differentialschutz beim Transformator

Die Transformatoren der Bewag Netz GmbH sind über einen solchen Differentialschutz gegen zu hohe Ströme geschützt. Als weiteres Schutzsystem kommt hier ein UMZ-Schutz zum Einsatz.

5.9.4 Auswirkungen der Windenergie auf das Schutzkonzept im Burgenland

Durch den Ausbau der Windenergieerzeugung wird im Umspannwerk Neusiedl ein 110-kV-Abzweig zur Anbindung des Windparknetzes an das Bestandsnetz errichtet. Dieser muss zukünftig im Schutzkonzept des bestehenden Netzes berücksichtigt werden. Darüber wird weiterhin sowohl im bestehenden Netz als auch im neuen Netz „Bewag Wind“ ein UMZ-Schutz in der Mittelspannungs- und ein Distanzschutz in der Hochspannungsebene eingesetzt.

Die Kosten für den Ausbau des Schutzes, der durch den Anschluss von neuen Windenergieanlagen nötig wird, tragen laut Bewag Netz GmbH die Windparkbetreiber. Diese Kosten sind im Netzausbaukonzept 3C in den Kosten der Umspannwerke enthalten.

5.9.5 Fallstudie Hochspannungsnetz mit UMZ-Schutz

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, wird im Hochspannungsnetz üblicherweise ein Distanzschutz eingesetzt. Unter der Voraussetzung korrekter Parametrierung kann davon ausgegangen werden, dass dieser jeden Fehler korrekt erkennt und selektiv abschalten kann.

Weist das Hochspannungsnetz eine radiale Struktur auf, wäre theoretisch auch der Einsatz eines kostengünstigeren UMZ-Schutzes denkbar. Anhand der in Abb. 5.34 dargestellten Topologie soll daher untersucht werden, ob ein UMZ-Schutz ebenfalls verlässlich funktionieren würde.

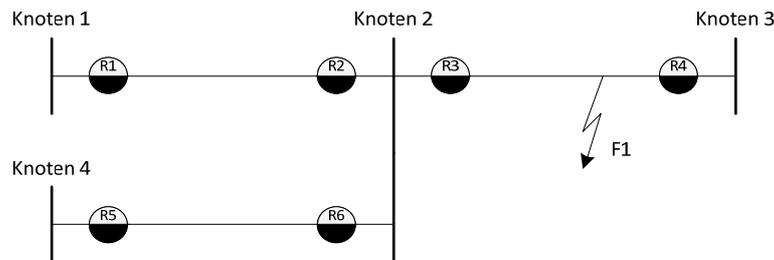


Abb. 5.34: Topologie des Netzes „Bewag Wind“

Zur Überprüfung der Selektivität und Wirksamkeit eines UMZ-Schutzes der Kabel und Freileitungen, wurden die Schutzeinstellungen wie in Abb. 5.35 verdeutlicht vorgenommen. Die dargestellten Schutzeinstellungen wurden für die anderen Kabel und Freileitungen im Netz entsprechend angepasst.

Das beschriebene Szenario ist rein fiktiv. Die Auslösezeiten des UMZ-Schutzes sind bewusst zu hoch gewählt worden und sollen lediglich das prinzipielle Funktionieren verdeutlichen. Rückschlüsse auf realistische Schutzparameter oder Anforderungen von Netzbetreibern an Schutzgeräte sind anhand dieser Untersuchungen ausdrücklich nicht möglich.

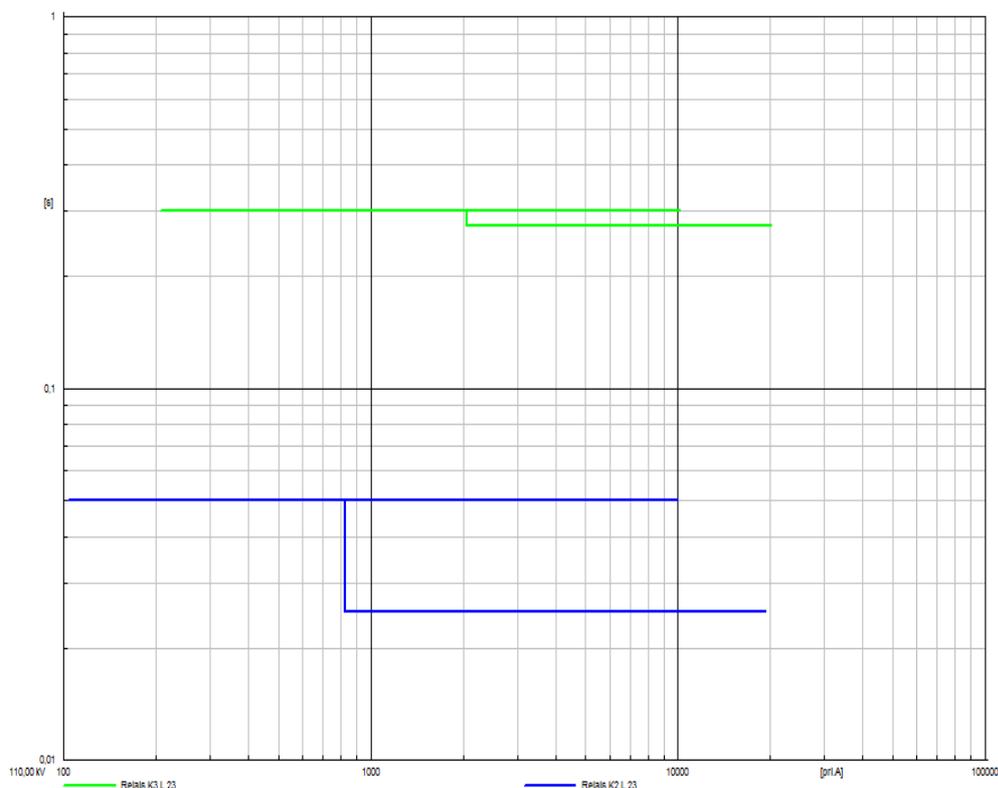


Abb. 5.35: Auslösekennlinie des UMZ-Schutzes zwischen Knoten 2 und Knoten 3

Bei einem Fehler in der Mitte des Kabels zwischen dem Umspannwerk Neusiedl und dem Umspannwerk Zurndorf kommt es zu einem Summenanfangskurzschlusswechselstrom von rund 22 kA. Anhand dieses Fehlerszenarios wurde die Selektivität und Wirksamkeit des UMZ-Schutzes für das Netz mit abgeschätzten Schutzeinstellungen untersucht. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Auslösefolge der Relais bei einem Fehler zwischen Knoten 2 und Knoten 3

Relais	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Auslösezeit	4,1 s	3,7 s	2,1 s	3,8 s	4,7 s	4,3 s
Auslösestrom	2,3 kA	2,3 kA	19,8 kA	2,6 kA	1,8 kA	1,8 kA

Bei dem Fehler in F1 löst nach 2,1 s das Relais R3 aus, da Strom hier den Auslösewert erreicht hat. Das Relais R4, das die andere Seite der Leitung zwischen Knoten 3 und Knoten 2 überwacht, löst nach 3,8 s aus. Die Verzögerung der Auslösung im Vergleich zu R3 kann mit dem erheblich geringeren Kurzschlussstrombeitrag begründet werden. Bei einem Fehler in der Funktion von Relais R3 würde das Relais R2 bereits nach 3,7 s abschalten, da dieser Strombeitrag, neben dem Anteil aus dem Übertragungsnetz, der höchste ist. Das Kabel in Richtung Knoten 4 wird als letztes Element abgeschaltet, falls alle vorrangigen Schutzsysteme versagen.

Entsprechende Untersuchungen für die anderen Kabel und Freileitungsverbindungen im Netz ergeben ähnliche Ergebnisse. Die Simulationen zeigen, dass zum Schutz der Freileitungen und Kabel eines radialen Netzes ein UMZ-Schutz genügt. Im Fall vermaschter oder gekoppelter Netze reicht der UMZ-Schutz u. U. nicht mehr aus, so dass ein Distanzschutz erforderlich ist.

5.10 Netzanschlusskonzepte neuer Windparks

Das Netzanschlusskonzept der Bewag Netz GmbH für neu zu errichtende Windparks sieht vor, dass der 110-kV-Abzweig bzw. die 110-kV-Sammelschiene noch dem öffentlichen Netz angehört. Der HS/MS-Umspanner ist dagegen vom Windparkbetreiber bereitzustellen. Daraus resultiert, dass sich die Eigentumsgränze auf der Hochspannungsseite befindet.

Des Weiteren sieht das Netzanschlusskonzept der Bewag Netz GmbH vor, dass sich Eigentumsgränze und Übergabestelle an derselben Position im Netz befinden. Das heißt, auch die Übergabestelle befindet sich aus Sicht des Windparks hinter dem HS/MS-Transformator auf der Hochspannungsseite. Entsprechend werden Verluste, die durch die Innerparkverkabelung und im Umspanner entstehen, durch eine Messung an der Übergabestelle nicht erfasst, sondern mindern die dort gemessene Leistungsbilanz des Windparks.

Die Wahl der optimalen Spannungsebene für den Netzanschlusspunkt ist abhängig von der Leistung der Anlage bzw. des Windparks. Im Anschlusskonzept 3C der Bewag Netz GmbH reicht die Spanne von Einzelanlagen mit 1,5 MW bis hin zu Windparks mit einer Leistung von knapp 100 MW. Während Einzelanlagen weiterhin direkt in die Mittelspannungsebene einspeisen, werden Windparks bis zu einer installierten Leistung von gut 40 MW in der Hochspannungsebene angeschlossen. Windparks mit Leistungen von mehreren 100 MW speisen direkt in die Übertragungsebene ein.

Verfahren zur Kostenaufteilung für erforderliche Ausbaumaßnahmen sowie mögliche Alternativen werden in Kapitel 9 detailliert beschrieben.

5.11 Fazit

Die Untersuchungen der Auswirkungen zusätzlicher Windeinspeisung auf die Verteilernetze können wie folgt zusammengefasst werden:

- Der weitere Ausbau der installierten Windleistung erfordert zwingend den Ausbau der Verteilernetze. Dieser kann in der Mittel- und Hochspannungsebene technisch sowohl durch Freileitungen als auch durch Kabel realisiert werden.
- Die hoch variable Windenergieeinspeisung in Kombination mit dem nicht korrelierten, ebenfalls stark schwankenden Leistungsbedarf führt zu volatilen Leistungsflüssen mit sich häufig ändernder Richtung. Die neu zu errichtenden Leitungen müssen für diese hohe Belastung ausgelegt werden, obwohl die installierte Übertragungskapazität nur selten abverlangt wird.
- Durch die verbrauchernähere Leistungsbereitstellung in der Hochspannungsebene können Netzverluste reduziert werden. Kommt es zu einer Rückspeisung in die Übertragungsnetze, besteht also ein Überangebot an Energie in der Verteilernetzebene, können die Netzverluste aber auch ansteigen. Im Fall des vom Ausbau der Windenergie besonders betroffenen Netzbetreibers Bewag Netz GmbH ist mit steigenden Verlusten zu rechnen.
- Der hohe Kabelanteil in der Mittel- und Hochspannungsebene kann zur Rückspeisung von Blindleistung in die Übertragungsebene führen. In Kombination mit einem Wirkleistungsüberschuss ist mit Spannungsanhebungen in den Verteilernetzen zu rechnen. Dies gilt insbesondere für neu zu errichtende Kabelnetze, deren Zweck in erster Linie die Aufnahme und der Abtransport von Windleistung ist und an denen daher keine oder nur wenige Verbraucher angeschlossen sind. Entsprechende Konzepte für die Blindleistungskompensation (bzw. -bereitstellung) für die betroffenen Bereiche im Verteiler- und Übertragungsnetz sind vorzusehen.
- Der Anschluss von Generatoren erhöht die Kurzschlussleistung in den Verteilernetzen. Dies hat Auswirkungen auf die thermische, elektrische und mechanische Dimensionierung von Sammelschienen und Leistungsschaltern und erfordert gegebenenfalls eine Verstärkung der genannten Betriebsmittel in den betroffenen Netzregionen.
- Das 110-kV-Netz ist bisher gelöscht betrieben worden. Durch den netzausbaubedingt steigenden Kabelanteil wird die technisch handhabbare Löschstromgrenze rasch erreicht. Die Netzbetreiber können dem durch Teilnetzbildung entgegenwirken oder ihr Netz auf niederohmig geerdete Sternpunkte umstellen. In beiden Fällen fallen zusätzliche Kosten für weitere Löschspulen bzw. neue Schutzgeräte und gegebenenfalls Netzabstützungen an.

6 Folgen der Windenergie für Betrieb und Ausbau der Übertragungsnetze

Durch die Bereitstellung von Energie in den Verteilernetzen kommt es zu Auswirkungen auf die überlagerten Übertragungsnetze. Dies kann einen geringeren Leistungsbezug bis hin zu massiven Rückspeisungen von Energie in das Übertragungsnetz bedeuten. Daraus können Leistungsflussumkehrungen resultieren, die den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit gefährden können. Darüber hinaus sind die 220-kV-Transportkapazitäten aufgrund des bestehenden Nord-Süd-Gefälles bereits jetzt weitgehend ausgenutzt. Es sind daher detaillierte Untersuchungen der Auswirkungen zusätzlicher Windenergieanlagen auf das Übertragungsnetz erforderlich.

Die überwiegende Menge der Windenergie wird in Nordost-Österreich bereit gestellt. Das bestehende Übertragungsnetz von APG ist in Abb. 6.1 dargestellt.

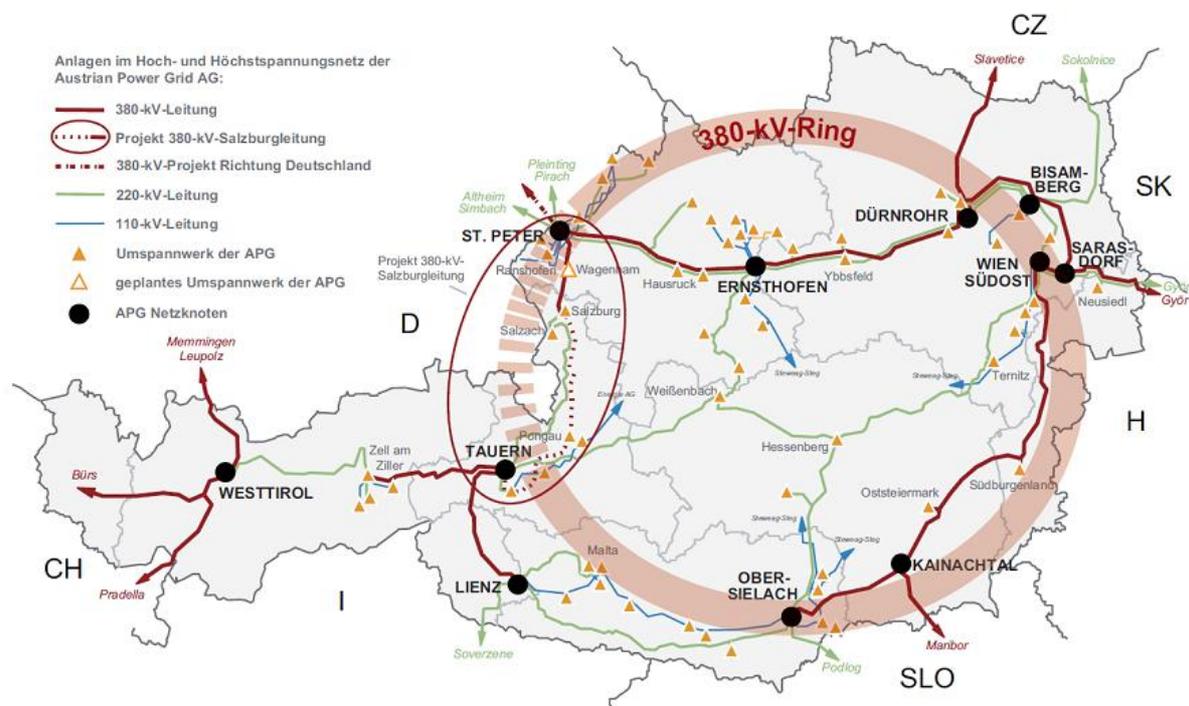


Abb. 6.1: Übertragungsnetz von APG, Stand 2011 [52]

In dieser und allen folgenden Abbildungen des Kapitels sind die 380-kV-Leitungen der APG rot und die 220-kV-Leitungen der APG grün dargestellt. Die 380-kV-Salzburgleitung, Projektteil 1 von St. Peter nach Salzburg, wurde bereits für eine Nennspannung von 380 kV errichtet; der Projektteil 2 von Salzburg nach Tauern ist derzeit in Planung.

6.1 Auswirkungen auf die Leistungsflusssituation

Die Windenergie bewirkt Rückspeisungen aus den unterlagerten 110-kV-Verteilernetzen in das Übertragungsnetz der APG. Laut Übertragungsnetzbetreiber kommt es dadurch zu regionalen Erhöhungen der Betriebsmittelbelastungen (Leitungen und Transformatoren). Auch überregional zeigen sich Änderungen (Umkehrungen) der Leistungsflüsse auf den Leitungen des Übertragungsnetzes.

Zusätzlich ist die Rückspeisung von Blindleistung zu berücksichtigen, die sich aufgrund der in der Mittel- und Hochspannungsebene zum Netzausbau verwendeten Kunststoffkabel ergibt (bei Schwachwind-Szenarien). Nach den Betriebserfahrungen der APG ergibt sich pro

100 Mvar rückgespeicherter Blindleistung lokal ein Spannungshub von rund 2 - 3 kV im 380-kV-Netz.

Simulationen haben gezeigt, dass sich bei 600 MW Windeinspeisung (Starkwind-Szenarien) und der genannten Blindleistungsflüsse die Spannung an der Übergabestelle um rd. 1% (bei 380 kV-Knoten ca. 4 kV) anheben würde. Durch die Inbetriebnahme der Steiermarkleitung sind die Auswirkungen weiter reduziert worden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Spannungsanhebung am Einspeiseknoten

UW	Südburgenland (380 kV)		Neusiedl (220 kV)	
	ohne	mit	ohne	mit
Steiermarkleitung				
Minimum	0,68 %	0,35 %	0,7 %	1,0 %
Mittelwert	0,8 %	0,4 %	1,2 %	1,1 %
Maximum	0,95 %	0,45 %	1,7 %	1,3 %

Es kann daher sinnvoll sein, den Blindleistungsaustausch über die Übergabestelle zu begrenzen. Hierfür sind entsprechende Konzepte zur Blindleistungskompensation vorzusehen. Dies kann zum Beispiel dadurch geschehen, dass die Windenergieanlagen keine reine Wirkleistungseinspeisung mehr tätigen, sondern im Bedarfsfall bei Schwachwind leicht induktiv gefahren werden.

Durch den gesamteuropäischen Windenergieausbau werden vor allem die Grenzleitungen nach Deutschland und die Nord-Süd-Leitungen in Österreich höher belastet. Das volatile Einspeiseverhalten der Windenergieanlagen führt nicht nur zu in Höhe und Richtung veränderlichen Leistungsflüssen, sondern auch zu stark fluktuierendem Im- und Exportverhalten mit den angrenzenden Regelzonen.

Die Auswirkungen der österreichischen Windenergie auf die Verlustenergiemenge im Übertragungsnetz kann laut APG nicht direkt zugeordnet werden. Wie jedes andere Kraftwerk auch, rufen Windenergieanlagen Leistungsflüsse hervor, die auf unterschiedlichen Leitungsabschnitten und zu unterschiedlichen Tageszeiten be- oder entlastend wirken können. Da die gesamteuropäische Windenergie im Netz der APG höhere Betriebsmittelbelastungen in Nord-Süd-Richtung auslöst, führt sie im Jahresmittel zu einer Erhöhung der Verlustenergiemenge.

6.2 Zusammenwirkung der Windenergie mit Pumpspeicherkraftwerken

Das Zusammenwirken der Windenergie im Nordosten des Landes mit den Pumpspeicherkraftwerken, die sich überwiegend im Süden und Südwesten Österreichs befinden, führt bereits heute zu hoch volatilen Lastflüssen im Übertragungsnetz. Hinzu kommt, dass sich windbedingte Leistungsflüsse aus Nord-Europa überlagern und die Situation weiter verschärfen.

In Abb. 6.2 ist der geplante Ausbau an thermischen Kraftwerken, Windenergieanlagen und Pumpspeichern durch die Kraftwerks- und Windkraftbetreiber dargestellt.

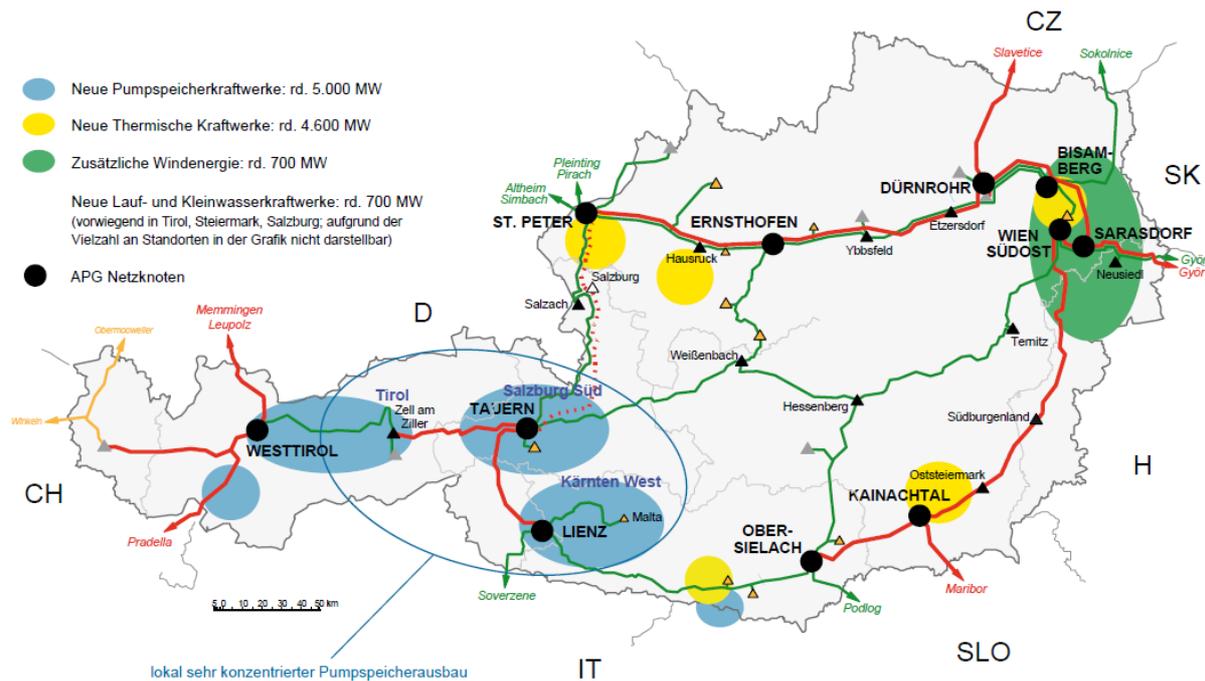


Abb. 6.2: geplanter Kraftwerksausbau in der Regelzone der APG [52]

Es zeigt sich, dass das Zentrum der Windeinspeisung und die großen Pumpspeicherkraftwerke weit auseinander liegen und somit große Distanzen überwunden werden müssen, wenn die vorhandenen Energiespeicher zum Ausgleichen der Einspeiseschwankungen der Windenergie genutzt werden sollen.

Darüber hinaus befinden sich im Norden des Landes entlang der Donau Lauf- und Schwellwasserkraftwerke sowie thermische Kraftwerke mit einer installierten Leistung von rund 9 GW.

Durch die geplanten zusätzlichen 5 GW installierte Leistung in Pumpspeicherkraftwerken wird es auch in Zukunft möglich sein, die neu hinzukommende Windleistung von 700 MW bzw. 1.300 MW aufzunehmen. Dies erfordert allerdings laut APG neue 380/110-kV-Übergabestellen sowie regionale und überregionale Netzausbauten, da die Zusatzbelastungen durch in- und ausländische Windenergieanlagen mit den derzeitigen Ausbauzustand nicht zu bewältigen seien [52].

Der massive Ausbau der Windenergie in der Vergangenheit hat zu ausgeprägten Interaktionen zwischen den Windenergieanlagen und den Pumpspeichern geführt. Da sie verwendet werden, um Schwankungen in der Windeinspeisung zu kompensieren, tragen sie zur Volatilität der Leistungsflüsse und zu den Belastungen im Übertragungsnetz bei.

Die Pumpspeicherkraftwerke werden als Lieferanten für Regelleistung und Ausgleichsenergie genutzt. Der zu erwartende, massive Ausbau der Windenergie führt zwangsläufig auch zu einer Erhöhung des Ausgleichsenergiebedarfs. Die derzeit installierte Leistung und die zusätzlichen 5 GW werden auch in Zukunft ausreichen, um den windbedingten Bedarf an Ausgleichs- und Regelleistung zur Verfügung zu stellen.

6.3 Auswirkungen auf die Netzführung

Die derzeitige Netz- und Engpasssituation ist in Abb. 6.3 dargestellt.

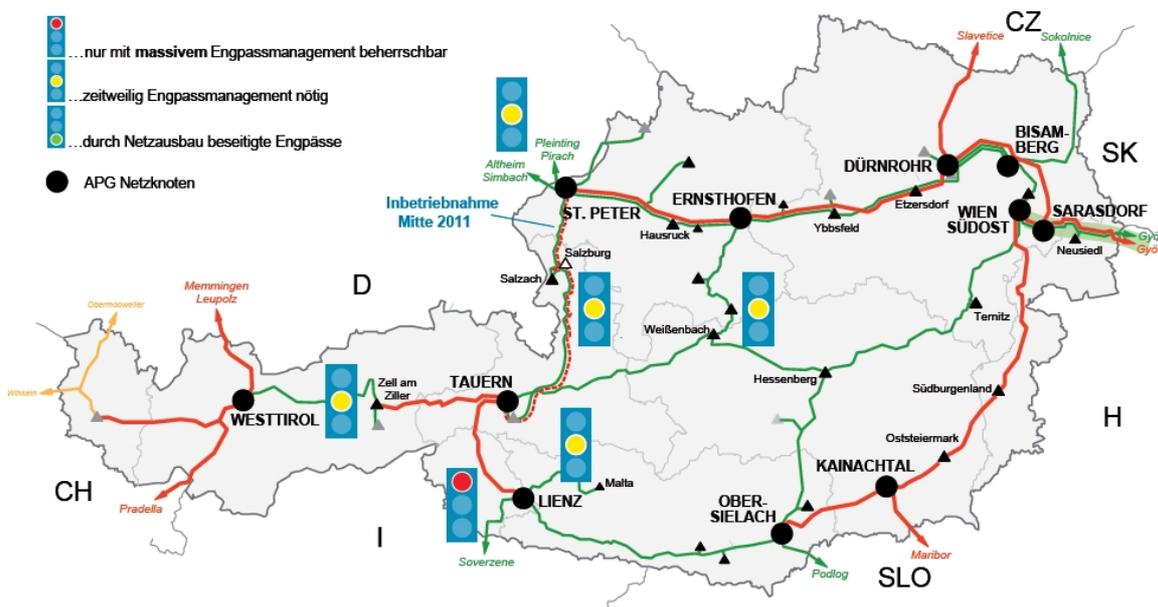


Abb. 6.3: Netzsituation 2011 [52]

Durch den Ausbau des Übertragungsnetzes auf 380 kV zum sogenannten 380-kV-Ring sinkt die Netzbelastung deutlich. Der Übertragungsnetzbetreiber erwartet, dass windbedingte Engpässe bei der derzeit installierten Leistung in der nahen Zukunft seltener auftreten werden. Der Ausbau der Windenergie in Europa und in Österreich – hier vor allem auf der Parndorfer Platte und im Weinviertel – ist somit eines der Argumente für die Netzertüchtigung.

Die Steiermarkleitung von UW Südburgenland ins UW Kainachtal ist ein Teil des 380-kV-Rings. Sie wurde Mitte 2009 in Betrieb genommen und entlastet das 220-kV-Netz im Osten Österreichs, in dem sie einen Großteil der zwischen dem Nordosten und Südwesten ausgetauschten Leistung transportiert.

Die Donauschiene zwischen Ernsthofen und St. Peter wurde bereits als 380-kV-Leitung errichtet und wird derzeit noch mit 220 kV betrieben. Der Netzbetreiber plant die Umstellung durch Installation von 380/220-kV-Transformatoren und Umspannwerksausbauten im Laufe des Jahres 2013.

Der erste Projektteil der Salzburgleitung zwischen den Umspannwerken Salzburg und St. Peter wurde 2011 fertig gestellt und entspannt die Engpasssituation bei der Versorgung des Ballungszentrums Salzburg. 2018 soll dann der zweite Projektteil der Salzburgleitung in Betrieb gehen und den 380-kV-Ring im Westen schließen.

Darüber hinaus gibt es Überlegungen zur Verstärkung der Leitung vom UW Zell am Ziller nach UW Westtirol sowie zur Schaffung zusätzlicher Transformatorkapazitäten im UW Westtirol. Langfristig soll der 380-kV-Ring durch eine Netzverstärkung in Kärnten geschlossen werden.

Der Ausbau der Windenergie erfolgt deutlich schneller als der Ausbau des Übertragungsnetzes. Auch wenn sich die Engpasssituation nach der Inbetriebnahme der Steiermarkleitung etwas entspannt hat, ist folglich damit zu rechnen, dass sie sich mittel- bis langfristig wieder verschärfen wird, wenn der Ausbau des Übertragungsnetzes nicht beschleunigt werden kann.

6.4 Fazit

Die Ergebnisse der Untersuchungen über die Folgen des Windenergieausbaues für Betrieb und Ausbau der Übertragungsnetze lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Im bestehenden 220-kV-Übertragungsnetz ist es in der Vergangenheit zu erheblichen Engpässen durch Windeinspeisung gekommen. Für den weiteren Windenergieausbau und die zukünftigen Anforderungen ist das heutige Übertragungsnetz nicht ausreichend ausgelegt.
- Das Zentrum der Windenergieeinspeisung liegt im Nordosten Österreichs. Um die großen Pumpspeicherkraftwerke im Südwesten zum Ausgleichen der Schwankungen der Windeinspeisung nutzen zu können, müssen große Distanzen überbrückt werden.
- Die Windenergie führt zu volatilen Leistungsflüssen, die sich in Richtung und Betrag stark ändern. Der Effekt wird durch das ebenfalls windabhängige Import- und Exportverhalten angrenzender Regelzonen noch verstärkt. Insbesondere die Grenzleitungen nach Deutschland und die Nord-Süd-Verbindungen sind stark belastet.
- Der europaweite Ausbau der Windenergie führt zu hohen, schwankenden Leistungstransporten über teilweise sehr lange Strecken. Dadurch steigt die jährliche Verlustenergiemenge.
- Durch die Rückspeisung von Blindleistung aus den Verteilernetzen (v.a. in Schwachwind-Szenarien) in das Übertragungsnetz kommt es zu Spannungsänderungen im Bereich von 1 % an der Übergabestelle. Entsprechende Konzepte für die Blindleistungskompensation sind gegebenenfalls vorzusehen.
- Es wird auch in Zukunft möglich sein, Leistungsschwankungen der Windenergie mit den Pumpspeicherkraftwerken im Südwesten des Landes auszugleichen, da zusätzliche 5 GW installierte Pumpspeicherleistung geplant sind. Sie erfordern allerdings den Ausbau des Übertragungsnetzes.
- Windbedingte Engpässe im Übertragungsnetz können durch die Schaffung höherer Transportkapazitäten weitgehend vermieden werden. Durch den Bau der Steiermarkleitung ist eine deutlich Entspannung der Engpasssituation und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit im Nordosten Österreichs erreicht worden.
- Die APG ist bestrebt, bis zum Jahr 2018 die Salzburgleitung Projektteil 2 zu errichten und in weiterer Folge einen geschlossenen 380-kV-Ring zu schaffen. Dieser soll die Engpasssituation im gesamten Netzgebiet deutlich entspannen. Zusätzlich sind vor allem im Westen weitere Netzertüchtigungen geplant.
- Auch wenn sich die Engpasssituation nach der Inbetriebnahme der Steiermarkleitung vorläufig entspannt hat, ist damit zu rechnen, dass sie sich mittel- bis langfristig wieder verschärft, da der Ausbau des Übertragungsnetzes derzeit langsamer voran geht als der Ausbau der Windenergie.

7 Übersicht und Potentiale unterschiedlicher Methoden der Windprognose

Um im Sinne der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt einen umfassenden Ausbau des regenerativen Energieanteiles zu erreichen, werden Ökostromanlagen gezielt subventioniert. Bei der Suche nach geeigneten Standorten für neue Windenergieanlagen ist aus wirtschaftlicher Sicht vor allem die zu erwartende Windleistung von hohem Interesse, da Fehler bei der Abschätzung der Windgeschwindigkeit von nur 3 % eine Minderleistung von knapp 10 % ausmachen können.

Bei der Windleistungsprognose ist zwischen Verfahren zur kurzfristigen Abschätzung der zu erwartenden Windleistung, wie z. B. der day-ahead-Planung und der Intraday-Prognose, sowie der langfristigen Bewertung eines Standorts und dessen Ertragsprognose zu unterscheiden.

7.1 Methoden zur Abschätzung des Ertrags möglicher Standorte

Um die an einem Standort zu erwartende langfristige, mittlere Windleistung abzuschätzen, werden die Messwerte mehrerer Windmessstationen, die üblicherweise in 10 m Höhe angebracht sind, über einen Zeitraum von einigen Jahrzehnten untersucht. Damit lassen sich eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit und deren Streuung ermitteln.

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion h der Windgeschwindigkeit v entspricht im langjährigen Mittel einer Weibullverteilung

$$h(v) = \frac{b}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{b-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^b} \quad (7.1)$$

mit dem Skalierungsfaktor A und dem Formfaktor b .

A ist der Median der Verteilungsfunktion, d. h. die Fläche unterhalb der Kurve links des Medians ist genau so groß wie die Fläche auf der rechten Seite. A entspricht somit nicht der mittleren Windgeschwindigkeit, ist aber dennoch der ausschlaggebende Faktor zur Bewertung der Ertragsgüte eines Windstandorts.

Der Formfaktor b kann vereinfacht als Maß für die Streuung des Windes angesehen werden und wird stark von topologischen Gegebenheiten, der Bebauung und dem Bewuchs beeinflusst.

Beide Weibullfaktoren sind darüber hinaus abhängig von der Höhe über dem Erdboden. Während der Formfaktor nur geringfügig steigt und die Streuung somit leicht abnimmt, weist die Windgeschwindigkeit und damit auch der Skalierungsfaktor ein logarithmisches Höhenprofil auf [17], [18].

$$v(h) = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^n \quad (7.2)$$

v_0 ist dabei die in der Höhe h_0 gemessene Windgeschwindigkeit. Die Werte des Exponenten n liegen je nach Landschaftstyp zwischen 0,23 und 0,25.

In Österreich ergeben sich für die Weibullverteilung die in Tabelle 18 aufgelisteten Werte.

Tabelle 18: Richtwerte für Weibullfaktoren in Österreich in 50 m Höhe

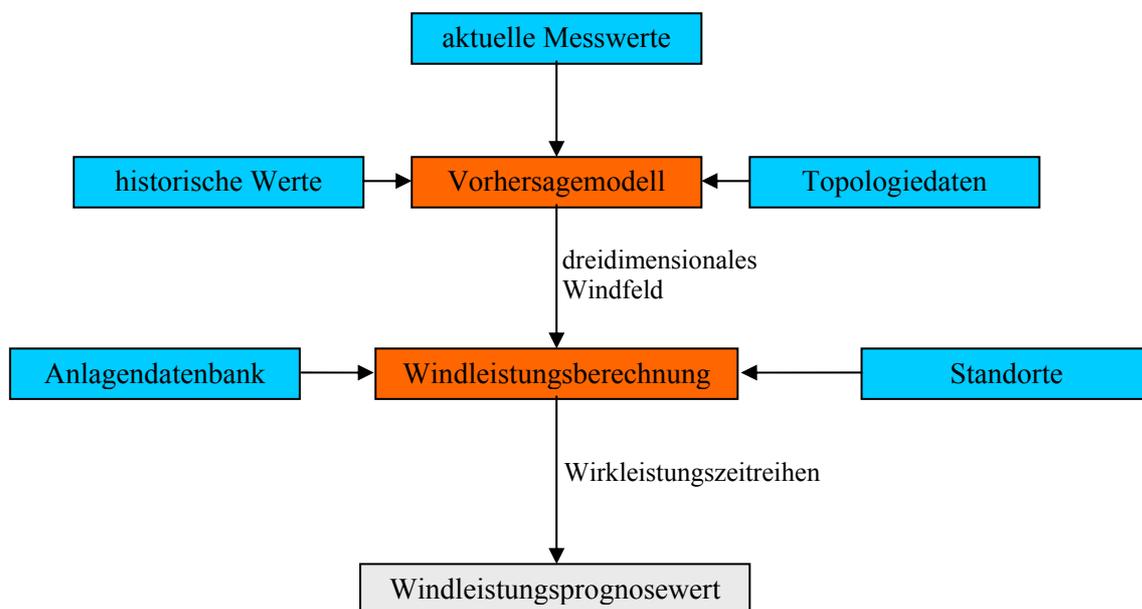
	minimal	Mittelwert	maximal
Skalierungsfaktor A	3 m/s	6 m/s	8 m/s
Formfaktor b	1,5	1,8	2,2

Die geringsten Weibullfaktoren werden in den Bundesländern Vorarlberg und Tirol erwartet, die höchsten in Niederösterreich, Steiermark und im Burgenland.

7.2 Übersicht der Methoden kurzfristiger Prognosen

Die Verfahren zur kurzfristigen Abschätzung von Windgeschwindigkeiten bzw. Windleistungen lassen sich entsprechend ihres Prognosehorizonts unterteilen. Die gängigen Verfahren decken Zeiträume von einer Stunde bis zu mehreren Tagen ab, wobei die Prognosegüte mit größer werdendem Zeitintervall sinkt. Die Ergebnisse werden sowohl für die Kraftwerkseinsatzplanung, als auch für den Handel von Elektroenergie an den Spotmärkten benötigt.

Die Verfahren zur kurzzeitigen Windleistungsprognose basieren im Wesentlichen darauf, aus historischen und aktuell gemessenen Wetterdaten auf den zeitlichen Verlauf der Windgeschwindigkeit in den kommenden Stunden bis Tagen zu schließen. Dabei unterscheiden sich die Verfahren in der Art und Menge der berücksichtigten Einflussfaktoren, der Dichte des Messstellennetzes und des verwendeten numerischen Extrapolationsalgorithmus. Der allgemeine Ablauf des Prognoseverfahrens ist in Abb. 7.1 dargestellt.

**Abb. 7.1:** Ablauf der Windprognose

Die Angaben einiger Anbieter zum mittleren quadratischen Fehler ihres Produkts sind für die day-ahead-Prognose in Tabelle 20 und für die Intraday-Prognose in Tabelle 19 aufgelistet. Die Listen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und beziehen sich auf Prognosegebiete der Größenordnung Deutschlands.

Tabelle 19: Übersicht einiger Anbieter von day-ahead Windprognosen und deren Güte

Anbieter	Produkt	mittlerer quadratischer Fehler
EuroWind GmbH	SOWIE	5 % [28]
Energy & Meteo Systems	Previento	5,8 %
ForWind	HUGIN	k. A.

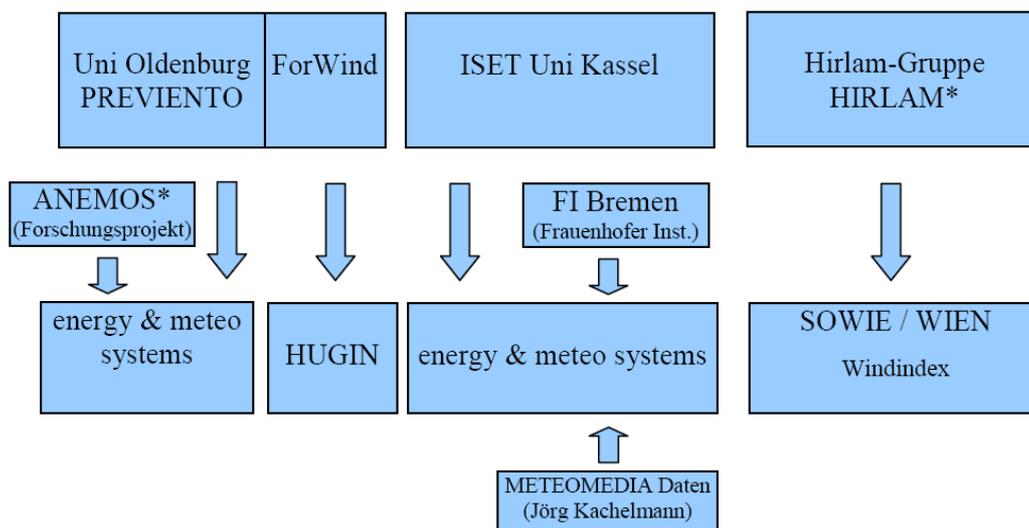
Die day-ahead-Prognose wird verwendet, um für die kommenden 24 Stunden Windleistungszeitreihen abzuschätzen. Die Prognose wird zu Beginn des Betrachtungszeitraums erstellt und während der Laufzeit nicht mehr aktualisiert. Sie fließt in die Kraftwerkseinsatzplanung mit ein.

Tabelle 20: Übersicht einiger Anbieter von Intraday Prognosen und deren Güte

Anbieter	Produkt	mittlerer quadratischer Fehler
EuroWind GmbH	SOWIE	3,0 % [28]
Energy & Meteo Systems	Previento	3,8 %
ForWind	HUGIN	k. A.

Auch die Intraday-Verfahren schätzen die Windleistung in den kommenden 24 Stunden ab. Je nach Anbieter werden sie aber während des Betrachtungszeitraums vier- bis achtmal aktualisiert. Eine stündliche Korrektur der Prognosewerte ist ebenfalls denkbar. Auf diese Weise kann ein deutlich geringerer mittlerer quadratischer Fehler und damit eine höhere Prognosegüte erzielt werden.

Die Verknüpfung der genannten Verfahren mit ihren Forschungsinstituten und den Messstellenbetreibern als Lieferanten der Datengrundlage ist in Abb. 7.2 dargestellt.

**Abb. 7.2:** Verknüpfung der Forschungsgruppen mit Anbietern von Wetterdaten

Das Verfahren „Previento“ wurde von der Universität Oldenburg entwickelt und wird beispielsweise von der Firma energy & meteo systems für die Windprognose genutzt. Teile des Verfahrens sind im Anemos-Projekt aufgegriffen worden und sollen weiter verbessert werden.

Das Verfahren „SOWIE“ wurde von der HIRLAM-Gruppe entwickelt und wird von der Firma Eurowind GmbH genutzt. Es ist derzeit das einzige zertifizierte und akkreditierte Verfahren zur Windprognose.

Das Verfahren „HUGIN“ wird von der Forschungsgemeinschaft ForWind“ entwickelt. Es verarbeitet gesamte Windfelder und nicht nur Werte von Referenzstandorten. So soll eine höhere Prognosegüte erzielt werden.

Daneben gibt es weitere Anbieter, die sich auf den Offshoremärkte oder das nichteuropäische Ausland spezialisiert haben. Sie finden hier keine Erwähnung.

7.3 Entwicklungspotenziale

Die Prognosegüte konnte in den vergangenen Jahren deutlich verbessert werden. Lag sie 2003 in Deutschland noch bei rund 92,5 % können derzeit Werte um 96 % erreicht werden. Die erzielten Genauigkeiten für die day-ahead-Prognose sind in Abb. 7.3 dargestellt.

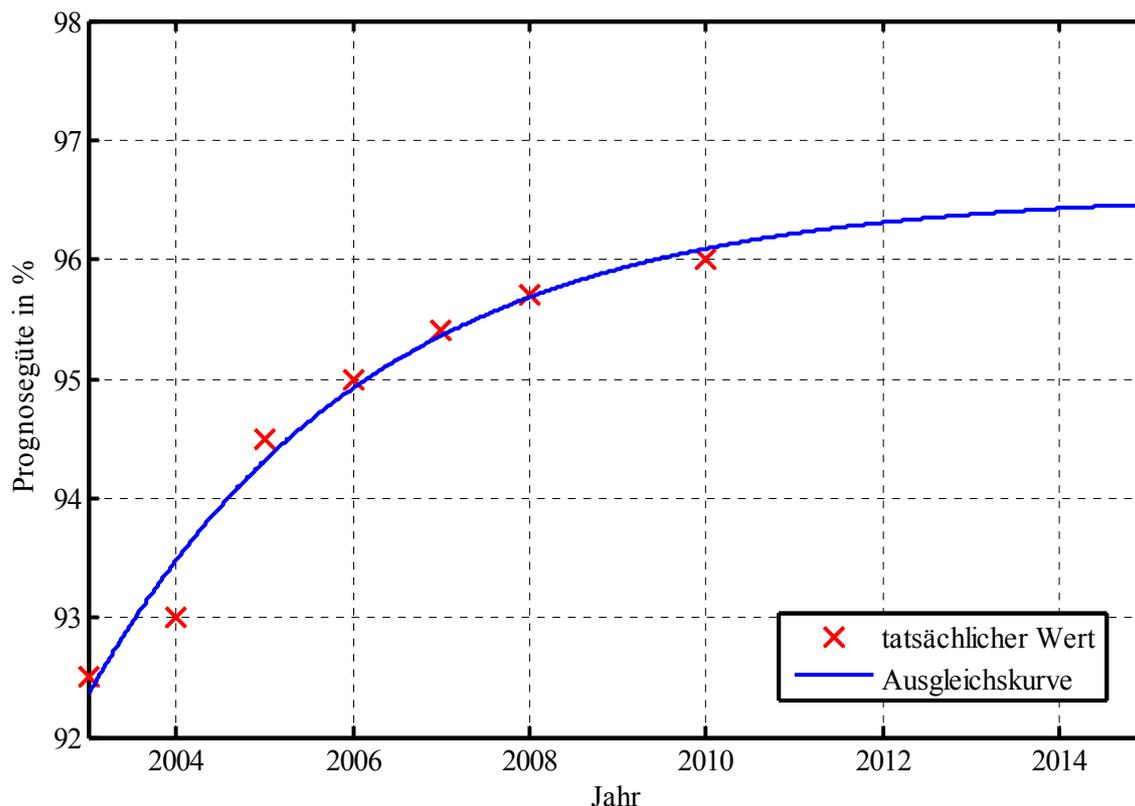


Abb. 7.3: historischer Verlauf und Abschätzung der zukünftigen Prognosegüte

Es zeigt sich, dass Verbesserungen der Prognosegüte in Zukunft wahrscheinlich weniger stark ausfallen werden als in der Vergangenheit. Mit Werten um 96 % ist bereits ein hoher Standard erreicht. Die theoretische Grenze von 100 %, bei der die Windleistung immer korrekt abgeschätzt wird, kann nicht erreicht werden. Tatsächlich erscheinen Werte im Bereich um 96,5 % bis 97 % aus heutiger Sicht plausibel. Dies belegt auch die Ausgleichskurve, die in Abb. 7.3 durch die historischen Werte gelegt und extrapoliert wurde.

Damit kann die day-ahead-Planung in der Zukunft etwa so exakt werden, wie es die Intraday-Prognose bereits heute ist. Da auch sie noch Optimierungspotential bietet, kann davon ausgegangen werden, dass mit Intraday-Prognosen später Genauigkeiten im Bereich zwischen 97 % und 99 % erzielt werden können.

7.4 Fazit

Die gewonnenen Erkenntnisse im Rahmen der Untersuchungen zu Windprognosen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Verfahren der Windprognose werden unterschieden in Methoden zur Bewertung der Standortgüte und Methoden zur kurzfristigen Abschätzung des Verlaufs der Einspeiseleistung.
- Die Standortgüte wird durch langjährige Windmessung ermittelt. Da die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten durch eine Weibull-Funktion beschrieben werden kann, lassen sich die Weibull-Parameter als Indikatoren für den zu erwartenden Ertrag und damit für die Standortgüte verwenden.
- Die Verfahren zur kurzzeitigen Windleistungsprognose basieren im Wesentlichen darauf, aus historischen und aktuell gemessenen Wetterdaten auf den zeitlichen Verlauf der Windgeschwindigkeit in den kommenden Stunden bis Tagen zu schließen. Dabei unterscheiden sich die Verfahren in der Art und Menge der berücksichtigten Einflussfaktoren, der Dichte des Messtellennetzes und des verwendeten numerischen Extrapolationsalgorithmus.
- Mit größer werdendem Prognoseintervall steigt auch der Prognosefehler. Während beispielsweise für ein Prognosegebiet der Größenordnung und Charakteristik Deutschlands der mittlere quadratische Fehler im Intraday-Bereich, also bei Prognosen für die kommenden drei bis sechs Stunden, zwischen 3 % und 4 % liegt, müssen bei der day-ahead-Prognose Fehler von 4 % bis 6 % in Kauf genommen werden. Für noch längerfristige Prognose muss mit Fehlern zwischen 8 % und 15 % gerechnet werden.
- Die Prognosegüte kann auch in Zukunft noch weiter verbessert werden. Allerdings ist das verbleibende Potential nur noch gering, da mit derzeit rund 96 % (Beispiel Deutschland) bereits ein hoher Standard erreicht ist. Das theoretische Maximum von 100 % kann nicht erreicht werden. Stattdessen sind Werte um 97 % für die day-ahead-Prognose realistisch.
- Da die Prognosegüte bzw. der quadratische Fehler vor allem auch von der Gebietsgröße sowie von den durchschnittlichen Volllaststunden abhängt, sind die angeführten Werte Deutschlands nicht auf Österreich übertragbar. Beide Faktoren sind in Österreich ungünstiger (höhere durchschnittliche Auslastung und wesentlich geringere Durchmischungseffekte aufgrund höherer räumlicher Konzentration), weswegen der quadratische Fehler in Österreich bei gleicher Prognosemethodik stets höher ausfallen kann als in Deutschland.

8 Einfluss der Windenergie auf die vorzuhaltende Regelreserve

Aufgrund der Förderung erneuerbarer Energien ist die Zahl der installierten Windenergieanlagen in den vergangenen zehn Jahren stark angestiegen. Auch wenn mittlerweile die Standorte mit den vielversprechendsten Erträgen größtenteils bereits genutzt werden, ist davon auszugehen, dass aufgrund der Ökostromgesetzesnovelle weitere, neue Anlagen hinzukommen.

Durch die hohe Windleistung im gesamten Europäischen Verbundnetz können verschiedene netztechnische Probleme auftreten. So muss erheblicher Aufwand getrieben werden, um die Windleistung in Starkwindzeiten aus verbrauchsarmen Regionen in die Ballungszentren bzw. in das überlagerte Übertragungsnetz zu leiten. Eine wesentliche Herausforderung stellt die stochastische Windeinspeisung dar, welche durch schnell regelbare Kraftwerke (wie z.B. Speicherkraftwerke oder schnell regelbare thermische Kraftwerke) in Form von Regelreserven zu kompensieren ist. Windenergieanlagen wurden bei ihrer Errichtung in der Vergangenheit nicht als Erzeugung sondern vielmehr als negative Verbraucher gesehen, weshalb ihnen keine der notwendigen Eigenschaften konventioneller Erzeugungseinheiten abverlangt wurde. Die Netzstabilität muss somit vornehmlich von Kraftwerken mit großen rotierenden Massen gewährleistet werden. Es handelt sich dabei überwiegend um Großwasser- und thermische Kraftwerke. Im letzten Fall führt dies dazu, dass in Starkwindzeiten heiße Reserven verfügbar sein müssen, um Schwankungen in der Windleistung auszugleichen.

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Frage, wie sich große Windparks, wie sie im Burgenland und in Niederösterreich bereits errichtet wurden bzw. geplant sind, auf die Vorhaltung von Regelreserven auswirken. Der Fokus liegt dabei auf der Minutenreserve, für die insbesondere der Einfluss von Prognosefehlern entscheidend ist. Daneben wird auch kurz der Einfluss auf Primär- und Sekundärreserven beleuchtet.

8.1 Qualitativer Einfluss der Windenergie auf die Regelleistung

Regelreserve ist vorzuhalten, um Leistungssprünge sowohl in positiver (z. B. Lastsprung, Kraftwerksausfall, ...) als auch in negativer (z. B. Lastabwurf, sprunghafte Änderung in der Einspeisung, ...) Richtung ausgleichen zu können. Sie wird unterteilt in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Funktion und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Regelstrategien ist von der ENTSO-E Kontinentaleuropa (vormals UCTE) im „Operation Handbook“ vorgeschrieben [26].

8.1.1 Primärregelung

Primärregelung dient dazu, im gesamten Verbundnetz, also regelzonenübergreifend, nach einer sprunghaften Änderung in Erzeugung oder Verbrauch die Leistungsbilanz wieder herzustellen und somit großen Abweichungen von der Netznennfrequenz entgegen zu wirken. Es handelt sich hierbei um einen Proportionalregler, der im Bedarfsfall binnen 30 s mindestens 2 MW Leistung zusätzlich bzw. weniger bereitstellen und diesen neuen Arbeitspunkt für mindestens 15 min halten muss. Dies gilt sowohl für ein Kraftwerk mit einer Erzeugungseinheit als auch für einen Anlagenpark bzw. ein zusammenhängendes Kraftwerk aus mehreren Erzeugungseinheiten.

Im gesamten Kontinentaleuropäischen Verbundnetz sind gemäß ENTSO-E Primärregelreserven von 3.000 MW vorzuhalten. Diese Größe ist so bemessen, dass der gleichzeitige Ausfall zweier Grenzleistungskraftwerksblöcke abgefangen werden kann und die maximale Frequenzabweichung dabei höchstens 180 mHz bzw. bei Vernachlässigung des Selbstregeleffekts des Netzes 200 mHz beträgt [26]. Alle Kraftwerke, die sich an der

Vorhaltung von Primärregelleistung beteiligen, müssen in der Lage sein, selbst bei den genannten 200 mHz ihre Regelreserven frei zu machen [26].

Die vorzuhaltenden 3.000 MW werden mit einem Verteilschlüssel, der sich nach der in einer Regelzone produzierten Energiemenge richtet, auf alle Verbundnetzpartner verteilt [26].

$$P_{\text{prim,TSO}} = 3000 \text{ MW} \cdot \frac{W_{\text{TSO}}}{W_{\text{UCTE}}} \quad (8.1)$$

In der Regelzone der Austrian Power Grid APG waren 2010 65 MW zu erbringen. Seit dem gemeinsamen Betrieb der Regelzonen von APG und TIWAG durch APG ist ein gemeinsamer Wert von 76 MW vorzuhalten.

Je nach Zubauszenario wird am Ende des Betrachtungszeitraums dieser Studie in Österreich eine installierte Windleistung zwischen 1.700 MW und 2.300 MW erwartet. Selbst der unwahrscheinliche Fall des gleichzeitigen Ausfalls sämtlicher Windenergieanlagen in Österreich kann somit durch die im gesamten (kontinentaleuropäischen) Verbundnetz vorhandenen Primärregelleistungsreserven abgefangen werden. Die Windenergie kann dennoch große Leistungssprünge hervorrufen, wenn z.B.

- durch Sturmabschaltung eine Vielzahl räumlich konzentrierter Anlagen gleichzeitig oder fast gleichzeitig abschalten
- durch einen Kabelfehler in der Netzanschlussleitung große Windparks vom Netz getrennt werden

In beiden Fällen ist es möglich, dass die in der Regelzone der APG vorzuhaltenden 76 MW überschritten werden. Diese Tatsache erhöht allerdings nicht die in der Regelzone vorzuhaltende Primärreserve, da diese ausschließlich nach oben genanntem Schlüssel verteilt wird. Stattdessen findet der Primärausgleich regelzonenübergreifend statt.

Der europaweite Einfluss der Windenergie auf die Primärregelreserven ist in der Vergangenheit bereits kritisch bewertet worden. In [50] wird davon ausgegangen, dass bei weiterem Zubau von (ungeregelter) Windenergie die bisherige Grenze von 3.000 MW nicht mehr ausreichen könnte, wenn es zu einer regionalen Häufung von Windeinspeisung kommt. Ferner tragen Asynchronmaschinen und umrichterdominierte Erzeuger kaum bzw. gar nicht zur rotierenden Masse bei, so dass insbesondere bei Starkwind im Fehlerfall eine höhere Frequenzabweichung zu erwarten ist.

8.1.2 Sekundärregelung

Nach der ersten und schnellen Aktivierung der Primärregelung, greift die Sekundärregelung ein. Sie übernimmt die Aufgabe, die Leistungsbilanz innerhalb der Regelzone wieder herzustellen, die verbliebene Frequenzabweichung auszugleichen und die Primärregelleistungsreserve wieder freizumachen. Es handelt sich hierbei um einen Integralregler, der beispielsweise die Brennstoffzufuhr eines thermischen Kraftwerks oder die Durchflussmenge eines Wasserkraftwerks reguliert. Die Sekundärregelung wird spätestens 30 s nach der Primärregelung aktiviert und muss schnellstmöglich vollständig zur Verfügung stehen. In Deutschland, wo Sekundärreserven hauptsächlich von thermischen Kraftwerken vorgehalten werden, gelten 5 min als Obergrenze. In Österreich erfolgt die Vorhaltung hauptsächlich durch schnellere hydraulische Kraftwerke, so dass hier bisher 2 min angesetzt wurden. Eine Angleichung auf 5 min ist in der Diskussion und soll 2012 umgesetzt werden.

In der Regelzone der APG betrug das Band der Sekundärregelleistung in der Vergangenheit ± 180 MW. Es ist seit dem gemeinsamen Betrieb der Regelzonen von TIWAG und APG auf ± 195 MW erweitert worden. Im Bedarfsfall, bei Ausfall eines großen Kraftwerksblocks kann eine Regelbandumschaltung um +230 MW vorgenommen werden.

Die Dimensionierung der Sekundärregelreserven kann laut ENTSO-E nach empirischen oder probabilistischen Kriterien erfolgen. Für den ersten Fall erfolgt die Dimensionierung nach Gl. (8.2)

$$P_{\text{sek}} = \sqrt{a P_{\text{max}} + b^2} - b \quad (8.2)$$

Dabei ist P_{max} die Maximallast der Regelzone. a und b sind empirisch ermittelte Koeffizienten, die von der ENTSO-E wie folgt dimensioniert werden [26]

$$\begin{aligned} a &= 10 \text{ MW} \\ b &= 150 \text{ MW} \end{aligned} \quad (8.3)$$

Als weitere mögliche Methode nennt die ENTSO-E die Dimensionierung nach der Leistung des größten Kraftwerksblocks. Da keiner der derzeit bestehenden bzw. geplanten Windparks 425 MW überschreitet und die angewandte empirische Methode lediglich die Last als Eingangsgröße verwendet, hat die Windenergie keinen Einfluss auf die vorzuhaltende Menge an Sekundärregelleistung.

8.1.3 Tertiärregelung

Zur Entlastung der Sekundärregelung wird vom Übertragungsnetzbetreiber Minutenreserve (Tertiärregelung) eingesetzt. Dabei können verschiedene, schnell regelbare Kraftwerke an- oder abgefahren werden. Im Unterschied zur automatischen, vom System im Rahmen der Frequenz-Leistungs-Regelung gesteuerten Aktivierung von Primär- und Sekundärregelung, erfolgt die Aktivierung der Minutenreserve manuell durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Tertiärregelung muss innerhalb von 15 min vollständig aktiviert sein und für mehrere Stunden zur Verfügung stehen. Sie löst damit zeitlich die Sekundärreserve ab.

Die ENTSO-E Kontinentaleuropa schreibt im Operation Handbook vor, dass die vorzuhaltende Tertiärreserve dem größten zu erwartenden Leistungssprung innerhalb der Regelzone entsprechen muss [26]. Es ist aber nicht zwingend erforderlich, dass die gesamte Menge auch dort vorgehalten wird, wenn diesbezüglich Verträge über die Vorhaltung mit anderen Übertragungsnetzbetreibern bestehen. Innerhalb der Regelzone der APG werden derzeit 100 MW positive (Lieferung) und 125 MW negative (Bezug) Tertiärreserveleistung vorgehalten. Zusätzlich zu diesen Leistungsvorhaltungen gibt es ergänzend noch schwankende Gebotsmengen aus dem Tagesminutenreservemarkt.

Der windbedingte Bedarf an Tertiärregelreserve ergibt sich hauptsächlich aus Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlich eingespeister Windleistung innerhalb der Regelzone. Da in diesem Fall nennenswerte Schwankungen im Viertelstunden- bis Stundenbereich ablaufen und somit eher langsam sind, können sie vollständig mit Minutenreserve bzw. teilweise mit einer in [12] eingeführten, von thermischen oder hydraulischen Kraftwerken vorhaltbaren, günstigen „Stundenreserve“ ausgeglichen werden. Bei dieser „Stundenreserve“ handelt es sich nicht um Reserveleistung im Sinne der Last-Frequenz-Regelung, sondern vielmehr um kurzfristige Fahrplanänderungen im Rahmen des Intraday-Marktes.

8.2 Einspeiseverhalten der Windenergieanlage am Netz

Windkraftwerke, Photovoltaikanlagen und wärmegeführte Blockheizkraftwerke weisen ein stark fluktuierendes und schwer vorhersagbares Einspeiseverhalten auf. Insbesondere die eingespeiste Leistung von Wind- und PV-Anlagen liegt dabei zumeist deutlich unter der Bemessungsleistung und kann innerhalb weniger Minuten Sprünge von fast 100 % aufweisen.

Die über einen Tag gemessene eingespeiste Leistung einer einzelnen, exemplarischen Windenergieanlage ist in Abb. 8.1 gegeben.

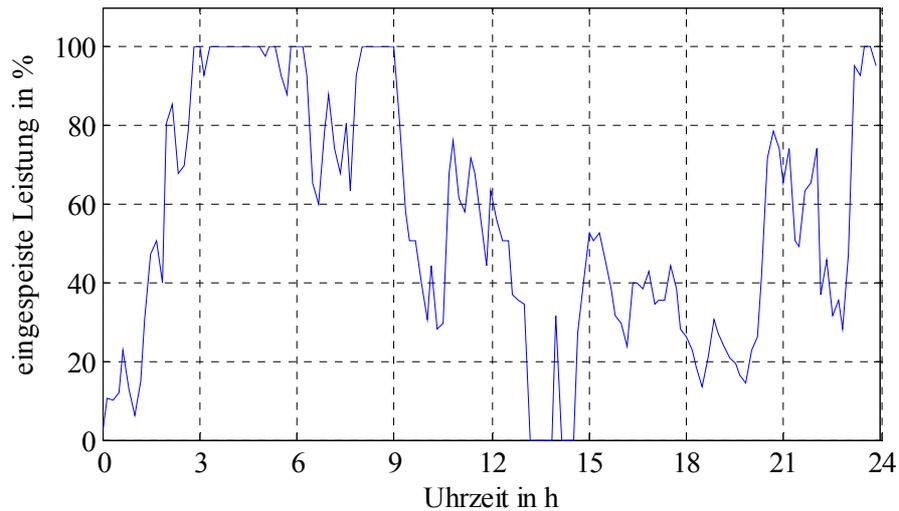


Abb. 8.1: exemplarische Einspeisezeitreihe über einen Tag

Es zeigt sich, dass die Anlage innerhalb kurzer Zeit ihr gesamtes Leistungsspektrum durchfährt und sich somit meist nur im Teillastbetrieb befindet. Aus diesem Grund erzielt beispielweise ein Laufwasserkraftwerk pro Jahr einen wesentlich höheren Energieertrag als eine Windkraftanlage mit derselben Engpassleistung.

Die innerhalb eines Jahres monatlich gemittelte, eingespeiste Leistung derselben exemplarischen Anlage aus Abb. 8.1 ist in Abb. 8.2 gegeben.

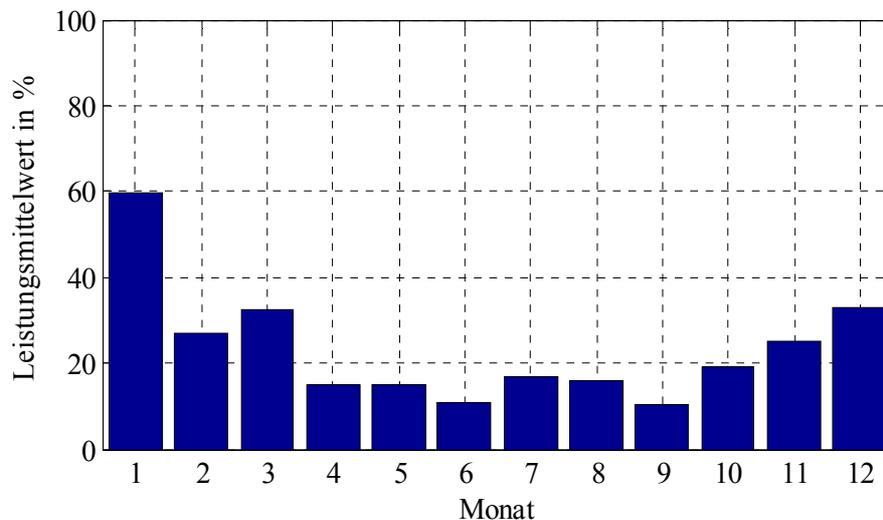


Abb. 8.2: monatlich gemittelte Leistung einer exemplarischen Windenergieanlage

Wesentliche Aspekte für die Integration der Windenergie in den konventionellen Kraftwerkspark sind die Volllaststunden bzw. der Jahresenergieertrag der Windenergieanlagen sowie die Volatilität und die Prognoseungenauigkeit des Windangebots. Untersuchungen der TenneT TSO GmbH (vorher E.ON Netz), die in ihrer Regelzone während des Betrachtungszeitraums etwa 7 GW installierte Windleistung aufweist, haben gezeigt, dass die dort bereitgestellte Windleistung innerhalb von 12 Stunden um etwa 6 GW schwanken kann [16].

8.3 Verfügbarkeit der Windleistung in Österreich

In guter Näherung lag die installierte Windleistung in Österreich von Anfang 2007 bis Ende 2010 bei knapp 1 GW. Während dieser Zeit haben die Anlagen nur selten mit ihrer Bemessungsleistung eingespeist und befanden sich überwiegend im Teillastbetrieb. Die Häufigkeitsverteilung ist in Abb. 8.3 dargestellt.

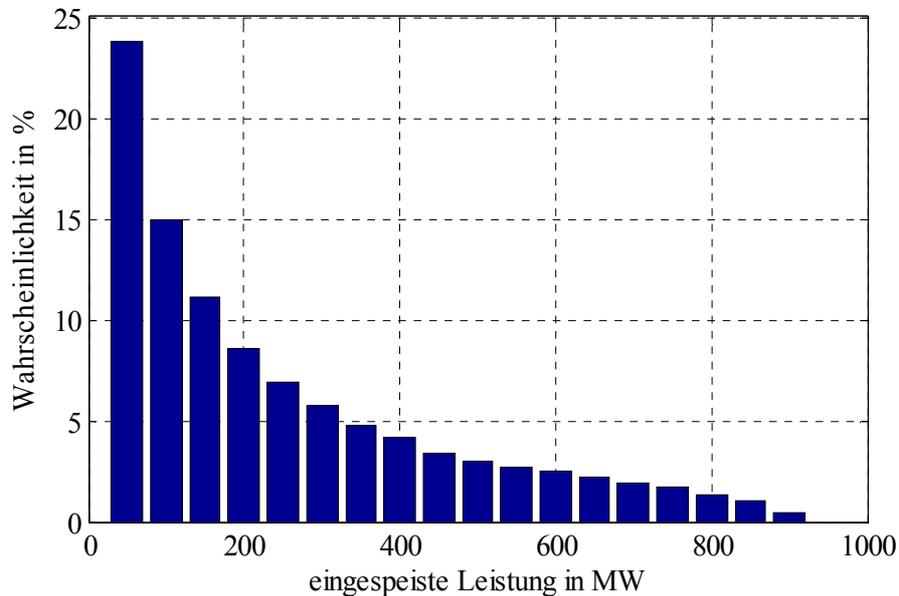


Abb. 8.3: Häufigkeitsverteilung der eingespeisten Windleistung

Die maximal eingespeiste Leistung in diesem Zeitraum betrug 900,6 MW, die minimale 31,4 kW. Das entspricht etwa 0,0032 %. Durch Sortieren der Einspeisezeitreihe in absteigender Reihenfolge entsteht die Dauerganglinie der Windleistung aus Abb. 8.4.

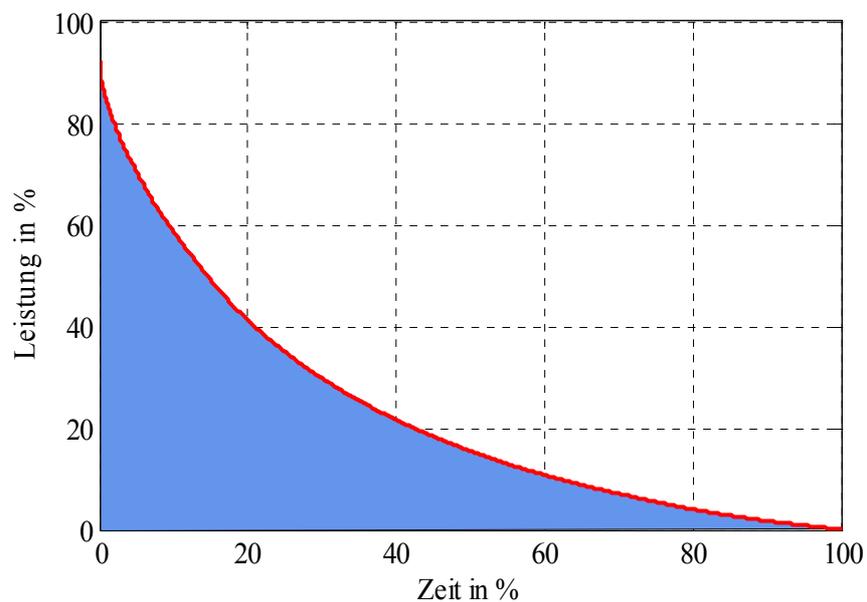


Abb. 8.4: Dauerganglinie der Windleistung in Österreich

Es zeigt sich, dass nur für etwa 15 % eines Betrachtungszeitraums – in der Regel ein Jahr – die eingespeiste Leistung mindestens halb so groß wie die installierte Leistung war. Für 80 % des Betrachtungszeitraums standen mindestens 10 % der Windleistung zur Verfügung und während 100 % der Zeit die oben genannten 0,0032 %.

Unter der Annahme, dass die Definition der gesicherten Leistung für Laufwasserkraftwerke (Leistung, die an 330 Tagen – rund 90 % – des Jahres überschritten wird) auch für Windenergieanlagen gilt, weisen diese eine gesicherte Leistung von knapp 2 % auf. Dieser Wert liegt deutlich unter dem von der dena veröffentlichten Wert von 5 % bis 10 % in Deutschland und kann nur mit der starken regionalen Konzentration der österreichischen Windenergieerzeugung begründet werden.

Die APG gibt für 2010 eine gesicherte Leistung von rund 78 % an, die auf einem Mix unterschiedlicher Kraftwerkstypen inklusive der Windenergie basiert. Durch Herausrechnen der Windenergie ergeben sich für den übrigen Kraftwerkspark exakt 83 %. Unter der Annahme, dass das Niveau der gesicherten Leistung von 78 % unverändert bleiben soll, müssen Reserven vorgehalten werden. Sie lassen sich für den weiteren Zubau der Windenergie mit Gl. (8.4) bestimmen.

$$83\% \cdot (1 - p_{\text{Wind}} - p_{\text{SK}}) + 2\% \cdot p_{\text{Wind}} + \nu p_{\text{SK}} = 78\% \quad (8.4)$$

Dabei ist p_{Wind} der Anteil der Windenergie und p_{SK} der Anteil der zusätzlichen heißen Reserve an der gesamten installierten Leistung. ν ist der Anteil der verlässlich verfügbaren Leistung der heißen Reserve und liegt bei Laufwasserkraftwerken bei 40 % und bei thermischen Kraftwerken um 90 %. Damit die relative gesicherte Leistung konstant bleibt, muss gelten

$$p_{\text{SK}} = \frac{83\% - 2\%}{\nu} p_{\text{Wind}} \quad (8.5)$$

Je nach Höhe von ν folgt daraus, dass für jedes Megawatt Windenergie zwischen 1,01 MW im Fall von Kohlekraftwerken, bzw. 2,28 MW im Fall von Laufwasserkraftwerken als Schattenkraftwerksleistung verfügbar sein müssen, damit die gesicherte Leistung auf konstant hohem Niveau bleibt. Eine offizielle Richtlinie oder Empfehlung über die Höhe der gesicherten Leistung pro Regelzone gibt es nicht. Es erscheint aber sinnvoll, diese etwa so hoch wie die Maximallast zu dimensionieren.

8.4 Auswirkung von Prognoseungenauigkeiten

Abweichungen zwischen der prognostizierten und tatsächlich eingespeisten Windleistung lassen sich zwar reduzieren, aber nicht völlig vermeiden. Die heutigen Verfahren sind in der Lage, die Tagesenergiemenge und die zu erwartende Spitzenleistung relativ gut abzuschätzen. Die größten Unsicherheiten liegen in der zeitlichen Korrelation von prognostizierter und tatsächlicher Windzeitreihe. Insbesondere an Tagen, an denen die Windleistung hohe Flanken aufweist, z. B. beim Durchzug einer Sturmfront, kommt es kurzfristig zu sehr großen Prognosefehlern. Diese können sowohl ein positives als auch ein negatives Vorzeichen aufweisen, d. h. die Windleistung ist zu hoch bzw. zu niedrig abgeschätzt worden. Dieser Differenz kann durch den Einsatz von schnell regelbaren Kraftwerken entgegen gewirkt werden.

In Tabelle 21 sind für die österreichische Regelzone dargestellt:

- Median und Standardabweichung des Prognosefehlers für alle Werte
- Median und Standardabweichung des Prognosefehlers für alle zu hoch abgeschätzten Werte
- Median und Standardabweichung des Prognosefehlers für alle zu niedrig abgeschätzten Werte

Der relative Prognosefehler wird für jeden Zeitpunkt bestimmt zu

$$\Delta p = \frac{P_{\text{Wind}} - P_{\text{FPL}}}{P_{\text{inst}}} \quad (8.6)$$

Dabei ist P_{Wind} die tatsächlich eingespeiste Windleistung, P_{FPL} die für diesen Zeitpunkt prognostizierte Leistung (Fahrplan) und P_{inst} die gesamte installierte Windleistung.

Tabelle 21: statistische Daten des Prognosefehlers

	2007	2008	2009	2010
Median (alle Werte)	- 2,04 %	- 1,64 %	-1,89 %	-1,07 %
Standardabweichung (alle Werte)	12,63 %	11,42 %	10,71 %	9,64 %
Median (zu hohe Prognose)	8,07 %	6,90 %	6,65 %	6,13 %
Standardabweichung (zu hohe Prognose)	8,44 %	9,13 %	8,31 %	8,05 %
Median (zu niedrige Prognose)	- 6,00 %	-5,40 %	-5,27 %	-4,17 %
Standardabweichung (zu niedrige Prognose)	8,56 %	6,74 %	6,60 %	5,11 %

Es zeigt sich, dass die Windleistung tendenziell eher zu hoch abgeschätzt wird, da der Median für alle Werte negativ ist. Diese Erkenntnis gilt sowohl für die Anzahl der Prognosewerte als auch für den Betrag der Differenz. Die Prognosegüte ist innerhalb der letzten vier Jahre stetig besser geworden, da Median und Streuung betragsmäßig kleiner geworden sind. Dies wird auch in der Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler der vergangenen Jahre in Abb. 8.5 deutlich. In den betrachteten vier Jahren wurden etwa 43 % der Werte zu niedrig und entsprechend 57 % der Werte zu hoch abgeschätzt.

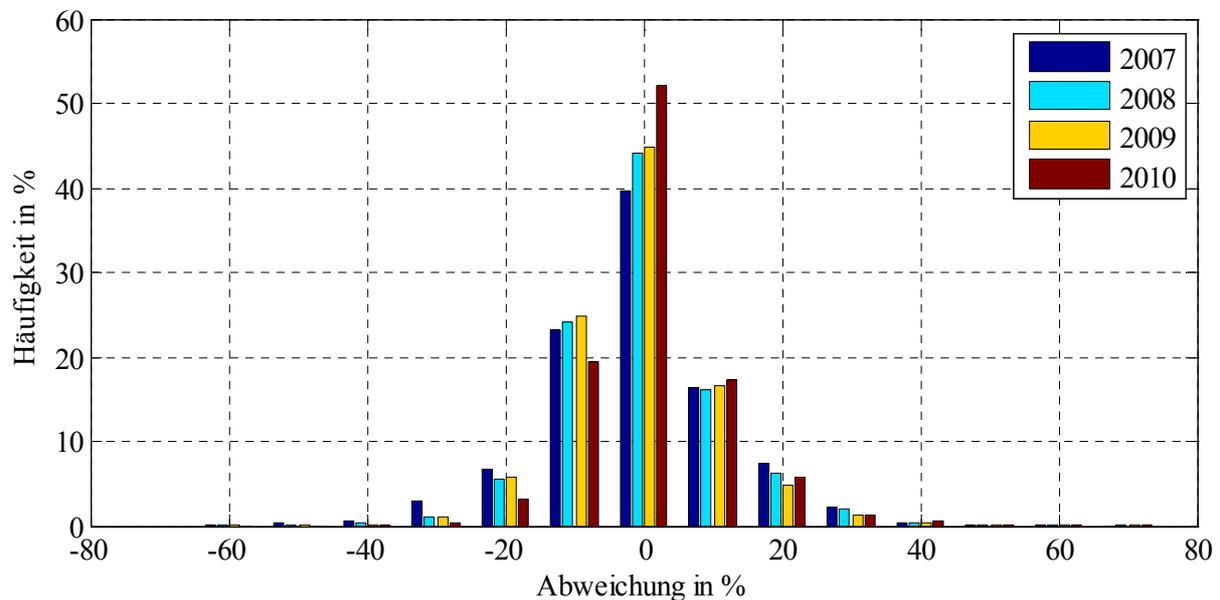


Abb. 8.5: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler der vergangenen Jahre

Von den Jahren 2007 bis 2010 liegen aus der österreichischen Regelzone vor:

- Viertelstundenwerte der prognostizierten Windleistung und -energie
- Viertelstundenwerte der tatsächlich eingespeisten Windleistung und -energie
- Viertelstundenwerte der benötigten Ausgleichsenergie

Anhand dieser zugrundeliegenden Daten kann eine lineare Korrelation zwischen der Prognoseabweichung ΔW_{Wind} und dem Bedarf an Ausgleichsenergie ΔW_{RZ} für alle n vorliegenden Viertelstundenwerte mithilfe des Korrelationskoeffizienten

$$\rho = \frac{\frac{1}{n} \sum_{\mu=1}^n \left(\Delta W_{\text{Wind},\mu} - \frac{1}{n} \sum \Delta W_{\text{Wind}} \right) \left(\Delta W_{\text{RZ},\mu} - \frac{1}{n} \sum \Delta W_{\text{RZ}} \right)}{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{\mu=1}^n \left(\Delta W_{\text{Wind},\mu} - \frac{1}{n} \sum \Delta W_{\text{Wind}} \right)^2} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{\mu=1}^n \left(\Delta W_{\text{RZ},\mu} - \frac{1}{n} \sum \Delta W_{\text{RZ}} \right)^2}} \quad (8.7)$$

nachgewiesen werden. Für die Jahre 2007 bis November 2010 liegt er bei

$$\rho = 0,704 \quad (8.8)$$

Betragsmäßig kann der Korrelationskoeffizient zwischen 0 (nicht korreliert) und 1 (vollständig korreliert) liegen. Nach Cohen gelten die in Tabelle 22 angegebenen Werte für den Korrelationskoeffizienten, um eine Aussage über die Effektstärke, das heißt den Einfluss einer Größe auf die andere, zu treffen [11].

Tabelle 22: Richtwerte zur Abschätzung der Effektstärke

Korrelationskoeffizient	0,1	0,3	0,5
Effektstärke	klein	mittel	groß

Dem Prognosefehler ist folglich ein hoher Einfluss auf die Vorhaltung von Ausgleichsenergie zuzuschreiben. Dies untermauert auch die grafische Darstellung des Prognosefehlers und des Ausgleichsenergiebedarfs als Punktwolke in Abb. 8.6. Zusätzlich ist auch die Ausgleichsgerade gegeben.

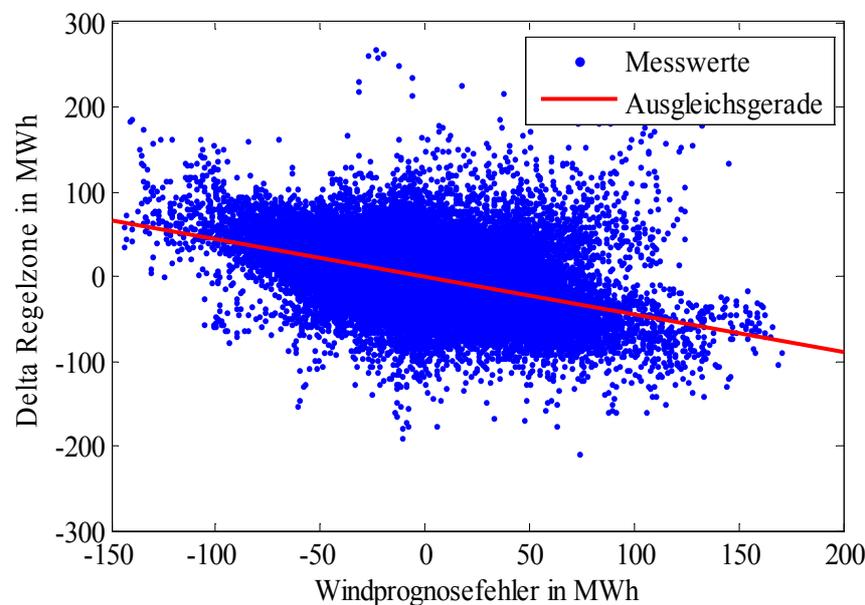


Abb. 8.6: Korrelation zwischen Ausgleichsenergie und Prognosefehler

Windenergieanlagen erhöhen also aufgrund ihres schlecht vorhersagbaren Einspeiseverhaltens maßgeblich den Bedarf an Minutenreserve. Dieser kann allerdings durch verbesserte Verfahren und durch kürzere Prognoseintervalle deutlich verringert werden. Detaillierte Untersuchungen hierzu finden sich in Kapitel 8.7.

Wie in Abb. 8.5 deutlich wird, ist der Prognosefehler annähernd normal verteilt mit einem leichten Hang zur Überschätzung der Windleistung. Die Standardabweichung liegt im Bereich um 9,5 % bezogen auf die installierte Leistung und konnte in den vergangenen Jahren stetig verbessert werden. Der betragsmäßig größte Prognosefehler der vergangenen vier Jahre liegt bei 70,35 %, woraus sich je nach Zubauszenario eine Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Windeinspeisung von 1.190 MW bis 1.610 MW ergeben kann, wenn kein Überschuss- bzw. Defizitrisiko in Kauf genommen wird. Durch Anwendung stochastischer Methoden zur Abschätzung der Prognosefehlerwahrscheinlichkeit, der Definition vertretbarer Überschuss- und Defizitrisikogrenzen und natürlich durch Verbesserung der Prognosegüte lässt sich dieser Wert noch deutlich reduzieren.

8.5 Beitrag von Windenergieanlagen zur Primärregelung

Eine Reihe von Studien [7], [13], [16], [32], [44], [55] haben belegt, dass es technisch möglich ist, Windenergieanlagen nicht nur an den Kosten für Regelreserven sondern auch an deren Vorhaltung zu beteiligen. Dies gilt insbesondere für die Vorhaltung von Primärregelreserven. Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung ist die Windenergie nicht in der Lage, zuverlässig Sekundär- und Minutenreserve bereit zu stellen [32].

Grundlage aller Überlegungen muss sein, dass sich durch den Verzicht auf einen Teil der konventionellen Kraftwerksleistung zur Höchstlastdeckung das Niveau der Versorgungssicherheit nicht verschlechtert. Da die Einspeisung von Windenergie theoretisch zwischen 0 % und 100 % liegen kann, wird in [16] davon ausgegangen, dass lediglich 8 % der installierten Windleistung als gesicherte Erzeugungsleistung angesehen werden und dementsprechend konventionelle Kraftwerke ersetzen kann. Bis 2020 wird dieser Anteil auf 4 % sinken, denn je höher der Anteil der Windenergie mit ihrer im Vergleich zu hydraulischen und thermischen Kraftwerken geringen Verfügbarkeit im Gesamtsystem wird, desto geringer ist ihr relativer Beitrag zur gesicherten Leistung.

Eine Teilnahme der Windenergieanlagen an der Primärregelung ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn Windgeschwindigkeiten größer als 8 m/s zur Verfügung stehen. In solchen Starkwindzeiten, insbesondere wenn sich die Anlage bereits im Leistungsbegrenzungsbetrieb befindet, kann sie zuverlässig Primärregelleistung zur Verfügung stellen [44], [55].

Laut Operation Handbook der ENTSO-E Kontinentaleuropa muss eine an der Primärregelung beteiligte Erzeugungseinheit ± 2 % ihrer installierten Leistung mindestens jedoch ± 2 MW bereitstellen [26]. Da sämtliche Einzelanlagen und selbst Windparks kleiner 100 MW an diesen Kriterien scheitern würden, wird darüber nachgedacht, speziell für Windenergieanlagen die 2-MW-Grenze aufzuheben und dafür einen Leistungskorridor von ± 4 % anzusetzen. Eine Pitch-geregelte Anlage realisiert einen Leistungssprung von 4 % durch Verstellen des Pitch-Winkels um weniger als 1°. Die Vorgaben können somit sehr schnell ausgeführt und die geforderte Zeitgrenze von 30 s bis zur vollständigen Aktivierung eingehalten werden. Wechselwirkungen mit der ebenfalls über Pitch-Regelung realisierten Anlagensicherung lassen sich gut verhindern [16].

Mittlerweile dürfen nach [6] neue Windenergieanlagen vom Netzbetreiber bei Starkwind notfalls gedrosselt werden, wenn die Netzstabilität anderenfalls nicht mehr gewährleistet werden kann. Darüber hinaus müssen die Anlagen die Netzanschlussregeln der Netzbetreiber erfüllen, was beispielsweise dazu führt, dass die Windenergieanlage bei einem Kurzschluss im Netz bis zu drei Sekunden auf den Kurzschluss speisen muss (Fault Ride Through), um nicht durch eine Abschaltung den Spannungstrichter weiter zu vergrößern bzw. den Wegfall von Erzeugerleistung auszuweiten.

Eine entscheidende Frage wirft die Vergütung der Anlagendrosselung auf. Zur Ermittlung der Strompreise muss jeder Betreiber für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das

sich aus einem Preis und der Menge Strom, die zu diesem Preis produziert werden kann, zusammensetzt. Der Betreiber wird dabei in der Regel die Bemessungsleistung seines Kraftwerks zu dessen Grenzkosten anbieten, die in guter Näherung als konstant angenommen werden dürfen. Die Börse sammelt alle Angebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die merit order, die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Die Börse erteilt nun in preislich aufsteigender Reihe den Kraftwerken einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten berücksichtigten Kraftwerks bestimmt den Strompreis, der dann für alle Lieferverträge bindend ist. Bei einer großen prognostizierten Windleistung sinkt der Strompreis, da teure Kraftwerke dann keinen Zuschlag erhalten [5].

Aus diesem Grund, und weil eine feste Einspeisevergütung unabhängig von äußeren Einflüssen gezahlt wird, haben Windanlagenbetreiber derzeit keine Anreize für last- oder strompreisabhängige Einspeisung. Darüber hinaus spart der Betreiber bei Drosselung seiner Anlage keine Brennstoffkosten sondern nutzt den kostenlosen Primärenergieträger Wind nicht vollständig aus. Daher muss eine Vergütung der Regelleistungsbereithaltung mindestens in Höhe der Einspeisevergütung gezahlt werden, damit sich eine Beteiligung für den Anlagenbetreiber lohnt. Zusätzlich wird es erforderlich sein, die Primärregelleistung in kürzeren Intervallen, die sich an die Prognosehorizonte anlehnen, zu handeln.

Unter Berücksichtigung aller oben genannten Gesichtspunkte erscheint es derzeit nicht sinnvoll, Windenergieanlagen an der Vorhaltung von Primärregelreserven zu beteiligen.

8.6 Bemessung und Kosten für Primär- und Sekundärregelreserven

Durch die Vorhaltung von Regelreserven entstehen dem Regelzonenführer Kosten, an deren Deckung sich gemäß § 8 der SNT-VO 2010 alle Erzeuger mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW durch Zahlung eines Systemdienstleistungsentgelts beteiligen.

8.6.1 Primärregelleistung

In Abb. 8.7 sind die wöchentlichen Durchschnittspreise für Primärregelreserve für die erste Jahreshälfte 2010 dargestellt.

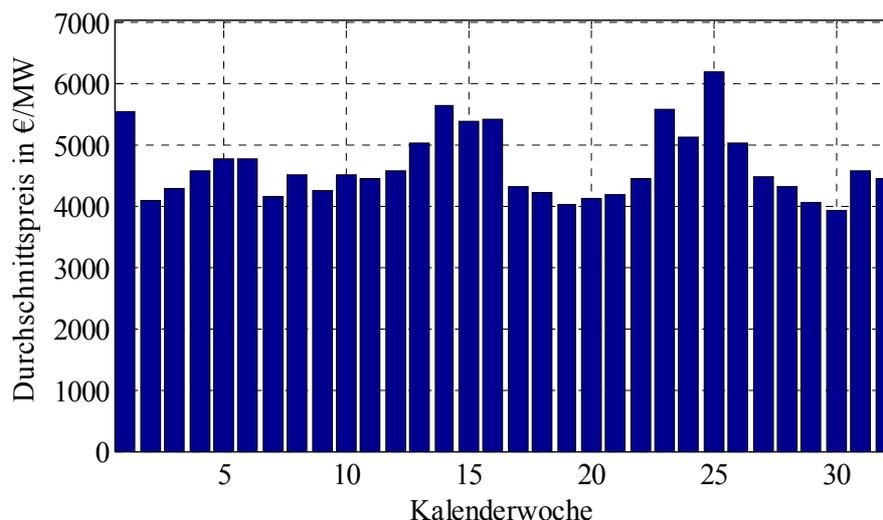


Abb. 8.7: Durchschnittspreis der Primärregelreserve

Die Primärregelung wird zum Beispiel durch Androsseln des Turbineneinlassventils in großen thermischen Kraftwerken realisiert. Das Kraftwerk fährt also im Normalbetrieb leicht androsselt, wodurch dem Kraftwerksbetreiber Kosten entstehen. In Österreich wird der Großteil der Primärregelreserven allerdings von hydraulischen Kraftwerken vorgehalten.

Die Beschaffung von Primärregelreserve erfolgt per Ausschreibung. Qualifizierte Anbieter von Primärregelleistung geben am Mittwoch ein Angebot über mindestens 2 MW für die gesamte Folgewoche ab. Reichen die Angebote nicht aus, um die zu diesem Zeitpunkt geforderten 76 MW zu decken, werden gegebenenfalls weitere Auktionen durchgeführt. Die günstigsten Anbieter erhalten den Zuschlag.

An den Kosten für die Aufbringung von Primärregelleistung beteiligen sich alle Kraftwerke und Kraftwerksparks mit einer installierten Leistung größer oder gleich 5 MW im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmenge [5].

Derzeit beteiligt sich die Windenergie nicht an der Aufbringung von Primärregelleistung. Beim momentan verwendeten Auktionshorizont von einer Woche wird es den Windparkbetreibern aufgrund der schlechten Prognostizierbarkeit auch nicht möglich sein, verlässlich Primärregelreserven anzubieten und somit direkten Einfluss auf den Durchschnittspreis zu nehmen. Durch die Vergrößerung der installierten Kraftwerksleistung in Österreich wird sich der Aufteilungsschlüssel aber dahingehend verschieben, dass zukünftig mehr Primärregelreserven vorgehalten werden müssen, wenn in den anderen Regelzonen des Verbundnetzes prozentual weniger Kraftwerksleistung hinzugebaut wird. D. h. weitere, teurere Angebote müssen berücksichtigt werden, so dass der Preis mittelfristig steigen wird. Eine genaue Quantifizierung ist aber aufgrund des Auktionscharakters und der damit einhergehenden Volatilität des Preises, die sich auch in Abb. 8.7 zeigt, kaum möglich.

8.6.2 Sekundärregelleistung

Um auch in die Sekundärregelung Marktmechanismen einzubringen, wird die von Sekundärregelenergiebereitstellern in einer Woche erbrachte Energie im Nachhinein ausgeschrieben. Entsprechend den Bestimmungen in den Marktregeln wird die dabei gelieferte bzw. zurückgenommene Energie ex post wöchentlich von APCS nach Bezug und Lieferung summiert und in der Folge in Form eines Naturalaustausches an den Erzeuger zurückgeliefert.

Im Zuge der Ausschreibung dieser Rücklieferprodukte wird eine Umwertung vorgenommen. Die für die Sekundärregelung gelieferte Energiemenge wird in Form von Spitzenlastprodukten (Peak 08-20) an die Erzeuger zurückgeliefert. Für die von den Erzeugern übernommene Sekundärregelenergie müssen diese die Hälfte der Energiemenge in Form von Grundlastprodukten (Base 00-24) zurückliefern.

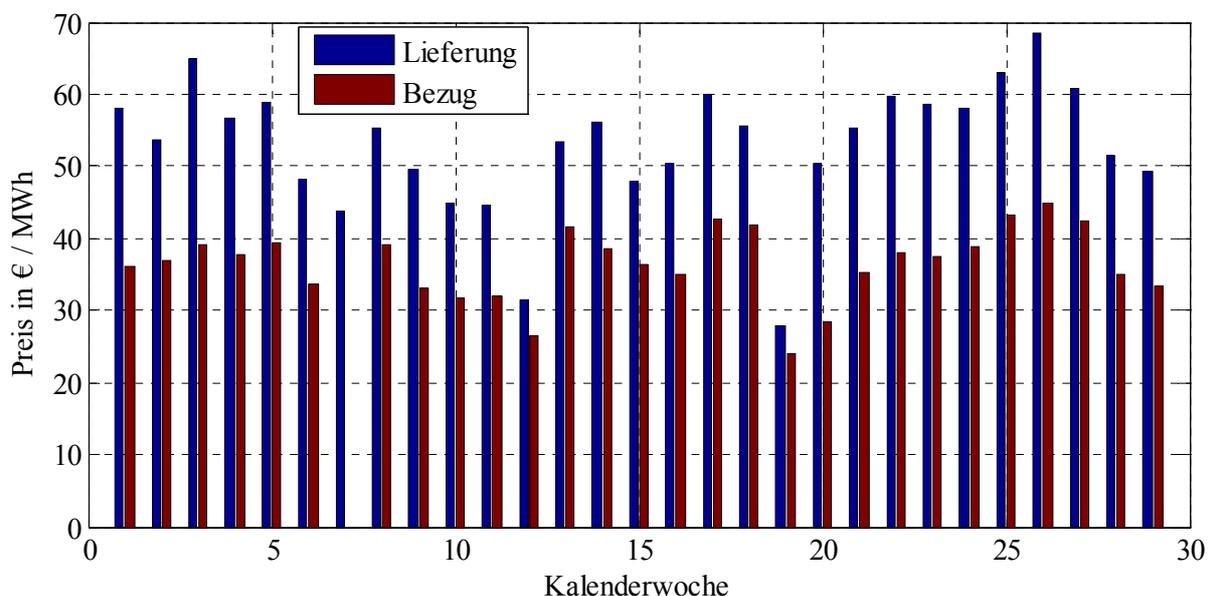


Abb. 8.8: Liefer- und Bezugskosten für Sekundärregelenergie

Da die Windenergie gemäß Bemessungsformel der ENTSO-E Kontinentaleuropa keinen Einfluss auf die vorzuhaltende Menge an Sekundärregelleistung aufweist und zudem selbst nicht in der Lage ist solche anzubieten, lässt sich auch kein Einfluss auf die Kosten für Sekundärreserven ausmachen.

8.6.3 Beteiligung der Windenergie an den Kosten für Sekundärregelreserve

Im österreichischen System der Netztariffierung werden die Leistungsvorhaltungskosten für Sekundärregelung auf alle Erzeuger mit einer Engpassleistung von über 5 MW umgelegt. Dabei bilden mehrere Erzeugungsanlagen, die über ein gemeinsames Übertragungsmedium an denselben Netzknoten angeschlossen sind und dort in das öffentliche Netz einspeisen, bei der Bewertung der Engpassleistung einen Kraftwerkspark („zusammenhängendes Kraftwerk“).

Es ist technisch nachweisbar, dass sich für den Netzbetreiber durch die Zusammenlegung mehrerer Erzeugungsanlagen an einem Netzknoten zu einem Kraftwerkspark in der Netzführung keine technisch relevanten Auswirkungen ergeben. Am Netzknoten addieren sich die eingespeisten Ströme bevor sie weiter in das Netz fließen, sodass es für den Netzbetreiber unter normalen Betriebsbedingungen technisch irrelevant ist, ob eine Vielzahl von Generatoren, die alle am selben Netzknoten einspeisen dies über ein gemeinsames Übertragungselement oder getrennt voneinander tun. Eine getrennte Einspeisung ist jedoch unter Berücksichtigung, dass für den Netzanschluss ein technisch geeigneter Anschlusspunkt zu definieren ist, in der Regel nicht zielführend.

Unter Vernachlässigung von Abschattungseffekten verhalten sich viele kleine Anlagen an ein und demselben Knoten unabhängig von der Art des Netzanschlusses wie eine fiktive große Anlage mit kumulierter Bemessungsleistung. Dies gilt sowohl für Windkraftwerke als auch für jede andere Art von Erzeugungsanlagen unabhängig vom verwendeten Primärenergieträger. Der Netzbetreiber kann alle Anlagen hinter dem Netzanschlusspunkt als „black box“ betrachten.

Für den Anlagenbetreiber ergibt sich im Fall von Kraftwerkspark durch die Nutzung eines gemeinsamen Übertragungselements ein ökonomischer Vorteil sowohl bei den laufenden Kosten als auch bei der Erstinvestition, da die Kosten für den Netzanschluss geringer gehalten werden können.

Für einen sicheren und stabilen Betrieb des elektrischen Energieversorgungsnetzes ist die Vorhaltung von Regelreserven unerlässlich. Insbesondere im Hinblick auf die Vorhaltung von Sekundärregelreserven ist die gesamte innerhalb der Regelzone installierte Leistung maßgeblich und weniger die Leistungen einzelner Generatoren, unabhängig davon, ob es sich dabei um eine Einzelanlage oder eine Anlage in einem Kraftwerkspark bzw. zusammenhängenden Kraftwerk handelt.

Durch die unregelmäßige Erzeugungscharakteristik von Windkraftanlagen steigt der Bedarf an vorzuhaltender Ausgleichsenergie. Insbesondere deshalb ist es sinnvoll, diese Erzeugungsanlagen zumindest ab einer gewissen Größenordnung an den Kosten zur Vorhaltung von Regelenergie zu beteiligen.

Unter den Aspekten des Netzbetriebs, der Regelleistung und der Wirtschaftlichkeit zeigt sich zusammenfassend, dass es sachgerecht ist, mehrere Generatoren, die über ein gemeinsames Übertragungselement in denselben Netzknoten einspeisen, zu einer Erzeugungseinheit zusammenzufassen.

8.7 Bemessung und Kosten für Ausgleichsenergie

Die Höhe der vorzuhaltenden Regelreserve innerhalb einer Regelzone ist abhängig von der Zusammensetzung und der gesamten installierten Leistung aller Erzeugungsanlagen, der dort vorhandenen Last sowie den sich daraus ergebenden Leistungssprüngen, die durch das fluktuierende Einspeiseverhalten dargebotsabhängiger Erzeuger weiter erhöht werden können. Dieser negative Effekt wird stärker mit der Summe an installierter Leistung von z. B. Windenergieanlagen. Das heißt, je höher die Summenleistung der in einer Regelzone installierten Windkraftwerke ist, umso mehr Regelreserven müssen bereitgehalten werden und umso höher sind die Kosten für die Regelenergie.

Neben den ökonomischen Aspekten muss bei der Betrachtung der vorzuhaltenden Regelreserve aber auch beachtet werden, dass eine Erzeugungsanlage mit höherer Bemessungsleistung einen höheren Bedarf an Regelreserve verursacht, als eine Erzeugungsanlage mit geringer Engpassleistung. Daraus folgt auch, dass der Beitrag von Erzeugungsanlagen mit größerer Engpassleistung, wie dies bei Kraftwerksparkes der Fall ist, an der vorzuhaltenden Regelleistung entsprechend größer sein muss.

Des Weiteren ergibt sich aus der volatileren Erzeugungsscharakteristik, dass die vorzuhaltende Regelleistung bei Windkraftwerksparkes höher ist als die von Laufwasserkraftwerken oder vergleichbaren Kraftwerkstypen mit gleicher installierter Leistung.

Darüber hinaus muss in Kauf genommen werden, dass durch die hohe Volatilität der Windeinspeisung Kostenerhöhungen etwa durch die unetigere Fahrweise der Kraftwerke oder die schlechtere Planbarkeit des Kraftwerkeinsatzes entstehen können. Investitions- oder Revisionsplanungen können eventuell nur noch über Wahrscheinlichkeitsrechnungen erfolgen.

8.7.1 Ursachen für Bilanzungleichgewichte

Die gesamte verfügbare Reserveleistung für Ausgleichsenergie muss mindestens so groß sein, wie die Wirkleistung des größten im eigenen Zuständigkeitsbereich eingesetzten Kraftwerksblockes [26]. Damit sollen die durch Wirkleistungsausfälle im eigenen Zuständigkeitsbereich entstandenen Abweichungen der vereinbarten Übergabeleistungen wieder ausgeglichen und die trotz eingesetzter Sekundärregelung bestehen gebliebene, globale Frequenzabweichung schnell genug ausgeregelt werden.

Neben dieser festgelegten Mindestgröße, die auch in den TOR festgehalten wurde, kann die Menge an vorzuhaltender Ausgleichsenergie auch durch detaillierte Betrachtung genauer bestimmt und die Auswirkungen einzelner Einflussfaktor näher beleuchtet werden. Störungen in der Leistungsbilanz einer Regelzone können unterschiedliche Gründe haben:

- **Stochastisches Verhalten von Lasten:** Obwohl insbesondere Lasten ein tagesperiodisches Verhalten aufweisen, finden Prozesse nicht immer täglich und so gut wie nie exakt zur selben Zeit statt. Es kommt zu zeitlichen Verschiebungen, die sich allerdings über die große Anzahl von Lasten teilweise wieder relativieren. Das Verhalten solcher kumulierter Lasten lässt sich zwar z. B. durch Lastprofile annähernd abschätzen bzw. im Fall großer Lasten durch Fahrpläne organisieren, jedoch nicht genau bestimmen. Die verbleibende Differenz muss durch Reserveleistung gedeckt werden.
- **Prognosefehler bei Erzeugung:** Im Gegensatz zu fahrplangesteuerten konventionellen Kraftwerken, speisen dargebotsabhängige Erzeuger wie z. B. die Windenergie im Regelfall mit der gerade maximal möglichen Leistung in das Netz ein. Sie haben dabei eine Vorrangstellung, so dass im Fall des Angebotsüberschusses konventionelle Kraftwerksleistung gesenkt werden muss oder Speicherkraftwerke die

zusätzliche Leistung aufnehmen müssen. Das Einspeiseverhalten dieser zumeist hochvolatilen Erzeuger kann nicht genau vorhergesagt werden. Gängige Prognosehorizonte liegen zwischen mehreren Stunden bis zu einigen Tagen, wobei der Prognosefehler mit länger werdendem Intervall deutlich ansteigt. Die Differenz zwischen Prognose und tatsächlich verfügbarer dargebotsabhängiger Einspeisung ist durch Reserveleistung auszugleichen.

- **Leistungssprünge durch Fehler in Betriebsmitteln:** Fehler in Betriebsmitteln können dazu führen, dass Erzeugungseinheiten oder Lasten vom öffentlichen Netz getrennt werden. Auf diese Weise entsteht ein unerwartetes positives oder negatives Ungleichgewicht zwischen bezogener und erzeugter Leistung. Nach dem sofortigen Einschreiten der Primär- und Sekundärregelung wird diese Differenz aus technischen und ökonomischen Gründen schlussendlich mit Minutenreserve ausgeglichen.
- **Unfähigkeit von Kraftwerken, Fahrplansprünge nachzufahren:** Sprünge in Kraftwerksfahrplänen oder der gehandelten Regelzonenbilanz können insbesondere von thermischen Kraftwerken nicht umgehend umgesetzt werden. Zum Schutz von Einrichtungen und Betriebsmittel fahren diese Kraftwerke den Sprung als Rampe nach. Um den geplanten Sprung herum kommt es also zu Abweichungen zwischen geplanter und tatsächlicher Leistung.
- **Kraftwerksausfall:** Störungsbedingte, unerwartete Ausfälle haben einen großen Einfluss auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung. Dies gilt sowohl für die Schnellabschaltung als auch für eine unerwartete Leistungsbeschränkung. Beide Fälle treten laut VGB Nicht-Verfügbarkeitsstatistik nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auf, die u. a. abhängig vom Kraftwerkstyp ist [53].

8.7.2 Methode zur Bemessung von Ausgleichsleistung und -energie

Alle genannten Einflussgrößen weisen stochastisches Verhalten auf und lassen sich als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ausdrücken.

- **Lastprognosefehler** innerhalb eines Bilanzkreises können als mittelwertfreie Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 0,5 % bis 3 % der Regelzonenhöchstlast modelliert werden [9]. Alternativ besteht die Möglichkeit, Prognosewerte und gemessene Lastzeitreihen aus der Vergangenheit genauer zu untersuchen und eine entsprechende Verteilfunktion h_{Last} aufzustellen.
- **Prognosefehler volatiler Einspeiser** werden aufgrund der Verhältnisse der installierten Leistungen stark durch Fehler bei der Windleistungsprognose dominiert. Auch hier ergibt sich eine annähernd normal verteilte Funktion h_{Wind} allerdings mit einer leichten Tendenz zur Überschätzung des Winddargebots.
- **Fahrplansprünge** werden vom Kraftwerk durch eine Rampenfunktion nachgefahren. Für die Dauer von rund 10 min kommt es so zu einer erheblichen Abweichung vom Sollwert. Die Wahrscheinlichkeitsfunktion hierfür ist h_{Fahrplan} .
- **Ausfälle und Leistungsbeschränkungen von Kraftwerken** können der Störungsstatistik entnommen werden. Es ergibt sich die Wahrscheinlichkeitsfunktion h_{Ausfall} für den Wegfall einer bestimmten Kraftwerksleistung.
- Auch **Betriebsmittelfehler** und deren Auswirkungen sind in Störungsstatistiken erfasst. Es ergibt sich die Wahrscheinlichkeitsfunktion h_{Fehler} für eine positive oder negative Abweichung vom Sollwert.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Wahrscheinlichkeitsfunktionen der genannten Einflussgrößen unkorreliert sind. Unter dieser Voraussetzung kann eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion durch Faltung der einzelnen Funktionen gebildet werden. Die Faltungsoperation ist assoziativ und kommutativ. Die Reihenfolge der Faltung der Einflussfaktoren spielt daher keine Rolle. Die Gesamtwahrscheinlichkeitsdichtefunktion ergibt sich zu

$$h_{\text{ges}}(p) = h_{\text{Last}}(p) * h_{\text{Wind}}(p) * h_{\text{Ausfall}}(p) * h_{\text{Fehler}}(p) * h_{\text{Fahrplan}}(p) \quad (8.9)$$

Die resultierende Dichtefunktion enthält die Wahrscheinlichkeiten für ein positives oder negatives Bilanzungleichgewicht. Die Ränder geben jeweils die technisch mögliche, größte Abweichung wieder. Die Wahrscheinlichkeit dafür liegt entsprechend bei nahezu Null, so dass die Vorhaltung von Regelleistung in dieser Menge ökonomisch unsinnig ist. Stattdessen haben sich Überschuss- und Defizitwahrscheinlichkeitsgrenzen etabliert, die in Deutschland beide bei 0,1 % liegen. Das heißt, die Reserveleistung wird so bemessen, dass sie mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,9 % ausreicht.

In Abb. 8.9 ist hierfür ein Beispiel gegeben. Die blau dargestellte resultierende Verteilungsfunktion zeigt, dass technisch Abweichungen von ± 20 MW möglich wären und vorgehalten werden müssten. Durch die Definition der beiden in rot dargestellten Grenzwerte P_D und P_U würde die vorzuhaltende Reserveleistung auf $\pm 17,5$ MW reduziert.

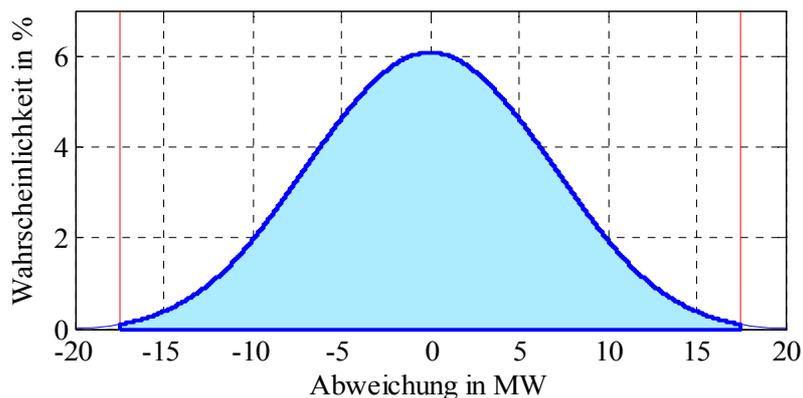


Abb. 8.9: Bestimmung der Minutenreserveleistungsgrenzen

Die Obergrenze der zu erwartenden Menge an Ausgleichsenergie ergibt sich aus dem Integral der Verteilungsfunktion multipliziert mit dem Leistungswert. Für positive Regelleistung

$$W_+ = 8760 \text{ h} \cdot \int_{-\infty}^0 p \cdot h_{\text{ges}}(p) dp \quad (8.10)$$

und für negative Regelleistung entsprechend

$$W_- = 8760 \text{ h} \cdot \int_0^{\infty} p \cdot h_{\text{ges}}(p) dp \quad (8.11)$$

8.7.3 Bemessung der Ausgleichsenergie für Österreich

Im Folgenden soll die vorzuhaltende Menge an Ausgleichsenergie für Österreich bestimmt werden. Hierzu werden folgende Annahmen gemacht:

- Der Lastprognosefehler ist mittelwertfrei, normal verteilt und weist eine Standardabweichung von 0,7 % der Netzhöchstlast auf. Sie lag 2009 bei 9.815 MW [25].

- Der Prognosefehler der Windleistung ist wie in Kapitel 8 beschrieben verteilt. Um unterschiedliche Prognosehorizonte vergleichen und zukünftig Verbesserungen der Prognosegüte abschätzen zu können, werden unterschiedliche Szenarien durchgerechnet. Entsprechend Kapitel 8 werden folgende Standardabweichungen angenommen:
 - Istwert von 2010: 9,64 %
 - Theoretischer Prognosefehler von 12 %
 - Theoretischer Prognosefehler von 8 %
 - Theoretischer Prognosefehler von 5 %
- Die installierte Leistung thermischer Kraftwerke in der Regelzone APG liegt bei 7.657 MW.
- Für die Kraftwerksausfälle wird die Ausfallstatistik der VGB Powertech Essen hinterlegt [53].
- Der Einfluss von Betriebsmittelfehlern wird vernachlässigt.
- Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke sind ausfallsicher und können Fahrplansprünge exakt nachfahren.

Die Bandbreite des Ausbauszenarios 1 (700 MW) ist grün hinterlegt, das darüber hinaus gehende Ausbauszenario 2 (1.300 MW) in blau. Die Entwicklung der vorzuhaltenden negativen Ausgleichsleistung ist in Abb. 8.10 dargestellt.

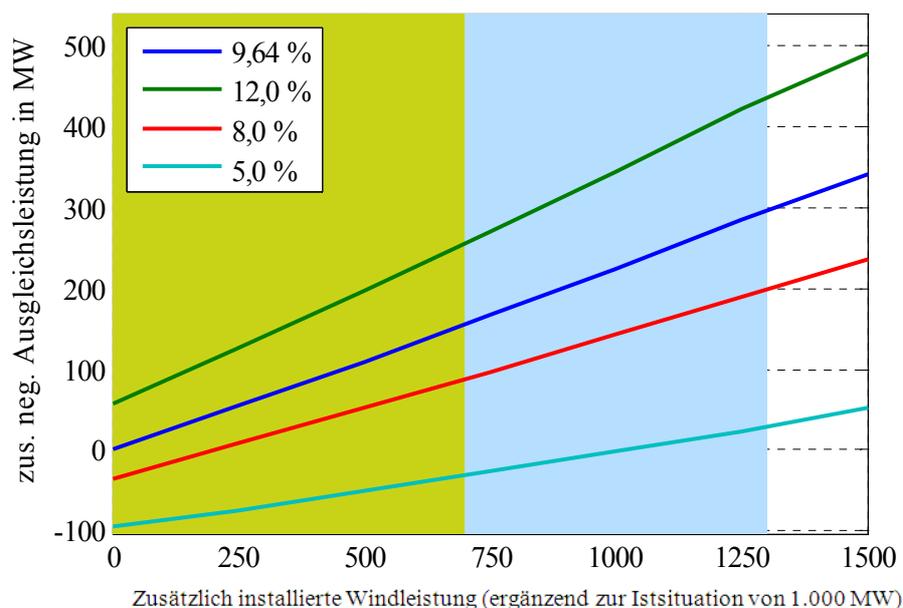


Abb. 8.10: Entwicklung der negativen Ausgleichsleistung

Es zeigt sich, dass die Prognosegüte einen starken Einfluss auf die vorzuhaltende negative Ausgleichsleistung aufweist. Durch Verbesserung des Prognosefehlers (z. B. durch Verkürzung des Prognosehorizonts) hätten bereits bei der Ende 2010 installierten Windleistung von 1000 MW im Idealfall knapp 100 MW negative Ausgleichsleistung eingespart werden können.

Die aufgrund des Prognosefehlers vorzuhaltende Reserve wird mit steigender Windleistung größer. Entsprechend laufen auch die dargestellten Kurven mit dem Anwachsen der installierten Leistung auseinander. Der Einfluss der Prognose zeigt sich besonders gegen Ende der zweiten Ausbaustufe. Während unter der Annahme des Prognosefehlers aus 2010 bei 2.300 MW installierter Windleistung zusätzlich 300 MW Ausgleichsleistung benötigt würden, müsste der Wert bei angenommenen 5 % Prognosefehler lediglich um rund 30 MW angehoben werden.

Die Entwicklung der positiven Ausgleichsreserveleistung ist in Abb. 8.11 gezeigt.

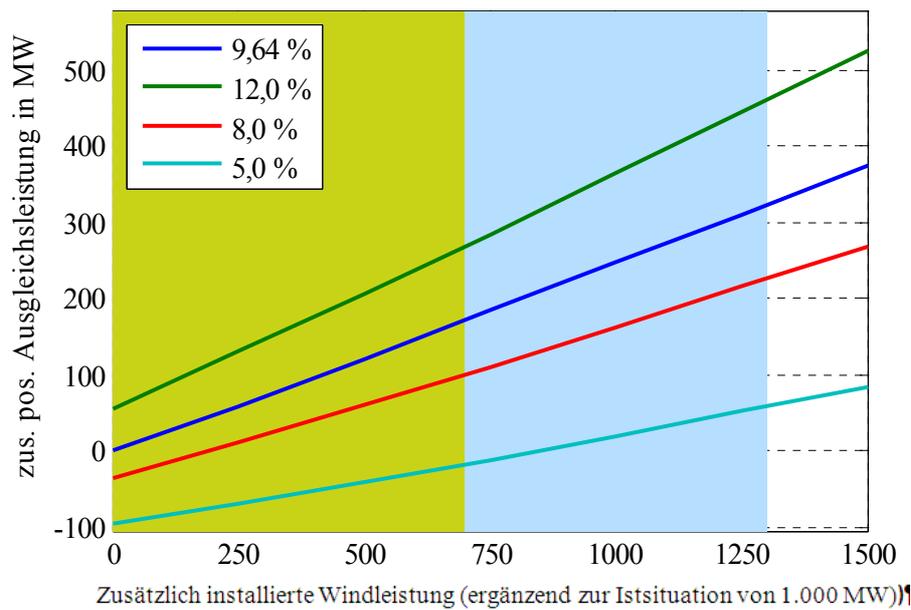


Abb. 8.11: Entwicklung der positiven Ausgleichsleistung

Aufgrund der möglichen Nichtverfügbarkeit thermischer Kraftwerke ist die vorzuhaltende positive Ausgleichsreserveleistung etwas höher als die negative. Ansonsten gelten die gleichen Erkenntnisse.

Die Entwicklung der negativen Ausgleichsenergie ist in Abb. 8.12 dargestellt.

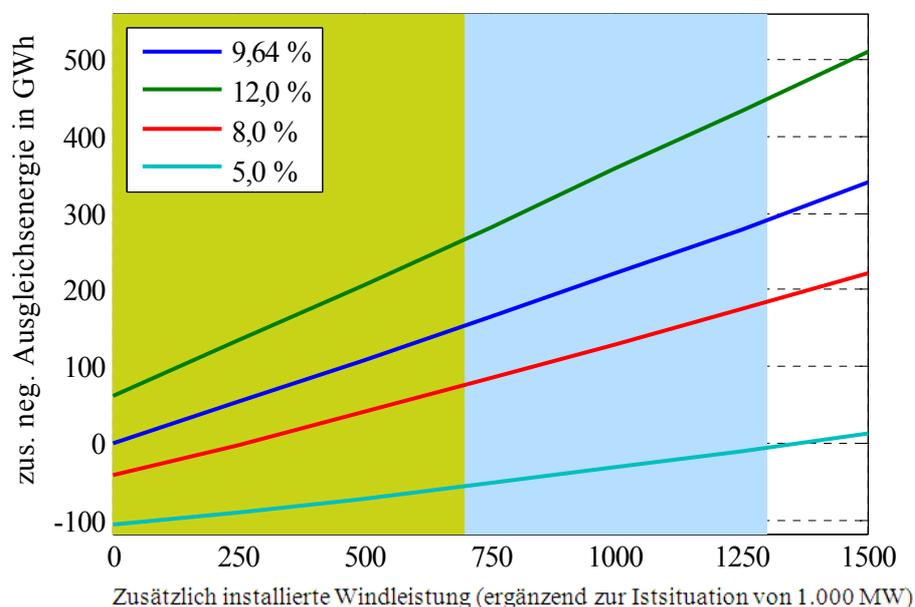


Abb. 8.12: Entwicklung der negativen Ausgleichsenergie

Die vorzuhaltende Menge an Ausgleichsenergie ist im Wesentlichen von denselben Faktoren abhängig wie die Reserveleistung. Es zeigt sich daher auch ein ähnlicher Verlauf. 2010 wurden rund 300 GWh eingesetzt. Die Menge könnte durch Verbesserung des Prognosefehlers reduziert werden.

Die Entwicklung der positiven Ausgleichsenergie ist in Abb. 8.13 dargestellt.

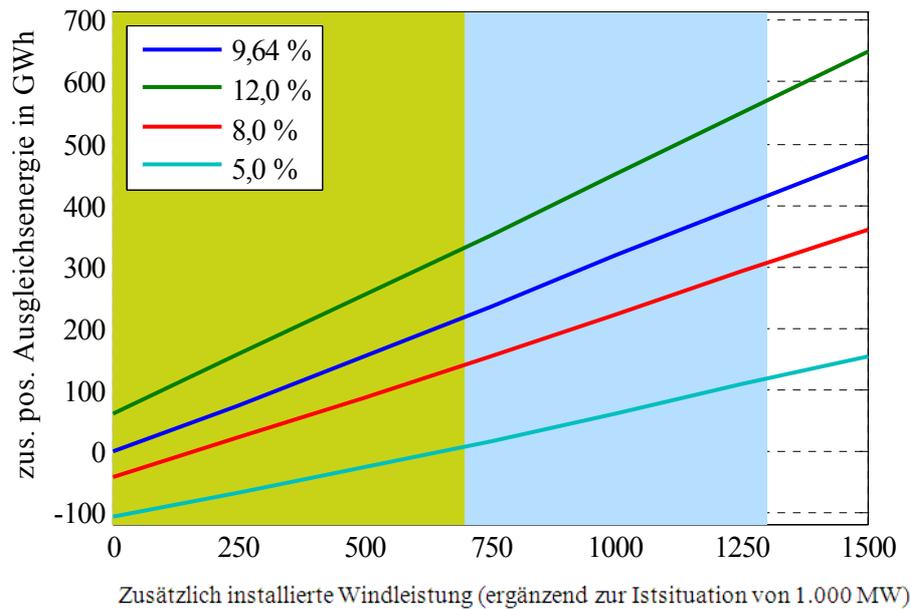


Abb. 8.13: Entwicklung der positiven Ausgleichsenergie

Genau wie bei der Leistung ist auch die vorzuhaltende positive Reserveenergie größer als die negative. Durch den Windenergieausbau steigt dieser Wert an. Er kann aber durch Verbesserung des Prognosefehlers z. B. durch kürzere Prognoseintervalle deutlich reduziert werden.

8.7.4 Kosten für die Ausgleichsenergievorhaltung

Anhand der veröffentlichten Statistiken der APCS über Ausgleichsenergiekosten, MarketMaker und Ausgleichsenergieabrufe aus den vergangenen Jahren konnten folgende mittlere Preise für Ausgleichsleistung und -energie ermittelt werden:

Tabelle 23: Preise für Ausgleichsenergie

Jahr	positive Reserve		negative Reserve	
	Leistungspreis	Arbeitspreis	Leistungspreis	Arbeitspreis
2006	18,49 €/MW	34,71 €/MWh	9,26 €/MW	7,50 €/MWh
2007	19,09 €/MW	28,55 €/MWh	8,50 €/MW	5,30 €/MWh
2008	23,10 €/MW	36,60 €/MWh	9,78 €/MW	10,21 €/MWh
2009	18,5 €/MW	23,97 €/MWh	6,62 €/MW	5,13 €/MWh
2010	14,59 €/MW	21,10 €/MWh	6,22 €/MW	3,65 €/MWh

Die Verläufe für positive und negative Ausgleichsleistung und -energie werden mit diesen Werten multipliziert und aufsummiert. Daraus resultieren die in Abb. 8.14 gezeigten Kostenabschätzungen, basierend auf den Mittelwerten der in Tabelle 23 genannten Preise.

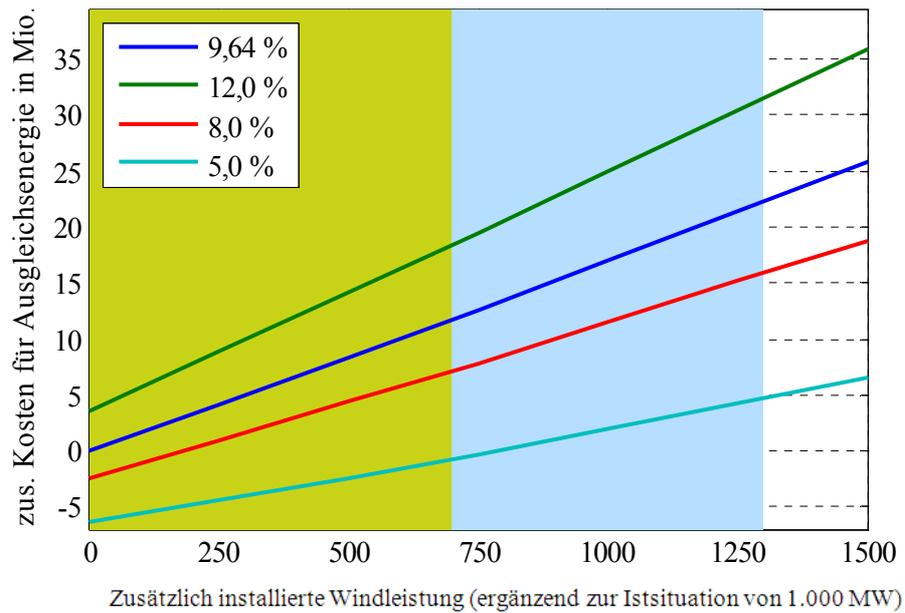


Abb. 8.14: Entwicklung der Kosten für Ausgleichsenergie

Die Kurven zeigen einen ähnlichen Verlauf wie die abgeschätzten Entwicklungen der Reserveleistung und -energie. Mit wachsendem Windanteil lässt sich ein proportionaler Zusammenhang zwischen installierter Leistung und Kosten feststellen.

8.8 Fazit

Die Erkenntnisse über den Einfluss der Windenergie und der Prognosegüte auf die vorzuhaltende Regelleistung lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Höhe der vorzuhaltenden Minutenreserve ist abhängig von mehreren Einflussfaktoren. Der Beitrag der Windenergie ist durch Prognosefehler begründet.
- Der Vorhersagefehler ist abhängig vom Prognosehorizont. Bei werktäglicher Vorhersage liegt in Deutschland der Fehler laut Anbieter bei 8 %, bei täglicher Vorhersage um 5 %. Durch stündliche Prognosen können laut Anbietern 3 % erreicht werden. Diese Idealwerte sind in Österreich aufgrund des kleineren Prognosegebiets bzw der höheren räumlichen Konzentration der Windenergie sowie der höheren Volllaststunden nicht erreichbar.
- Der Bedarf an Reserveleistung wird durch Faltung der Wahrscheinlichkeitsfunktionen aller Einflussgrößen bestimmt. Aus ökonomischen Gründen ist es sinnvoll, ein Restrisiko in Kauf zu nehmen. Dies wurde mit 0,1 % angenommen.
- Bei werktäglicher Vorhersage ist der Zeitpunkt, ab dem der Windprognosefehler der dominierende Faktor wird, bei einer installierten Windleistung von rund 1 GW erreicht.
- Die durch Vorhaltung und Abrufen von Minutenreserve verursachten Kosten werden steigen. Unter der Voraussetzung eines Prognosefehlers von rund 9 % kann von proportionalem Wachstum ausgegangen werden. Der Faktor liegt dann bei rund 20 Mio. € pro GW Windleistung.
- Durch Verkürzung des Prognosezeitraums können Kosten eingespart werden. Dieser Effekt wächst mit steigender installierter Windleistung.
- Technisch sind Windenergieanlagen in der Lage, sich an der Vorhaltung von Primärregelreserven zu beteiligen. Die Umsetzung ist im betrachteten Zeitraum bis 2015 allerdings als unwahrscheinlich zu bewerten, da erst die rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür geschaffen werden müssen. Die Beteiligung an der Vorhaltung von Sekundärregelreserven ist, wie in der ersten Windkraftstudie von 2003 erläutert, weiterhin nicht sinnvoll. Auch ein Beitrag der Windenergie zur Vorhaltung von Minutenreserve ist aufgrund der schlechten langfristigen Prognostizierbarkeit des Windes nicht möglich.

9 Folgekosten des Windenergieausbaus

In diesem Kapitel werden die direkten Folgekosten des Netzausbaus aufgrund der Windenergie diskutiert. Hierzu werden überblicksmäßig Richtwerte für die Kosten der erforderlichen Betriebsmittel angegeben und anschließend unterschiedliche Verfahren zur Kostenverteilung vorgestellt und verglichen.

9.1 Kosten für den Ausbau des Hochspannungsnetzes

Aus netzplanerischer Sicht ist es sinnvoll, mehrere Windparkprojekte zusammenzufassen und ein regionales Gesamtkonzept für den Anschluss dieser Windparks zu entwickeln. Der Anschluss jeder Anlage für sich würde zu einer Vervielfachung der Betriebsmittel im Vergleich zu einem Gesamtprojekt und damit zu Redundanzen und Überkapazitäten führen, die aus netztechnischer Sicht nicht benötigt würden. Nicht zuletzt könnte es dadurch zu einer zeitlichen Verzögerung der Anschlüsse kommen.

Der Großteil der zusätzlichen Windenergie wird in der 110-kV-Ebene an das Netz angeschlossen, so dass die Ausbaumaßnahmen dort den größten Umfang haben werden. Gegebenenfalls sind auch Regelhauptumspanner zu verstärken oder neu zu errichten. Kosten für die wesentlichen Betriebsmittel sind in Tabelle 24 gegeben.

Tabelle 24: Richtwerte spezifischer Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel

Betriebsmittel	spezifische Kosten
Regelhauptumspanner inkl. Sammelschiene	40.000 € / MVA
Regelumspanner	10.000 € / MVA
110-kV-Kabel 1200 mm ² Alu	0,29 Mio. € / km
110-kV-Petersen-Spule	1.400 € / A
110-kV-Kabel 800 mm ² Alu	0,25 Mio. € / km
110-kV-Abzweig	0,8 Mio. €

9.2 Theoretische Möglichkeiten der Kostenaufteilung

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten die windenergiebedingten Kosten für den Netzausbau auf die Windparks aufzuteilen. Von einem solchen Modell wird unter anderem Folgendes erwartet:

- Diskriminierungsfreiheit
- verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten
- Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Anschlusswerbers sowie aller Netzbenutzer
- Einhaltung der rechtlichen Vorgaben

Nachfolgend werden unterschiedliche Methoden der Kostenaufteilung beschrieben und auf ihre Eignung diesbezüglich untersucht. Die Berechnungen werden anhand des Beispielnetzes aus Abb. 9.1 verdeutlicht. Die relevanten technischen Daten der Betriebsmittel und die Windparkleistungen sind in blau dargestellt, die Kosten für den Netzausbau in rot.

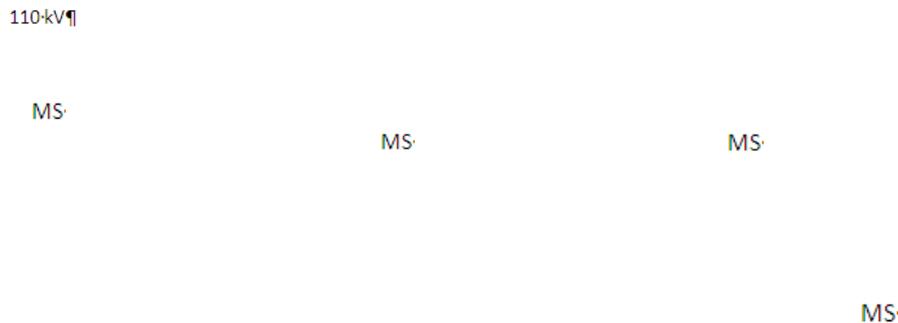


Abb. 9.1: Beispielnetz zur Demonstration der Kostenaufteilung

9.2.1 Leistungsbezogene Verrechnung

Die leistungsbezogene Verrechnung sieht einen festen Betrag pro installierter Leistung vor. Dieser Betrag k_0 berechnet sich aus den gesamten Netzausbaukosten K_{BM} für den Anschluss aller in einem Großprojekt vom Netzbetreiber berücksichtigten Windenergieanlagen und wird gleichmäßig auf die geplante neu zu installierende Leistung P_{WP} verteilt. Baut der Netzbetreiber das Netz stärker aus als für den Windenergiezubau erforderlich, stehen ihm freie Kapazitäten für andere Zwecke zur Verfügung, die bei der Kostenkalkulation berücksichtigt werden müssen und von den Windparkbetreibern nicht getragen werden müssen.

$$k_0 = \frac{\sum_{\text{BM}} K_{\text{BM}}}{\sum_{\text{WP}} P_{\text{WP}}} \quad (9.1)$$

Diese Methode hat den Vorteil, dass für jeden Windpark, unabhängig von seiner Lage, der gleiche Preis pro Leistung bezahlt wird und so auch Windparkprojekte ermöglicht werden, die aus Netzsicht ungünstiger gelegen sind.

Andererseits ist das Verfahren somit nicht mehr verursachergerecht, da alle Windparks, unabhängig von ihrer Lage den gleichen Fixbetrag pro Leitung zahlen.

Die Berechnung des Fixbetrages erfolgt vor Beginn des Ausbaus. Die finalen Kosten können von den veranschlagten Kosten abweichen. Damit kommt diese Variante, sofern nicht nachträglich eine Aufrollung erfolgt, einer Pauschalierung gleich und kann zu Über- oder Unterfinanzierung führen, ist also gemäß den Anforderungen unter 10.2 nicht als geeignete Verrechnungsmethode anzusehen.

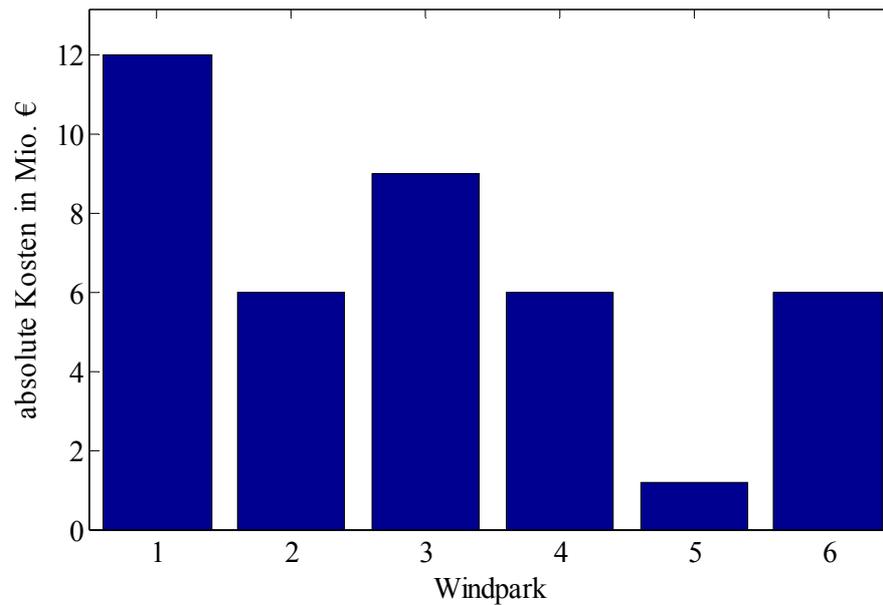


Abb. 9.2: absolute Kosten bei leistungsbezogener Verrechnung

Absolut entstehen den Windparkbetreibern durch die leistungsproportionale Kostenverteilung sehr unterschiedliche Kosten für den Netzausbau. Ein großer Windpark zahlt mehr für den Netzausbau als ein kleiner. Die Lage im Netz ist dabei unerheblich.

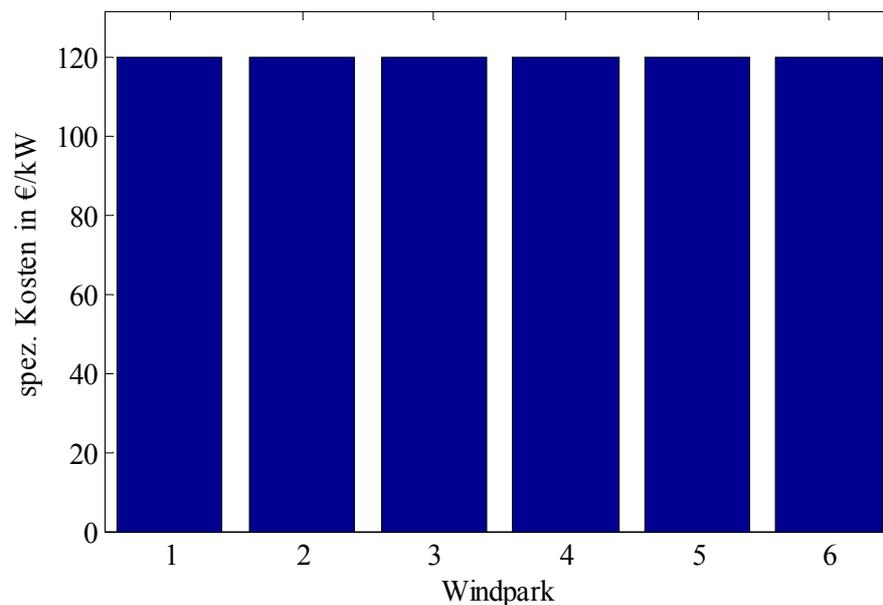


Abb. 9.3: spezifische Kosten bei leistungsbezogener Verrechnung

Gemäß Gl. (9.1) beteiligen sich alle Windpark proportional zu ihrer Leistung an den Netzausbaukosten. Die spezifischen Kosten sind daher für alle Windparks gleich hoch und liegen in diesem Beispiel bei 120 €/kW

9.2.2 Verursachungsproportionale Aufteilung

Der Wunsch nach verursachungsgerechter Kostenaufteilung ist nur dann erfüllbar, wenn eindeutig feststeht, welche Betriebsmittel von den einzelnen Windparks in welcher Höhe genutzt werden. Aufgrund der überwiegend radialen Struktur von Verteilernetzen ist diese Zuordnung in der Regel möglich. Werden die Kosten der Betriebsmittel leistungsanteilig auf die Benutzer aufgeteilt, entstehen dem Windparkbetreiber die leistungsbezogenen Kosten k_i .

$$k_1 = \sum_{\text{BM}} \left(\frac{K_{\text{BM}}}{\sum_{\text{WP, BM}} P_{\text{WP}}} \right) \quad (9.2)$$

Vorteilhaft an diesem Modell ist, dass die Kosten tatsächlich verursachergerecht aufgeteilt und Anreize gegeben werden, den Windpark an einer geeigneten Stelle an das Netz anzuschließen.

Es kann und wird allerdings dazu kommen, dass Windparkbetreiber unterschiedlich hohe leistungsbezogene Preise für den Netzanschluss bezahlen müssen. Dies kann so weit reichen, dass einzelne Windparks, die aufgrund bereits vorhandener Kapazitäten keinen Netzausbau bedingen, nichts bezahlen, während andere ein Vielfaches von k_0 aufbringen müssen. Die verursachungsproportionale Aufteilung kann das betroffene Windparkprojekt folglich unrentabel machen und somit verhindern.

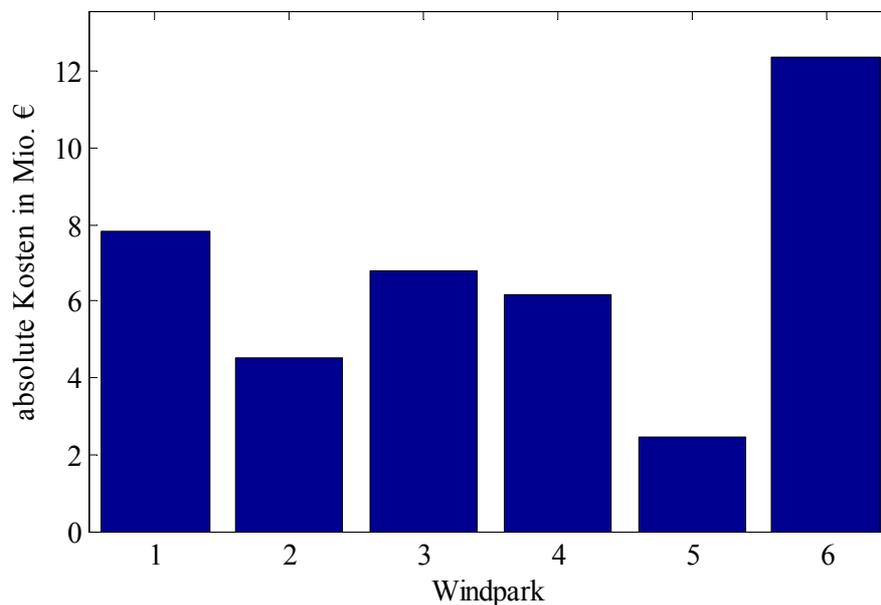


Abb. 9.4: absolute Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung

Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung zahlt jeder Windparkbetreiber genau den Betrag, den er durch den Anschluss seines Windparks verursacht hat. Tendenziell zahlt ein großer Windpark mehr als ein kleiner, es zeigt sich jedoch ein deutlicher Einfluss der Lage des Anschlusspunkts im Netz. Ein großer, günstig gelegener Park (z. B. WP1) zahlt bei dieser Methode weniger, als ein kleinerer, aber deutlich ungünstiger gelegener Park (z. B. WP6).

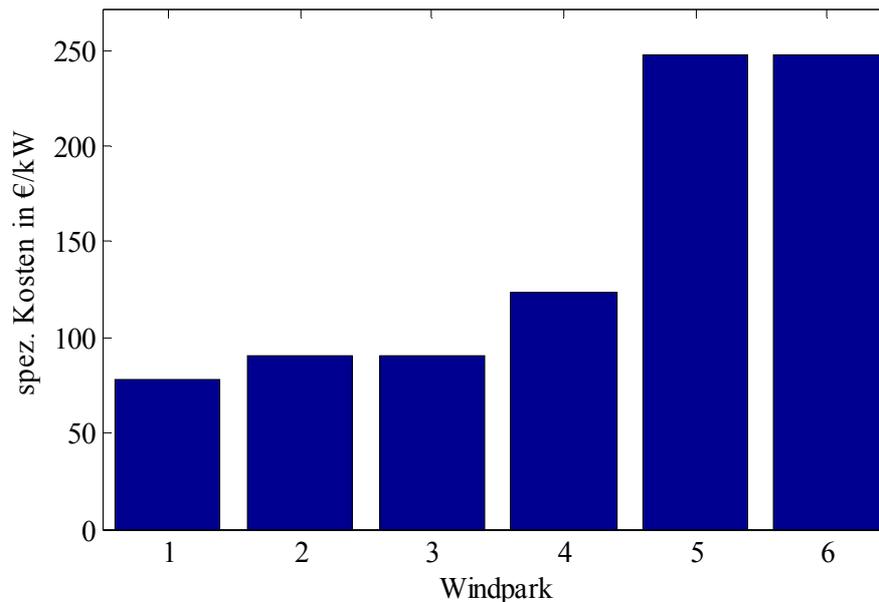


Abb. 9.5: relative Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung

Für die relativen Kosten ist ausschließlich die Lage des zukünftigen Windparks im Netz entscheidend. Ein günstig gelegener Windpark in der Nähe des Regelhauptumspanners weist deutlich geringere spezifische Kosten auf als ein Windpark, dessen Leistung erst über weite Strecken im neu zu errichtenden 110-kV-Netz transportiert werden muss.

9.2.3 Verursachungsproportionale Aufteilung mit Sockelbetrag

In der Regel kann der Windenergieausbau nur durch Netzertüchtigungen realisiert werden. Für eine verursachungsproportionale Verrechnung der Anschlusskosten muss eindeutig feststellbar sein, welche Betriebsmittel welchem Windpark zugeordnet werden können. Aufgrund der überwiegend radialen Struktur von Verteilernetzen ist diese Zuordnung in der Regel möglich. Es sind aber Situationen denkbar, in denen alle zukünftigen Windparkbetreiber von Teilen des Ausbaus profitieren, die Nutzung des betreffenden Betriebsmittels und damit die Aufteilung der Kosten aber nicht eindeutig zuzuordnen sind. Die gesamten Netzausbaukosten können somit aufgeteilt werden in einen Sockelbetrag, der von allen getragen werden muss, und einen zuordenbaren individuellen Anteil. Es ergeben sich die leistungsbezogenen Kosten k_2 .

$$k_2 = k_{\text{Sockel}} + \sum_{\text{BM}} \left(\frac{K'_{\text{BM}}}{\sum_{\text{WP, BM}} P_{\text{WP}}} \right) \quad (9.3)$$

Vorteilhaft an diesem Modell ist, dass die Kosten verursachergerecht und diskriminierungsfrei aufgeteilt und Anreize gegeben werden, den Windpark an einer geeigneten Stelle an das Netz anzuschließen. Allerdings kann es durch den Sockelbetrag wie bei der leistungsbezogenen Verrechnung zur Überkompensation der Netzausbaukosten kommen, die rückvergütet werden müssen.

Für das oben aufgeführte Beispiel ergibt sich unter der Voraussetzung, dass der Regelhauptumspanner und seine unterspannungsseitige Sammelschiene allen Windparks gleichermaßen zugute kommen, ein Sockelbetrag von

$$k_{\text{Sockel}} = 47,50 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \quad (9.4)$$

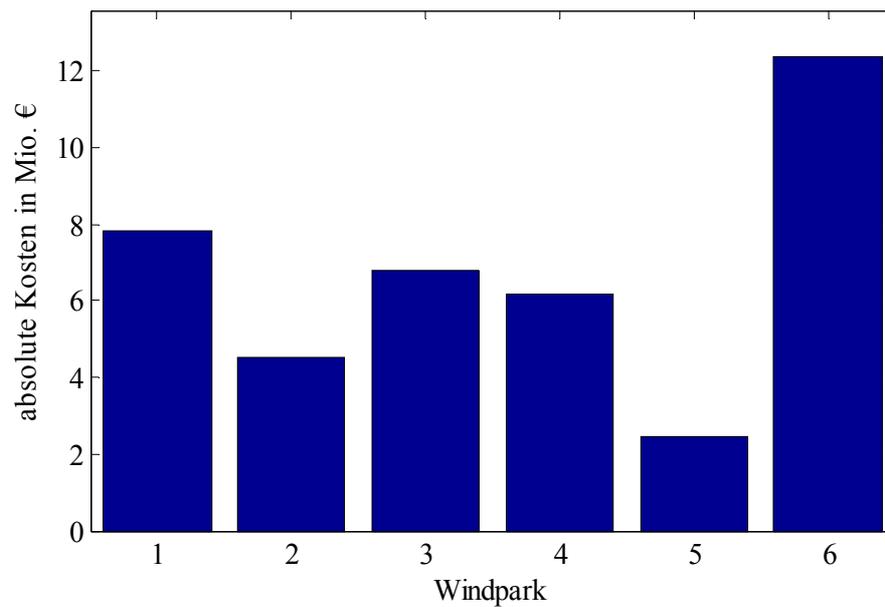


Abb. 9.6: absolute Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung mit Sockel

Wie bei der rein verursachungsproportionalen Aufteilung zeigt sich, dass es Standorte gibt, die deutlich höhere Netzausbaukosten verursachen als bei leistungsbezogener Verrechnung während andere Windparks wenig Netzausbau bedingen und sich entsprechend weniger an den Kosten beteiligen.

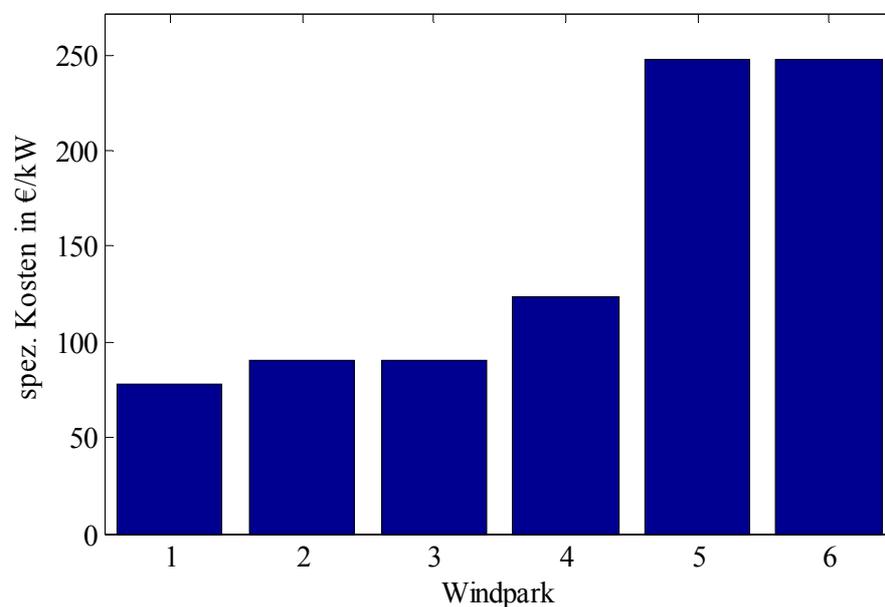


Abb. 9.7: spezifische Kosten bei verursachungsproportionaler Aufteilung mit Sockel

Da in diesem Beispiel die spezifischen Kosten bei der verursachungsproportionalen Aufteilung bei keinem Windpark kleiner sind als der Sockel, sind die spezifischen Kosten bei beiden Methoden gleich. Nur für den Fall, dass ein Windpark bei rein verursachungsproportionaler Aufteilung weniger als den Sockelbetrag hätte bezahlen müssen, würde es zu einer Verschiebung der Kostenaufteilung kommen, wodurch das Intervall zwischen größten und kleinsten spezifischen Kosten verkleinert wird..

9.2.4 Windparkbezogene Verrechnung

Eine sehr einfache aber gleichsam ungeeignete Methode, die der Vollständigkeit halber angeführt wird, könnte auch eine windparkbezogener Verrechnung darstellen. Diese richtet sich nicht nach der installierten Leistung sondern teilt die Kosten unabhängig von Lage und Anlagengröße gleichmäßig auf die n erwarteten Windparks auf, woraus die leistungsspezifischen Kosten k_3 resultieren.

$$k_3 = \frac{\sum_{\text{BM}} K_{\text{BM}}}{n} \frac{1}{P_{\text{WP}}} \quad (9.5)$$

Vorteilhaft an diesem Modell ist, dass alle Windparkbetreiber einen einheitlichen Preis bezahlen müssen und der organisatorische Aufwand gering ist. Die Methode besitzt allerdings großes Diskriminierungspotential und ist nicht verursachergerecht. Hinzu kommt ebenfalls die Gefahr der Überkompensation der Netzausbaukosten. Sie wird daher nicht empfohlen.

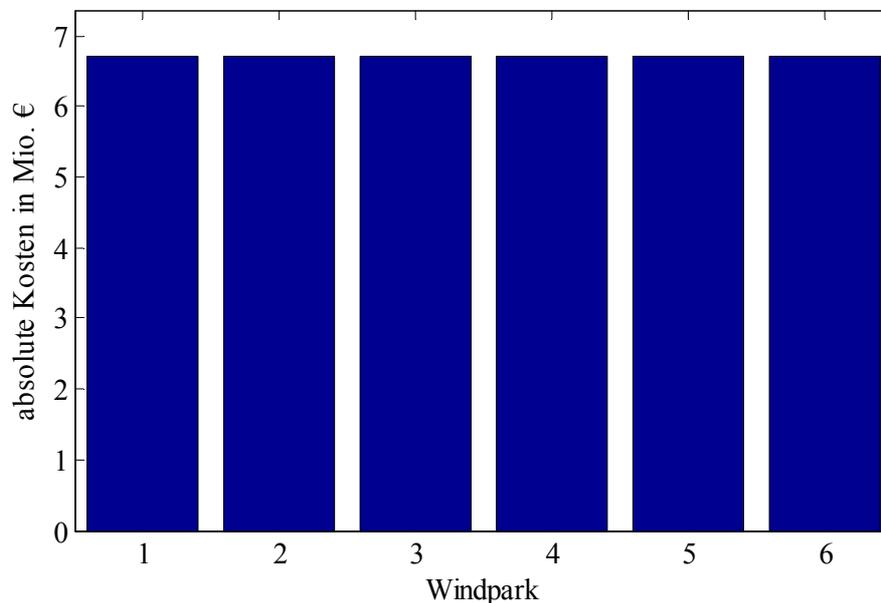


Abb. 9.8: absolute Kosten bei windparkbezogener Verrechnung

Wie beschrieben teilen sich die Kosten unabhängig von der Größe und Lage des Windparks gleichmäßig auf alle Betreiber auf.

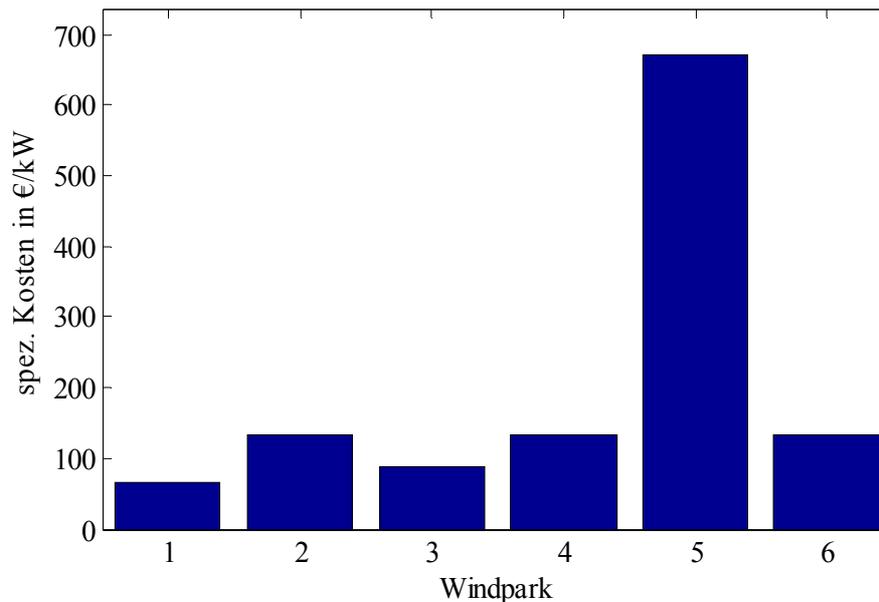


Abb. 9.9: spezifische Kosten bei windparkproportionaler Aufteilung

Daraus resultieren unterschiedlich hohe spezifische Kosten. Ein kleiner Windpark hat deutlich höhere spezifische Kosten als ein großer.

9.2.5 weitere Methoden

Als weitere Methode der Kostenaufteilung sind Kombinationen aus den oben beschriebenen Methoden möglich. Diese Alternativen vereinen somit die Vor- und Nachteile der Methoden, aus denen sie entstanden sind und sind dementsprechend gut oder weniger gut geeignet.

9.3 Auswirkung der Art der Kostenverteilung

Die für die Planung zugrunde zu legenden Kosten sind immer Planwerte und beruhen auf Annahmen und Erfahrungen des Netzbetreibers. Das zukünftige Netzausbaukonzept richtet sich auch nach dem Planungsstand der potenziellen Windparkbetreiber. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Betriebsmittelkosten und die Netzausbaustrategien im Verlauf des Zubaus ändern.

Genauso müssen die Angaben der zukünftig installierten Leistungen auf Annahmen beruhen, die den gegenwärtigen Stand der Planungen und Potentialzonen berücksichtigen. Der Netzbetreiber wird dabei von einem für ihn realistisch erscheinenden finalen Ausbauszenario ausgehen, das den voraussichtlichen Maximalwert installierbarer Leistung in den derzeit ausgeschriebenen Potentialzonen repräsentiert. Es kann allerdings nicht ausgeschlossen werden, dass sich die ausgeschriebenen Zonen räumlich verschieben, in ihrer Größe ändern oder wegfallen bzw. neue Zonen hinzukommen. Darüber hinaus ist nicht gewiss, dass das Potential vollständig ausgenutzt und der Maximalwert der installierten Leistung erreicht wird.

Unabhängig vom später angewendeten Verfahren zur Kostenaufteilung müssen seitens des Netzbetreibers zur Bestimmung der windbedingten Ausbaukosten Annahmen bezüglich der Netzanschlusspunkte und der voraussichtlichen zusätzlichen Windleistung getroffen werden, die aus den oben genannten Gründen mit einer unvermeidlichen Unsicherheit behaftet sind. Es ist somit wenig wahrscheinlich, dass die Kosten absolut korrekt abgeschätzt werden können. Vielmehr kommt es eher zu einer Über- oder Unterdeckung des Investitionsbetrags.

- Baut der Netzbetreiber aufgrund seiner Annahmen das Netz stärker aus als es im Nachhinein für den tatsächlichen Windenergieausbau erforderlich gewesen wäre,

werden die Kosten durch den Beitrag der Windparkbetreiber nicht gedeckt (Unterdeckung).

- Werden Windparks an - aus netztechnischer Sicht - günstigen Standorten nicht realisiert, kann es je nach verwendetem Kostenaufteilungsverfahren ebenfalls zu einer Unterdeckung kommen.
- Auf der anderen Seite besteht die Möglichkeit, dass nur Windparks an aus netztechnischer Sicht günstig gelegenen Standorten realisiert werden. In diesem Fall kann es bei einigen Kostenaufteilungsverfahren dazu kommen, dass die Windparkbetreiber zu viel für den Netzausbau bezahlt haben (Überdeckung).

Die Wahl der Verteilmethode hat unter der Voraussetzung der Rückvergütung oder Nachverrechnung zu viel oder zu wenig eingenommener Beträge keine direkten, finanziellen Auswirkungen für den Netzbetreiber.

Die verursachungsproportionale Aufteilung der Kosten bezieht sich vor allem auf die nachträgliche Aufrollung der tatsächlich angefallenen Kosten. Da der Netzbetreiber aber schon vorher Kosten zu decken hat, muss eine Variante überlegt werden, die einen angemessenen Aufwand darstellt und möglichst geringe Nachforderungen oder Rückzahlungen bedingt. Denkbar wäre eine Art Ratenzahlung, wie sie auch oft bei anderen Netzanschlüssen gebräuchlich ist, wobei eine Rate im Voraus bezahlt wird und mit der letzten eine Aufrollung mit aktualisierten Kosten erfolgt. Die Höhe der ersten Raten orientiert sich dabei am gemeinsamen Anteil aller Windparks an den Ausbaumaßnahmen.

9.4 Fazit

Im Rahmen dieses Kapitels wurden vier unterschiedlichen Kostenverteilungsfunktionen untersucht, ohne jedoch näher auf den rechtlichen Rahmen einzugehen. Eine rechtliche Prüfung, insbesondere ob den Bestimmungen zum Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt in den §§ 54 und 55 EIWOG 2010 entsprochen wird, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Die wesentlichen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Bei der leistungsbezogenen Verrechnung bezahlt jeder Windparkbetreiber einen festen Betrag pro installierter Leistung. Somit gewährt das Verfahren Planungssicherheit und es werden keine aus Netzsicht ungünstig positionierten Windparks benachteiligt.
- Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung bezahlt jeder Windparkbetreiber anteilig nur die Netzausbaukosten, die für den Anschluss seines Parks entstehen. Dieses Verfahren schließt Überkompensation aus und ist verursachungsgerecht. Allerdings entstehen sehr große Unterschiede bei den spezifischen Netzanschlusskosten, so dass die Gefahr besteht, dass Projekte unrentabel werden.
- Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung mit Sockelbetrag werden die Kosten für Betriebsmittel, von denen alle zukünftigen Windparkprojekte profitieren, zusammenaddiert und leistungsbezogen auf die Windparkbetreiber aufgeteilt. Die übrigen Kosten ergeben sich wie bei der verursachungsproportionalen Aufteilung. Diese Methode schafft Planungssicherheit und gibt Anreize für die Wahl geeigneter Standorte.
- Bei der windparkbezogenen Kostenaufteilung werden die anfallenden Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Windparks aufgeteilt. Eine Einzelanlage zahlt somit genau so viel wie ein großer Windpark. Diese Methode schafft Planungssicherheit und gibt Anreize zur Bündelung von Windleistung. Allerdings werden kleine Parks und Einzelanlagen überproportional hoch belastet und somit diskriminiert.
- Allgemein ist anzumerken, dass die Höhe des Betrags pro installierter Windleistung sich aus Annahmen über die Kosten für den Netzausbau, die Potentialzonen und die erwartete installierte Leistung, ergibt. Insbesondere letztere hat einen starken Einfluss auf den Preis. Die verbindlichen, endgültigen Kosten können erst nach Fertigstellung der Ausbaumaßnahmen festgelegt werden.

Keine der vorgestellten Methoden kann als uneingeschränkt ideal eingestuft werden. Unter Berücksichtigung der Interessen aller Beteiligten (Netzbetreiber und -benutzer) erscheinen die verursachungsproportionale Aufteilung mit Sockelbetrag und die leistungsbezogene Verrechnung als am ehesten geeignet.

10 Zusammenfassung

Ein Großteil der bereitgestellten Leistung von Windenergieanlagen wird in Verteilernetze eingespeist. Es ist daher besonders wichtig, das Verhalten dieser Anlagen sowie ihre Auswirkungen sowohl auf Führung, Betrieb und Planung der Netze näher zu untersuchen. Darüber hinaus hat die im Verteilernetz bereitgestellte Leistung auch Auswirkungen auf das überlagerte Übertragungsnetz, die sich insbesondere im Fall der Rückspeisung bemerkbar machen und gegebenenfalls auch dort einen Netzausbau bedingen.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Windenergie in allen Netzebenen Einfluss auf den derzeitigen Systemzustand und den zukünftigen Netzausbau nimmt. Um diese Auswirkungen zu quantifizieren hat die Energie-Control Austria erneut eine Studie über Windenergie in Auftrag gegeben.

Die Vorgängerstudie aus dem Jahr 2003 ist zu der Erkenntnis gekommen, dass die geforderten Ökostromziele erreicht werden, der Windenergieausbau allerdings ein höheres Maß an Engpassmanagementmaßnahmen in den Übertragungsnetzen erfordert. Das durch das Ökostromgesetz festgelegte Förderbudget wird voraussichtlich nicht ausreichen, so dass Handlungsbedarf bei der Anpassung der Förderstruktur bzw. des Förderbudgets besteht. Die Auswirkungen auf die Primär- und Sekundärregelung sind vernachlässigbar, jedoch kann durch Verbesserung der Prognosegüte der Windleistung die Erhöhung des Bedarfs an Minutenreserve deutlich reduziert werden.

Im Rahmen dieser Studie sind technische, rechtliche und ökonomische Aspekte des weiteren Zubaus von Windenergieanlagen untersucht worden. Der Fokus liegt dabei auf den technischen Auswirkungen auf die Verteiler- und Übertragungsnetze sowie auf den Auswirkungen auf Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven. Schlussendlich wurden verschiedene mögliche Wälzungsverfahren für Kosten, die aufgrund des Windenergieausbaus entstehen, diskutiert.

In den Jahren 2004 bis 2006 hat sich aufgrund gezielter Förderung die installierte Windleistung nahezu verdoppelt. In den Folgejahren fand kaum Zubau statt und 2009 war die Engpassleistung sogar rückläufig. Durch die Ökostromnovelle wird in den kommenden Jahren ein ähnlicher Boom der Windenergie erwartet. Eine weitere Verdopplung ist möglich. Das Minimalziel von zusätzlichen 700 MW zu den bereits installierten 1.011 MW (Stand Ende 2010) bis zum Jahr 2015 kann in jedem Fall erreicht werden. Sie setzen sich nahezu vollständig aus Neuanlagen zusammen, da das Repoweringpotential aufgrund des geringen Alters und der hohen Anlagenleistung derzeit verschwindend gering ist.

Der überwiegende Teil der Windenergie befindet sich aufgrund der besonders guten Windverhältnisse im Nordosten des Landes. Genau dort wird auch der größte Zubau erwartet, das heißt, die Netzbetreiber Bewag Netz GmbH und EVN Netz GmbH werden davon besonders betroffen sein. Dort kann an den derzeit technisch möglichen und wirtschaftlich attraktiven Standorten im Mittel mit einer Vollastbenutzungsstundendauer zwischen 1.500 h und bis zu mehr als 2.400 h gerechnet werden. Das 10-Jahres-Mittel der Windgeschwindigkeit zeigt allerdings ein periodisch schwingendes Verhalten mit einer Zeitkonstante von 30 Jahren. Es kann aufgrund vergangener Messreihen davon ausgegangen werden, dass die Erträge in den kommenden fünf Jahren tendenziell eher sinken werden.

Auf dem Markt sind zehn unterschiedliche Generatorkonzepte verfügbar. Davon haben sich der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (z. B. Anlagen von Vestas und DeWind) und der getriebelose Synchrongenerator mit Vollumrichter (Enercon) durchgesetzt. Sie teilen sich den Markt ungefähr zu gleichen Teilen auf.

Die mittlere installierte Leistung pro Anlage liegt derzeit bei rund 2 MW. Sie hat sich in den vergangenen zehn Jahren nahezu verdoppelt. Durch die Markteinführung von 3,5-MW-, 5-MW- und 7,5-MW-Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Leistung pro Anlage auch in Zukunft weiter steigen wird, wenn auch nicht mehr so stark wie in den vergangenen Jahren. Die Entwicklung von Anlagen größerer Leistung ist nicht durch die Generatorleistung sondern vielmehr durch statische und dynamische Beanspruchungen des Materials begrenzt. Es kann allerdings nicht davon ausgegangen werden, dass bis 2015 neue, innovative Generatorkonzepte auf den Markt kommen und eine nennenswerte Durchdringung erzielen. Genauso wenig wird erwartet, dass sich bedeutende Verbesserungen der Wirkungsgrade von Generatoren und Umrichtern erzielen lassen.

Die alleinige Versorgung eines Inselnetzes mit Windenergieanlagen ist aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll. Vielmehr können sie verwendet werden, um Dieselaggregate, die Inselnetze speisen, zu entlasten. Neuere Konzepte lassen dabei zeitweise sogar die vollständige Abschaltung des Dieselgenerators zu. In Verbindung mit Energiespeichern lässt sich somit der Treibstoffverbrauch noch weiter reduzieren. Einige Anlagen erfordern Kompensatoren zur Wahrung der Blindleistungsbilanz. Darüber hinaus ist jede Windenergieanlage in Verbindung mit einem Energiespeicher oder Notstromaggregat bei Winddargebot „schwarzstartfähig“ und bietet die Möglichkeit, besonders schnell anzulaufen. Die nicht gesicherte Verfügbarkeit des Windes führt aber dazu, dass sie in Netzwiederaufbaukonzepten nicht berücksichtigt werden.

Klein- und Kleinstwindenergieanlagen sind ein Nischenprodukt und spielen keine wesentliche Rolle für die installierte Windleistung in Österreich. Sie werden nicht für die kommerzielle Stromproduktion verwendet, sondern dienen vielmehr der Deckung des Eigenbedarfs in entlegenen Gegenden.

Zur Leistungsbegrenzung bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Bemessung gibt es drei Regelungskonzepte. 77 der 83 verfügbaren Anlagentypen verwenden dabei die pitch-Regelung und lediglich fünf basieren auf dem active-stall. Die passive Stall-Regelung wird bei modernen Anlagen bis auf eine Ausnahme nicht mehr verwendet. Die Kennlinien aller Windenergieanlagen ähneln sich sehr stark in ihrer Form. Nach dem Einschalten zeigen sie einen annähernd kubischen Verlauf bis zur Bemessungsgrenze. Danach ist die Leistung konstant. Bei Erreichen der Maximalgeschwindigkeit wird sofort abgeschaltet oder langsam abgeregelt. Die Hersteller unterscheiden sich lediglich in der Einschalt-, Bemessungs- und Abschaltwindgeschwindigkeit.

Das dominierende Rotorblattkonzept ist der dreiflüglige Luvläufer. Daneben gibt es weitere Anlagen mit horizontaler Achse, die sich in der Anzahl der Rotorblätter unterscheiden. Windenergieanlagen mit vertikaler Rotorachse sind derzeit nur mit kleinen Leistungen verfügbar. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sie in naher Zukunft einen Boom erleben werden. Der Verlauf der Marktdurchdringung der Rotorblattdurchmesser zeigt, dass es wenige Jahre nach Einführung einer neuen Durchmesserklasse einen Boom und eine darauf folgende mehrjährige Dominanz diesen Typs gegeben hat, bis er von einem größeren Durchmesser abgelöst wurde. Derzeit werden Rotordurchmesser zwischen 60 m und 90 m am häufigsten verbaut. Der Durchbruch der Klasse 90 m bis 130 m steht aber unmittelbar bevor.

Mehrere Hersteller von Luvläufern haben in den vergangenen Jahren ihr Rotorblattdesign optimiert, um Materialbelastungen, Geräusche und Turbulenzen zu reduzieren und die Windausbeute zu erhöhen. Weitere Optimierungen des Designs und insbesondere der Werkstoffkomposition werden für die Zukunft erwartet. Auch die Vertikalrotoren bieten ein umfangreiches Optimierungspotenzial.

Der weitere Ausbau der installierten Windleistung erfordert zwingend den Ausbau der Verteilernetze. Dieser kann in der Mittel- und Hochspannungsebene technisch sowohl durch

Freileitungen als auch durch Kabel realisiert werden. Die hoch variable Windenergieeinspeisung in Kombination mit dem nicht korrelierten, ebenfalls stark schwankenden Leistungsbedarf führt zu volatilen Leistungsflüssen mit sich häufig ändernder Richtung. Die neu zu errichtenden Leitungen müssen daher für diese hohe Belastung ausgelegt werden, obwohl die installierte Übertragungskapazität nur selten abverlangt wird.

Durch die verbrauchernähere Leistungsbereitstellung in der Hochspannungsebene können Netzverluste reduziert werden. Kommt es zu einer Rückspeisung in die Übertragungsnetze, besteht also ein Überangebot an Energie in der Verteilernetzebene, können die Netzverluste aber auch ansteigen. Im Fall der beiden vom Ausbau der Windenergie besonders betroffenen Netzbetreiber Bewag Netz GmbH und EVN Netz GmbH ist mit steigenden Verlusten zu rechnen.

Der Anschluss von Generatoren erhöht die Kurzschlussleistung in den Verteilernetzen. Dies hat Auswirkungen auf die thermische, elektrische und mechanische Dimensionierung von Sammelschienen und Leistungsschaltern und erfordert gegebenenfalls eine Verstärkung der genannten Betriebsmittel.

Das 110-kV-Netz ist bisher gelöscht betrieben worden. Durch den netzausbaubedingt steigenden Kabelanteil wird die technisch handhabbare Löschstromgrenze rasch erreicht. Die Netzbetreiber können dem durch Teilnetzbildung entgegenwirken oder ihr Netz auf niederohmig geerdete Sternpunkte umstellen. In beiden Fällen fallen zusätzliche Kosten für weitere Löschspulen bzw. neue Schutzgeräte und gegebenenfalls Netzabstützungen an.

Der hohe Kabelanteil in der Mittel- und Hochspannungsebene kann zur Rückspeisung von Blindleistung in die Übertragungsnetzebene führen. In Kombination mit einem Wirkleistungsüberschuss ist mit Spannungsanhebungen in den Verteiler- und Übertragungsnetzen zu rechnen. Entsprechende Konzepte zur Blindleistungskompensation sind gegebenenfalls vorzusehen.

Der europaweite Ausbau der Windenergie führt zu hohen, schwankenden Leistungstransporten im Übertragungsnetz. Im bestehenden 220-kV-Netz ist es dadurch in der Vergangenheit bereits zu erheblichen Engpässen gekommen. Insbesondere die Grenzleitungen nach Deutschland und die Nord-Süd-Verbindungen sind sehr stark belastet. Für den weiteren Windenergieausbau ist das Übertragungsnetz nicht ausgelegt. Windbedingte Engpässe im Übertragungsnetz können durch die Schaffung höher Transportkapazitäten sowie zusätzlicher Übergabestellen zu den Verteilernetzen weitgehend vermieden werden. Durch den Bau der Steiermarkleitung ist eine deutlich Entspannung der Engpasssituation und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit im Nordosten Österreichs erreicht worden. Da der Windenergieausbau schneller voranschreitet als der Netzausbau ist allerdings mittel- bis langfristig wieder mit einer Verschärfung der Engpasssituation zu rechnen. Die APG ist bestrebt, bis zum Jahr 2018 den 2. Projektteil der Salzburgleitung vom Netzknoten St. Peter zum Netzknoten Tauern und in weiterer Folge einen geschlossenen 380-kV-Ring zu errichten. Dieser soll die Engpasssituation im gesamten Netzgebiet deutlich entspannen. Zusätzlich sind im Westen weitere Netzertüchtigungen geplant.

Erschwerend kommt hinzu, dass große Distanzen überbrückt werden müssen, um die großen Pumpspeicherkraftwerke im Südwesten zum Ausgleichen der Schwankungen der Windeinspeisung nutzen zu können. Es wird durch Netzverstärkungen auch in Zukunft möglich sein, windbedingte Leistungsschwankungen mit den Pumpspeicherkraftwerken im Südwesten des Landes auszugleichen, da zusätzliche 5 GW installierte Pumpspeicherleistung geplant sind.

Die Verfahren zur kurzzeitigen Windleistungsprognose basieren im Wesentlichen darauf, aus historischen und aktuell gemessenen Wetterdaten auf den zeitlichen Verlauf der

Windgeschwindigkeit in den kommenden Stunden bis Tagen zu schließen. Dabei unterscheiden sich die Verfahren in der Art und Menge der berücksichtigten Einflussfaktoren, der Dichte des Messstellennetzes und des verwendeten numerischen Extrapolationsalgorithmus. Mit größer werdendem Prognoseintervall steigt auch der Prognosefehler. Während der mittlere quadratische Fehler im Intraday-Bereich, also bei Prognosen für die kommenden drei bis sechs Stunden, laut Prognoseanbietern für ein Prognosegebiet der Größenordnung und Charakteristik Deutschlands zwischen 3 % und 4 % liegt, müssen bei der day-ahead-Prognose Fehler von 5 % bis 6 % in Kauf genommen werden. Für noch längerfristige Prognosen steigt der Fehler auf Werte zwischen 8 % und 15 %. Aufgrund der starken räumlichen Konzentration der Windenergie in Österreich sind diese Idealwerte voraussichtlich nicht zu erreichen.

Der Bedarf an Reserveleistung wird durch Faltung der Wahrscheinlichkeitsfunktionen aller Einflussgrößen bestimmt. Aus ökonomischen Gründen ist es sinnvoll, ein Restrisiko in Kauf zu nehmen. Dies wurde mit 0,1 % angenommen. Die resultierenden Kurven für positive und negative Ausgleichsleistung und -energie über der installierten Windleistung sind sehr stark von der Prognosegüte der Windeinspeisung abhängig. Es ist daher erstrebenswert, den Prognosefehler deutlich zu reduzieren. Dies kann durch Verkürzung der Prognoseintervalle und durch Ausnutzung von Lerneffekten aus vergangenen Prognosen erfolgen. Die durchgeführten Simulationen haben gezeigt, dass im Idealfall die Kosten für Ausgleichsenergie bei Erreichen der ersten Ausbaustufe deutlich und bei Erreichen der zweiten Stufe geringfügig unterhalb der tatsächlich angefallenen Kosten für Ausgleichsenergie im Jahr 2010 liegen können.

Technisch sind Windenergieanlagen in der Lage, sich an der Vorhaltung von Primärregelreserven zu beteiligen. Die Umsetzung ist im betrachteten Zeitraum bis 2015 allerdings als unwahrscheinlich zu bewerten, da erst die rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür geschaffen werden müssen. Die Beteiligung an der Vorhaltung von Sekundärregelreserven ist, wie in der Studie von 2003 erläutert, weiterhin nicht sinnvoll.

Es sind unterschiedliche Methoden zur Aufteilung der windbedingten Netzausbaukosten denkbar. In dieser Studie wurden vier verschiedene Verfahren untersucht und verglichen. ohne jedoch die rechtliche Zulässigkeit der Verfahren gemäß ElWOG 2010 näher zu prüfen.

- Bei der leistungsbezogenen Aufteilung bezahlt jeder Windparkbetreiber einen festen Betrag pro installierter Leistung. Somit gewährt das Verfahren Planungssicherheit und es werden keine aus Netzsicht ungünstig positionierten Windparks benachteiligt.
- Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung bezahlt jeder Windparkbetreiber anteilig nur die Netzausbaukosten, die für den Anschluss seines Parks entstehen. Dieses Verfahren schließt Überkompensation aus und ist verursachungsgerecht.
- Bei der verursachungsproportionalen Aufteilung mit Sockelbetrag werden die Kosten für Betriebsmittel, von denen alle zukünftigen Windparkprojekte profitieren, aufsummiert und leistungsbezogen auf die Windparkbetreiber aufgeteilt. Die übrigen Kosten ergeben sich wie bei der verursachungsproportionalen Aufteilung.
- Bei der windparkbezogenen Aufteilung werden die anfallenden Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Windparks aufgeteilt. Eine Einzelanlage zahlt somit genau so viel wie ein großer Windpark. Diese Methode schafft Planungssicherheit und gibt Anreize zur Bündelung von Windleistung.

Keine der vorgestellten Methoden kann als uneingeschränkt ideal eingestuft werden. Unter Berücksichtigung der Interessen aller Beteiligten (Netzbetreiber und -benutzer) erscheinen die leistungsproportionale Aufteilung und die verursachungsproportionale Aufteilung mit Sockelbetrag als am ehesten geeignet. Die Höhe des Betrags pro installierter Leistung ergibt

sich aus Annahmen über die Kosten für den Netzausbau, die Potentialzonen und die erwartete installierte Leistung. Insbesondere letztere hat einen starken Einfluss auf den Preis. Die verbindlichen, endgültigen Kosten können erst nach Fertigstellung der Ausbaumaßnahmen festgestellt werden. Dies kann insbesondere in Grenzgebieten Anreize zur Verlagerung des Netzanschlusspunktes liefern. Alternativ wäre ein bundesweit einheitlicher Preis pro kW denkbar, bei dem Anlagen in Regionen mit bereits stark ausgebauten Netzen bzw. geringer Durchdringung mit Erzeugungseinheiten Neubauprojekte in schwachen Netzen bzw. hoher Durchdringung mit Erzeugungseinheiten subventionieren.

11 Literatur

- [1] AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (Hrsg.): *AWEA small wind turbine global market study 2008*, Washington, 2009.
- [2] APCS: <http://www.apcs.at>, 2010.
- [3] BODE, S; GROSCURTH, H.: *Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“*, HWWA Discussion paper 348, Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv, Hamburg Institute of International Economics, Hamburg, 2006.
- [4] *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – ELWOG)*, August 2008.
- [5] *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – ELWOG)*, März 2011.
- [6] *Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz – ÖSG)*.
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (HRSG.): *Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieträger*, Aachen, 2009.
- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (Hrsg.): *Pilotstudie zur Akzeptanz vertikaler Windenergieanlagen – Kurzfassung des Abschlussberichts zum BMU-EE-Querschnitts-Forschungsvorhaben*, Halle (Saale), Januar 2010.
- [9] BUNDESNETZAGENTUR, CONSENTEC GMBH (HRSG.): *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs*, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2008.
- [10] BWEA (HRSG.): *SWS UK Market Report 2009*, www.bwea.com, 2010.
- [11] COHEN, J.: *A Power primer*, Psychological Bulletin, Heft 112, 1992.
- [12] CONSENTEC GMBH, INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT DER RWTH AACHEN, FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND STROMWIRTSCHAFT E. V. (Hrsg.): *Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich – Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH*, August 2003.
- [13] DANY, G.: *Kraftwerksreserven in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*, Klinkenberg-Verlag, Aachen, 2000.
- [14] DIN EN 61400-2: *Windenergieanlagen - Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:2006)*, Ausgabe 2007-2.
- [15] DOEMELAND, W; GÖTZ, K.: *Handbuch Schutztechnik*, Huss-Medien GmbH, Berlin, 2006.
- [16] E.ON NETZ GMBH (HRSG.): *Windreport 2005*, Bayreuth, 2005.
- [17] EMEIS, S.: *Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar*. Meteorologische Zeitschrift. Jg. 10, Heft 2, 141-149. Verlag Gebrüder Bornträger. Berlin, Stuttgart. April 2001.
- [18] EMEIS, S.: *Vertical wind profiles over an urban area*. Meteorologische Zeitschrift. Jg. 13, Heft 5, 141-149. Verlag Gebrüder Bornträger. Berlin, Stuttgart. April 2004.

- [19] ENDER, C.: *Wind Energy Use in Germany – Stand 31.12.2009*, DEWI Magazin No. 36, DEWI GmbH Wilhelmshaven, Februar 2010.
- [20] ENERCON GMBH (Hrsg.): *Windblatt – Das Enercon Magazin*, Ausgabe 3 / 2004, Aurich, 2004.
- [21] ENERCON GMBH: www.enercon.de, 2010.
- [22] ENERGIE-CONTROL GMBH (Hrsg.): *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) – Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis*, Version 1.6 aus dem Jahr 2007, www.e-control.at, 2010.
- [23] ENERGIE-CONTROL GMBH (Hrsg.): *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) – Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannungen ≥ 110 kV*, Version 2.0 vom 22.12.2008, www.e-control.at, 2010.
- [24] ENERGY EXCHANGE AUSTRIA: <http://www.exaa.at>, 2010.
- [25] ENTSO-E (HRSG.): *Statistical Database, hourly load values AT 2009*, www.entsoe.eu, 2010.
- [26] ENTSO-E: *UCTE Operation Handbook*, www.entsoe.eu, 2010.
- [27] EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (EWEA), *European Statistics 2002 – 2009*, 2009.
- [28] EUROWIND (Hrsg.): www.eurowind.info, 2010.
- [29] HARTUNG, J.: *Statistik, 12. Auflage*, Oldenbourg Verlag, München, 1999.
- [30] HAU, E.: *Windkraftanlagen - 4. Auflage*, Springer Verlag, Heidelberg, 2008.
- [31] HEUCK, K.; DETTMANN, K.-D.; SCHULZ, D.: *Elektrische Energieversorgung - 7. Auflage*, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2007.
- [32] HOLST, A.; PRILLWITZ, F.; WEBER, H.; SCHMIDT, C.: *Netzregelverhalten von Windkraftanlagen*, 6. GMA/ETG Fachtagung „Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung“, München, Mai 2003.
- [33] IG WINDKRAFT (Hrsg.): *Pressemitteilung „Energiestrategie Österreich: Eckpunkte unterschätzen Potenzial“*, www.ots.at, 11.03.2010.
- [34] IG WINDKRAFT (Hrsg.): www.igwindkraft.at, 2010.
- [35] JARASS, L.; OBERMAIR, G. M.; VOIGT, W.: *Windenergie - 2. Auflage*, Springer Verlag, Heidelberg, 2009.
- [36] JUNGBAUER, A.: *Windenergienutzung in einem regenerativen Energiesystem, Analyse der Windkraftanlagen Eberschwang und Laussa*, Diplomarbeit, Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik, Elektrotechnik, Wirtschaft und Energieinnovation, Graz, 1998.
- [37] KOENEMANN, D.: *Innovationen am Rotorblatt*, Sonne, Wind und Wärme, Ausgabe Februar 2005.
- [38] METEOTEST (HRSG.): www.meteotest.ch, 2010.
- [39] MOIDL, S.: *Angaben zu Marktdurchdringung der Windenergieanlagenhersteller in Österreich*, IG Windkraft, 27.05.2010.
- [40] OEDING, D.; OSWALD, B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze – 6. Auflage*, Springer, Heidelberg, 2004.

- [41] OSWALD, B. R.: *Berechnung von Drehstromnetzen*, Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2009.
- [42] PARASCHIVOIU, I.: *Wind turbine design with emphasis on Darrieus concept*, Polytechnic International Press, Montreal, 2002.
- [43] REPOWER GMBH (Hrsg.): *Höhere Energieerträge durch neues Rotorblattdesign*, Springer-VDI-Verlag, Pressemeldung vom 07.05.2007.
- [44] RUNGE, J.: *Modellierung von Windenergieanlagen für die Netzberechnung*, Dissertation, Leibniz Universität Hannover, Shaker Verlag, Aachen, 2008.
- [45] SANDER + PARTNER GMBH, Bern. www.sander-partner.com.
- [46] SANDER, J.; KUNZ, S.: *How to build global Wind Maps*, Proceedings of EWEC 2001, Copenhagen, 2001.
- [47] SCHAFFNER, B.; REMUND, J.: *Alpine Space Wind Map – Modeling approach*, Alpine Windharvest Report Series, No. 7-2, Bern, 2005.
- [48] STIX, E.: *ÖROK-Projekt „Energie und Raumentwicklung“*, Österreichische Raumordnungskonferenz (ÖROK), Wien, 2008.
- [49] SWOBODA, D.: *Literaturrecherche zu Blitzschutzmaßnahmen von Windenergie-Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen*, Diplomarbeit an der Fachhochschule Aachen, Abteilung Jülich, Fachbereich Elektrotechnik und Automation, Fachrichtung Elektrische Energietechnik, Jülich, 2003.
- [50] VDN (HRSG.): *Richtlinie EEG Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz*, August 2004.
- [51] VERBUND APG (Hrsg.): *Masterplan 2009-2020 für das Übertragungsnetz – Die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes der VERBUND-Austrian Power Grid AG in Kooperation mit der TU Graz und der TU Wien*, Juli 2009.
- [52] VERBUND APG (Hrsg.): *Masterplan Netz 2009-2020 für das Übertragungsnetz – Die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes der VERBUND-Austrian Power Grid AG in Kooperation mit der TU Graz und der TU Wien*, Kurzfassung, 3. Auflage, Dezember 2010.
- [53] VGB POWERTECH (HRSG.): *Analyse der Nicht-Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1999 bis 2008*, VGB Powertech e. V., Essen, 2009.
- [54] WOBEN, A., *Verfahren zum Betreiben eines Windparks*, Patent DE10320087B4 28.04.2005, <http://www.patent-de.com/20050428/DE10320087B4.html>.
- [55] ZELLER, B.: *Beitrag von Windenergieanlagen zur Primärregelung*, Diplomarbeit, Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2007.

Anhang A: Übersicht und Funktionsweise unterschiedlicher Generatorkonzepte

A.1 Drehzahlfeste Generatoren mit direkter Netzkopplung

Bei der direkten Kopplung von Generator und Netz liegen die drei Phasen des Netzes mit ihrer konstanten Frequenz von 50 Hz direkt am Stator des Generators an. Die Netzfrequenz in Verbindung mit der Polpaarzahl des Generators bestimmt seine Drehzahl. Bei Synchrongeneratoren wie auch bei größeren Asynchrongeneratoren, bei denen der Bemessungsschlupf unter 1 % liegt, ist damit die Generator Drehzahl konstant bzw. annähernd konstant. Die Mehrzahl der älteren und damit auch kleineren Windenergieanlagen ist direkt mit dem Netz gekoppelt.

Der Läufer des Generators ist über den Triebstrang direkt oder über ein Getriebe mit dem Windrotor verbunden. Da die Leistung des Windes proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist, führt eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit zu einer Verachtfachung der Windleistung. Selbst kleinere Änderungen der Windgeschwindigkeit bedeuten somit relativ große Änderungen der Windleistung. Da die Leistungsschwankungen des Windes nicht durch Drehzahlanpassung des Generators aufgefangen werden können, stellen vor allem Böen eine sehr hohe dynamische Belastung für die mechanischen Komponenten wie den Triebstrang dar. Diese mechanischen Belastungen müssen durch geeignete Maßnahmen, abhängig vom Generatorkonzept, beherrscht werden. Hierfür ist eine geringe Drehzahlelastizität notwendig. Diese kann mechanisch z. B. durch torsionselastische Triebstränge oder elektrisch z. B. durch den Schlupf eines Asynchrongenerators erreicht werden.

A.1.1 Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Das Konzept des Synchrongenerators mit direkter Netzkopplung und Getriebe ist in Abb. 11.1 dargestellt.

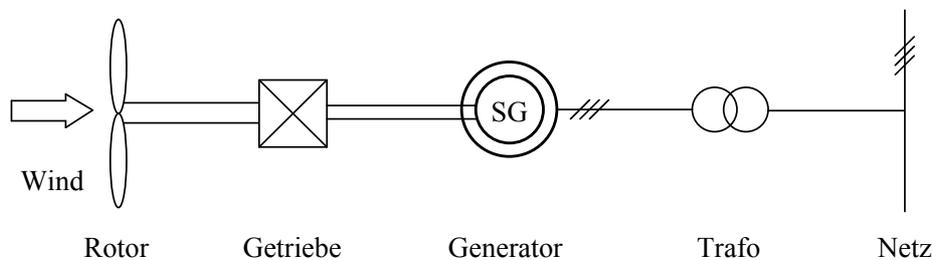


Abb. 11.1: Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Zur Erhöhung der geringen Drehzahl des Windrotors ist die Antriebswelle über ein Getriebe mit dem Läufer des Synchrongenerators verbunden. Die vom Synchrongenerator erzeugte elektrische Leistung wird schließlich über einen Transformator ins öffentliche Netz eingespeist.

Da der Stator des Synchrongenerators über den Transformator direkt mit dem Netz verbunden ist, wird die Drehzahl des Generators vom Netz vorgegeben und ist konstant. Somit kann auch der Windrotor nur mit einer vorgegebenen Drehzahl rotieren. Ein MPP-Betrieb ist nicht möglich.

Bedingt durch die starre Netzkopplung erfolgt eine stark ungleichmäßige Leistungsabgabe. Jede Schwankung in der vom Rotor aufgenommenen Windleistung wird direkt ins Netz weitergegeben. Die Schwankungen in der Windleistung stellen außerdem eine hohe dynamische Belastung für den Triebstrang der WEA dar. Um diese zu beherrschen, wird eine konstruktiv aufwändige Elastizität und Dämpfung im Triebstrang benötigt.

Ebenfalls bedingt durch die stark schwankende Windleistung und der damit verbundenen Notwendigkeit des Ausgleichs dynamischer Belastungen sind nur geringe Polradwinkel möglich. Ein großer Polradwinkel birgt die Gefahr des Kippens bei größeren Laststößen durch Böen. Ein weiterer Nachteil des Synchrongenerators mit direkter Netzkupplung ist, dass selbst kleine Lastspitzen des Netzes ausreichen, den Synchrongenerator zu schwach gedämpften Schwingungen anzuregen.

Da Synchronmaschinen nur mit zum Netz synchroner Drehzahl betrieben werden können, ist nach jedem Anlauf eine Synchronisation erforderlich, bevor die Windenergieanlage Leistung abgeben kann. Hierfür sind bei diesem Generatorkonzept aufwändige Synchronisationseinrichtungen erforderlich, die die hohe Trägheit des starr gekoppelten Triebstranges bei volatiler Windleistung berücksichtigen können.

Die Vorteile des Synchrongenerators mit direkter Netzkopplung liegen in den Eigenschaften der Synchronmaschine. Der Inselbetrieb einer WEA mit diesem Konzept ist ohne weitere Kompensationseinrichtungen möglich, da die Maschine keinen Blindleistungsbedarf hat, der aus einem bestehenden Netz bedient werden müsste. Dies liegt an der Regelbarkeit der Blindleistungsbilanz der Synchronmaschine. Über den Erregerstrom kann die Blindleistung nahezu beliebig gestellt werden. Auf diese Weise kann die Anlage sowohl induktiv als auch kapazitiv betrieben werden und so positiv auf die Netzstabilität einwirken.

Bedingt durch die überwiegenden Nachteile dieses Konzepts und die immer preiswerter und besser werdende Leistungselektronik kommt dieses Generatorkonzept bei neuen Anlagen nicht mehr zum Einsatz und findet sich nur noch im Bestand älterer Anlagen im unteren Kilowattbereich wieder.

A.1.2 Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung (Käfigläufer)

Das Konzept des Asynchrongenerators mit Käfigläufer und direkter Netzkopplung ist in Abb. 11.2 dargestellt.

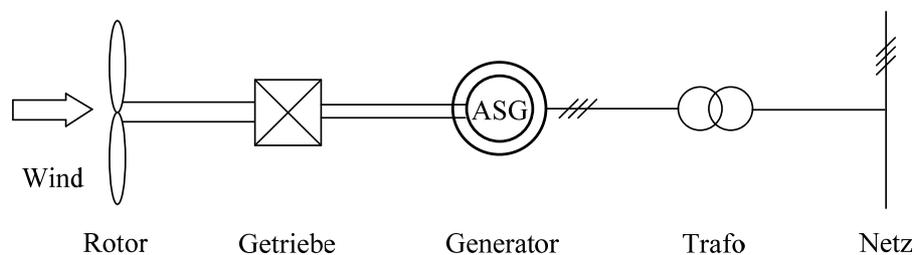


Abb. 11.2: Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Windenergieanlagen mit direkter Netzkopplung und einem Asynchrongenerator werden seit Jahrzehnten erfolgreich eingesetzt. Die Läufer der Asynchrongeneratoren werden dabei als Käfigläufer ausgeführt, was sowohl die Kosten für den Generator als auch den Wartungsaufwand reduziert, aber gleichzeitig die Einflussmöglichkeiten auf das Verhalten der Anlage begrenzt. Auch bei diesem Konzept treibt der Windrotor den Läufer der Asynchronmaschine über ein Getriebe an. Der Asynchrongenerator speist schließlich über einen Transformator direkt ins Netz.

Bei kleineren Anlagen sind die Bemessungsschlupfwerte relativ groß. Dies führt dazu, dass die dynamischen Belastungen auf die mechanischen Komponenten gut gedämpft werden können. Ein erhöhter Schlupf bedeutet jedoch auch einen schlechteren elektrischen Wirkungsgrad.

Für den Betrieb benötigen Asynchronmaschinen grundsätzlich Blindleistung. Diese muss entweder durch eine teure Kompensationsanlage oder vom angeschlossenen Netz bereitgestellt werden. Der Blindleistungsbedarf eines Asynchrongenerators ist darüber hinaus

leistungsabhängig. Der Blindstrom steigt mit zunehmender Wirkleistung an. Es sind deshalb verschiedene Stufen für eine Blindleistungskompensation notwendig. Die angeschlossenen Grunderregerkapazitäten können nur eine statische Kompensation für einen oder mehrere Betriebspunkte leisten. Die Differenzbeträge müssen aus dem Netz bezogen werden. Das führt dazu, dass Anlagen mit diesem Generatorkonzept nur beschränkt inselnetzfähig sind.

Asynchrongeneratoren haben ein weiches mechanisches Schwingungsverhalten als Synchrongeneratoren. Drehzahlschwankungen um die Netzfrequenz wirken sich auf den Schlupf aus und erfahren eine bessere Dämpfung. Bei großen Windenergieanlagen, bei denen der Bemessungsschlupf nur sehr klein ist, werden die windbedingten Leistungsschwankungen allerdings in ähnlicher Weise wie bei der starr mit dem Netz verbundenen Synchronmaschine ans Netz weitergegeben. Ebenso sind auch die durch Leistungssprünge bedingten mechanischen Belastungen für den Triebstrang vergleichbar hoch. Eine Verbesserung kann zwar durch eine Erhöhung des Bemessungsschlupfs realisiert werden, dies führt jedoch zu erhöhter Drehzahlweichheit sowie einer größeren Masse des Generators und bedingt ein leistungsstärkeres Kühlsystem, da die Verluste steigen.

Kleine Asynchrongeneratoren verfügen dagegen über vergleichsweise hohe Bemessungsschlupfwerte, wodurch die Starre der Netzkopplung gemildert wird. Darum kann ein Asynchrongenerator mit relativ kleiner Leistung auch ohne aufwändige Synchronisierungsmaßnahmen im Bereich seiner Bemessungsdrehzahl unerregt ans Netz geschaltet werden. Bei größeren Asynchrongeneratoren erfolgt die Zuschaltung über einen Sanftanlauf.

A.1.3 Asynchrongenerator mit variablem Schlupf

Das Konzept des Asynchrongenerators mit Schleifringläufern und direkter Netzkopplung ist in Abb. 11.3 dargestellt.

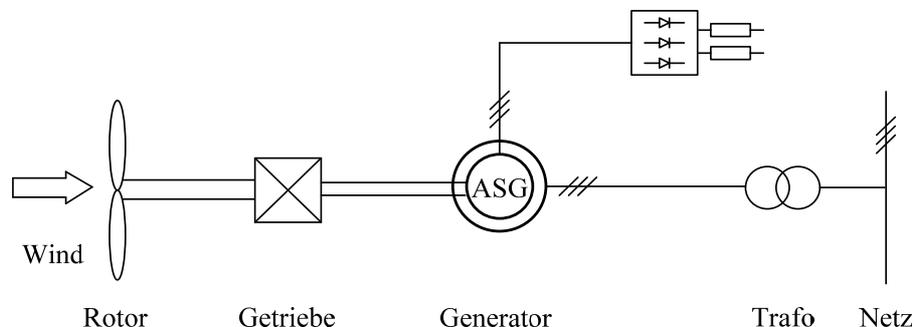


Abb. 11.3: Asynchrongeneratoren mit variablem Schlupf

Das hier beschriebene Generatorkonzept ist mit dem aus Kapitel A.1.2 vergleichbar. In diesem Fall wird allerdings statt des Käfigläufers ein Schleifringläufer eingesetzt. Dieser bietet die Möglichkeit, durch Einschleifen von zusätzlichen Widerständen in den Läuferkreis das Schlupfverhalten der Maschine zu beeinflussen. Die Widerstände werden nur bei erhöhter Belastung der Windenergieanlage zugeschaltet, um den gewünschten Schlupf zu bewirken. Dadurch wird eine größere Drehzahlachgiebigkeit zur Verringerung der mechanischen Beanspruchungen erreicht. Die Verwendung von externen Widerständen schafft außerdem etwas vereinfachte Verhältnisse bei der Generatorkühlung.

Als nachteilig erweist sich, dass der hierzu erforderliche Schleifringläufer im Vergleich zum Käfigläufer teurer und wartungsaufwändiger ist. Außerdem steigen durch die Verwendung der zusätzlichen Widerstände die Gesamtverluste der Anlage.

A.2 Drehzahlgestufte Generatorkonzepte

Zur optimalen Leistungsausbeute muss sich die Drehzahl der Windenergieanlage an die herrschende Windgeschwindigkeit anpassen. Zu jeder Windgeschwindigkeit gibt es genau eine Drehzahl des Windrotors, bei dem dessen Leistungsaufnahme maximal ist. Eine variable Drehzahl des Windrotors ist somit vorteilhaft. Um zumindest zwei feste, aber unterschiedliche Drehzahlen einzustellen, stehen auf der elektrischen Seite verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Auf diese Weise werden zwar keine Verbesserungen der dynamischen Eigenschaften, insbesondere der mechanischen Belastungen, erreicht, der Wirkungsgrad im Teillastbetrieb lässt sich aber deutlich verbessern.

A.2.1 Doppelgenerator

Das Konzept einer Windenergieanlage mit Doppelgenerator ist in Abb. 11.4 dargestellt.

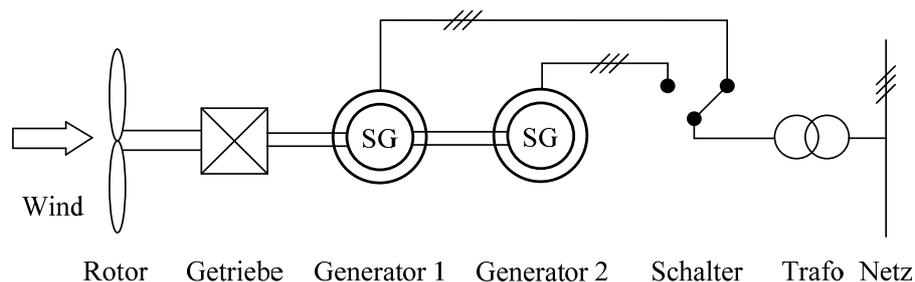


Abb. 11.4: Windenergieanlage mit Doppelgenerator

Ältere dänische Windkraftanlagen sind mit zwei Generatoren ausgerüstet worden, von denen der kleinere mit niedrigerer Drehzahl bei geringeren Windgeschwindigkeiten zum Einsatz kommt. Grundsätzlich kann dieses Konzept sowohl mit Synchron- als auch mit Asynchrongeneratoren umgesetzt werden.

Diese Bauweise führt nicht nur durch das Vorhalten von zwei Generatoren zu hohen Kosten, sie bedingt auch ein aufwändiges Getriebe sowie komplizierte Strategien zur Regelung und Betriebsführung.

Durch die Möglichkeit verschiedener Drehzahlen verbessert sich der elektrische Wirkungsgrad bei Teillast deutlich. Ebenfalls wirkt sich der verringerte Blindleistungsbedarf des kleineren Generators positiv im Teillastbetrieb aus, da ein verbesserter Leistungsfaktor erzielt werden kann.

Bei Anlagen im Megawattbereich rechtfertigt weder der bessere Wirkungsgrad im Teilleistungsbetrieb noch der niedrigere Blindleistungsbedarf einen zweiten, kleineren Generator, da die Kosten hierfür die gewonnenen Vorteile nicht mehr aufzuwiegen vermögen.

A.2.2 Polumschaltbarer Generator

Das Konzept des polumschaltbaren Asynchrongenerators ist in Abb. 11.5 dargestellt.

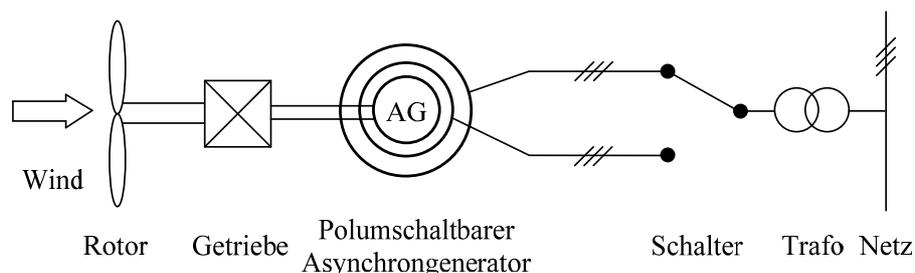


Abb. 11.5: Polumschaltbarer Asynchrongenerator

Eine prinzipiell einfache Lösung zur Erreichung mehrerer Drehzahlstufen ist die Polumschaltung. Hierbei wird ein Asynchrongenerator mit mehreren - in der Regel zwei - elektrisch voneinander getrennten Ständerwicklungen unterschiedlicher Polpaarzahl ausgestattet. Durch Umschalten zwischen den verschiedenen Wicklungen werden die Polpaarzahl der Maschine und damit auch die Drehzahl des Windrotors verändert. Übliche Polpaarverhältnisse sind 2 zu 3 oder 3 zu 4. Das erstgenannte Verhältnis ermöglicht einen zweiten Betriebspunkt bei 66,7 % der Bemessungsdrehzahl, das zweite Verhältnis einen bei 75 % der Bemessungsdrehzahl.

Polumschaltbare Generatoren sind deutlich teurer als Maschinen mit nur einer Ständerwicklung. Außerdem liegt der Wirkungsgrad im Betrieb mit der kleineren Drehzahl etwas niedriger. Die Vorteile eines drehzahlgestuften Betriebs sind deshalb mit polumschaltbaren Generatoren nicht in jedem Fall überzeugend und kommen am ehesten in Gebieten mit schwächeren Windverhältnissen in Frage. Polumschaltbare Generatoren stehen zudem in direkter Konkurrenz zu frequenzvariablen Generatorkonzepten mit immer besser werdender Umrichtertechnik.

A.3 Drehzahlvariable Generatorkonzepte mit Frequenzumrichter

Um die Windenergieanlage windgeführt betreiben zu können, muss die Drehzahlspanne in etwa zwischen 40 % und 100 % der Bemessungsdrehzahl liegen. Nur so kann für jede Windgeschwindigkeit die optimale Rotordrehzahl eingestellt und somit die Leistungsausbeute aus dem Wind maximiert werden. Eine solche Drehzahlvariabilität lässt sich beispielsweise durch die Entkopplung von Generator und Netz durch leistungselektronische Komponenten realisieren. Die Drehzahl des Generators wird jetzt durch die Windgeschwindigkeit bzw. die Drehzahl des Windrotors vorgegeben und ist von der Netzfrequenz unabhängig.

Die heute gängigen Frequenzumrichter bestehen aus einem Gleichrichter, der den vom Generator erzeugten Strom gleichrichtet und in einen Gleichstrom- oder Gleichspannungszwischenkreis einspeist sowie einem daran anschließenden Wechselrichter, der aus dem Gleichstrom wieder Drehstrom mit Netzfrequenz erzeugt.

Die Umrichter bedeuten einen erhöhten finanziellen Aufwand durch höhere Investitionskosten, erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit, zusätzlichen Wartungskosten und höhere elektrische Verluste im Umrichter. Diese müssen durch den verbesserten aerodynamischen Wirkungsgrad und das bessere Betriebsverhalten überkompensiert werden, damit sich der zukünftige Anlagenbetreiber für ein Konzept mit Frequenzumrichter entscheidet.

A.3.1 Synchrongenerator mit Vollumrichter und Getriebe

Das Konzept des Synchrongenerators mit Vollumrichter und Getriebe ist in Abb. 11.6 dargestellt.

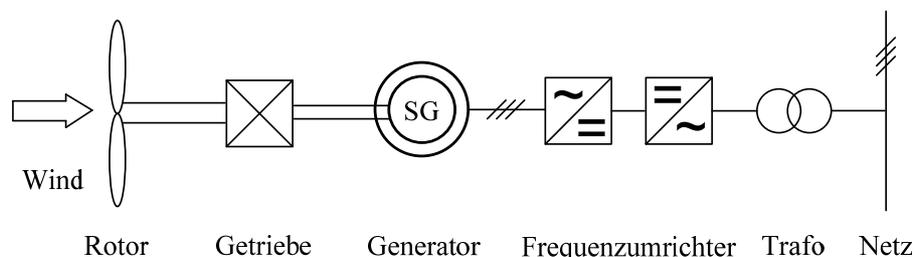


Abb. 11.6: Synchrongenerator mit Vollumrichter und Getriebe

Die Entkopplung der Drehzahl der Synchronmaschine von der Netzfrequenz wird für gewöhnlich durch einen Frequenzumrichter mit Gleichstromzwischenkreis realisiert. Die

Synchronmaschine erzeugt, abhängig von der Windgeschwindigkeit, Strom variabler Frequenz. Dieser wird über einen Gleichrichter in den Gleichstromzwischenkreis eingespeist. Ein Wechselrichter erzeugt aus dem Gleichstrom schließlich netzfrequenten Wechselstrom, welcher über einen Transformator ins Netz eingespeist wird. Die Windrotordrehzahl wird auch bei diesem Konzept mittels Getriebe erhöht.

Durch die zusätzlich verbauten Umrichter entstehen erheblich höhere Kosten und Verluste in der Anlage. Vor allem bei älteren Umrichtern ist auch der Blindleistungsbedarf der Leistungselektronik wesentlich höher. Dieser muss entweder vom Netz oder vom Synchrongenerator gedeckt werden. Ebenfalls ein Problem älterer Anlagen mit Umrichtern ist die Qualität der erzeugten Spannung. Die enthaltenen Oberwellen sind im Netz unerwünscht und können zu Schäden führen. Die neueste Generation von Umrichtern auf Basis von z. B. IGBTs anstelle von GTOs machen jedoch die Einwendungen gegen Umrichter bezüglich der Spannungsqualität und des Blindleistungsbedarfs unnötig. Es bleiben allerdings erhöhte Kosten und zusätzliche Verluste im Umrichter.

Durch die nicht mehr starre Kopplung des Generators an das Netz wird die Möglichkeit geschaffen, die Generatoren drehzahlvariabel zu betreiben. Der Gleichstromzwischenkreis entkoppelt Generator Drehzahl und Netzfrequenz vollständig. Die Windenergieanlage kann nunmehr windgeführt betrieben werden und im MPP – Betrieb arbeiten. Bei jeder Windgeschwindigkeit kann somit die optimale Leistungsausbeute erreicht werden.

Die negativen dynamischen Eigenschaften einer starren Netzkopplung werden durch dieses Konzept ebenfalls gelöst. Eine Böe muss nicht mehr von einer separaten Dämpfung oder vom Triebstrang aufgefangen werden, sondern führt zu einer Drehzahlerhöhung. Die mechanische Belastung der betroffenen Bauteile verringert sich, zusätzliche Dämpfungseinrichtungen sind nicht mehr vorgesehen.

Die Windenergieanlage kann durch den Frequenzumrichter motorisch angefahren und elektrisch abgebremst werden. Die Probleme bei der Synchronisierung mit dem Netz entfallen. Bei Netzausfall ist im Gegensatz zum Asynchrongenerator ein elektrischer Bremsbetrieb über einen ohmschen Widerstand sehr einfach zu realisieren. Der Gesamtwirkungsgrad des Systems ist kaum geringer als der des Systems mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator, obwohl hier die gesamte elektrische Leistung über den Umrichter fließt. Die mittlerweile durch die Netzbetreiber verschärften Netzanschlussbedingungen lassen sich durch dieses Konzept sehr einfach erfüllen.

A.3.2 Asynchrongenerator mit übersynchroner Stromrichter-kaskade

Das Konzept des Asynchrongenerators mit übersynchroner Stromrichter-kaskade ist in Abb. 11.7 dargestellt.

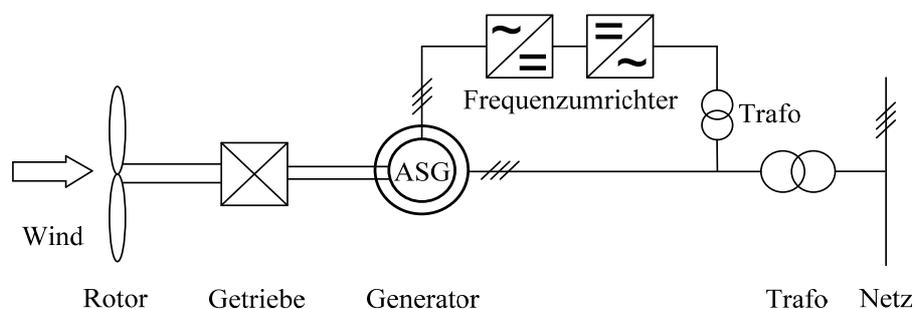


Abb. 11.7: Asynchrongeneratoren mit übersynchroner Stromrichter-kaskade

Asynchronmaschinen bieten grundsätzlich die Möglichkeit, die Drehzahl durch eine Veränderung des Schlupfes zu beeinflussen. Allerdings bedeutet ein höherer Schlupf im

Allgemeinen auch höhere Verluste. Aus diesem Grund werden Asynchrongeneratoren für gewöhnlich nahe der synchronen Drehzahl bei minimalem Schlupf betrieben. Kann jedoch die Schlupfleistung im Läufer genutzt werden, anstatt sie in Wärme umzusetzen, gewinnt diese Möglichkeit zur Erzeugung von Drehzahlvariabilität an Attraktivität. Ein drehzahlvariabler Betrieb mit größerem Schlupf ist nun möglich. Zur Einspeisung der Schlupfleistung wird bei diesem Konzept ein Frequenzumrichter verwendet, der aus einem ungesteuerten Gleichrichter, einem Gleichstromzwischenkreis und einem netzgeführten Wechselrichter besteht. Durch die ungesteuerten Halbleiterventile im Umrichter ist es nur möglich, Leistung vom Läufer über die Stromrichter ins Netz abzugeben. Der Generator kann darum ausschließlich im übersynchronen Betrieb eingesetzt werden.

Der Blindleistungsbedarf des gesamten Systems ist sehr hoch. Die Magnetisierungsblindleistung des Generators, der Blindleistungsbedarf des Umrichters und die Verzerrungsblindleistung der gesamten Anlage sind so groß, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage nur in Drehzahlbereichen von 100 % bis 130 % der Bemessungsdrehzahl möglich ist.

Vorteilhaft an diesem Konzept im Vergleich zum Vollumrichter ist, dass über den leistungselektronischen Part nur ein Teil der Leistung, die sog. „geschlüpfte Leistung“ fließt. Der Umrichter kann somit kleiner dimensioniert werden und kostet entsprechend weniger.

Diese Technik hat sich bisher nicht durchsetzen können und ein Durchbruch ist auch nicht zu erwarten, da das Konzept der doppelt gespeisten Asynchronmaschine bei vergleichbaren Kosten deutliche Vorteile bietet.

A.3.3 Doppelt gespeister Asynchrongenerator

Das Konzept der doppelt gespeisten Asynchronmaschine ist in Abb. 11.8 dargestellt.

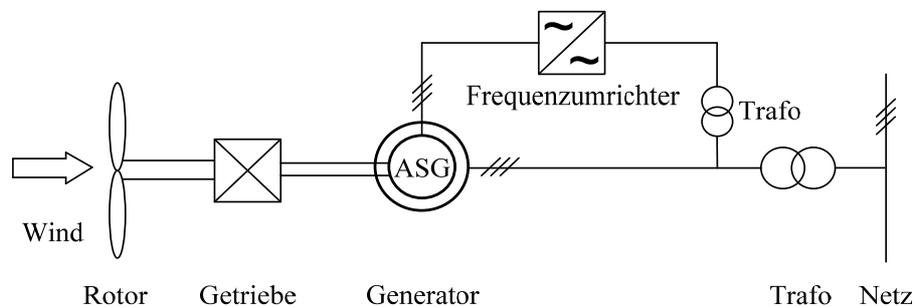


Abb. 11.8: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

Der doppelt gespeiste Asynchrongenerator ist eine Asynchronmaschine, die rotorseitig mit Schleifringen über einen Frequenzumrichter an das Netz angeschlossen ist. Durch Einprägen einer nach Amplitude, Phasenlage und Frequenz frei einstellbaren Rotorspannung wird eine entkoppelte Regelung von Drehmoment und Ständerblindleistung ermöglicht. Die gewünschte Drehzahlvariabilität wird durch gezieltes Abbremsen oder Beschleunigen des Rotors bei gleichzeitiger Anpassung der Rotorspannungsfrequenz erreicht, so dass die Frequenz des in das Netz eingespeisten Stroms unabhängig von der Drehzahl konstant bleibt.

Mit diesem Konzept ist es nicht nur möglich, die Schlupfleistung ins Netz einzuspeisen, sondern auch umgekehrt den Läufer vom Netz aus zu speisen. Es ist somit sowohl ein über- als auch ein untersynchroner Betrieb des Generators möglich. Das führt zu einem besonders großen einstellbaren Drehzahlbereich, was wiederum die Möglichkeit eröffnet, in fast jedem möglichen Betriebspunkt die optimale aerodynamische Ausbeute aus dem Wind zu erhalten.

Durch die Möglichkeit, den Läuferstrom nach Betrag und Phase beliebig einzustellen, ist durch die entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindleistung ein beliebiger Leistungsfaktor

möglich. Die Möglichkeiten der Blindleistungsregelung sind damit mit denen einer Synchronmaschine vergleichbar [44].

Grundsätzlich kann statt eines Frequenzumrichters mit Zwischenkreis auch ein Direktumrichter verwendet werden. Dieser ermöglicht jedoch einen weniger großen Frequenzstellbereich als das Zwischenkreiskonzept. Wie bei jedem Konzept mit Umrichter, entstehen zusätzliche Kosten, die von seinen Vorteilen wirtschaftlich überkompensiert werden müssen. Diese Kosten beschränken sich nicht nur auf die Anschaffungskosten des Umrichters, sondern beinhalten auch die Kosten durch die erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit sowie die Kosten für die Wartung der Umrichter und die zusätzlichen Verluste. Da maximal nur etwa ein Drittel der Bemessungsleistung der Windenergieanlage durch den Umrichter fließt, kann dieser gegenüber dem Vollumrichterkonzept entsprechend kleiner und damit günstiger ausfallen. Ebenso reduzieren sich die umrichterbedingten Verluste und Oberschwingungen.

Auch hier sind die mechanischen Beanspruchungen durch das dynamische Verhalten des Windes sehr viel leichter beherrschbar als bei starrer Netzkopplung des Generators. Änderungen der zugeführten Leistung werden durch Drehzahländerungen kompensiert.

Heute werden statt des Direktumrichters Kaskadenumrichter eingesetzt. Diese sind dem Direktumrichter in Bezug auf die Regelbarkeit und den Drehzahlbereich überlegen. Das Konzept der doppelt gespeisten Asynchronmaschine mit Kaskadenumrichter ist in Abb. 11.9 dargestellt.

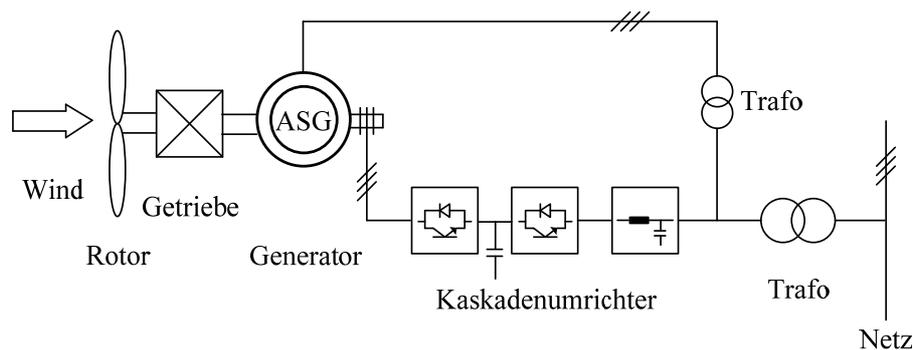


Abb. 11.9: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine mit Kaskadenumrichter

Dieses Konzept wird heute von vielen namhaften Herstellern, z. B. Vestas, angeboten und in vielen großen Windkraftanlagen eingesetzt.

A.4 Direkt vom Rotor angetriebene, drehzahlvariable Konzepte

Bei diesem Konzept wird auf das Getriebe zwischen Rotor der Windenergieanlage und Rotor des Generators verzichtet. Dadurch steht die vergleichsweise langsame Drehzahl des Antriebsstrangs direkt am Rotor des Generators an. Durch den Wegfall des Getriebes können 10 % bis 25 % der Anschaffungskosten eingespart, Reibungsverluste reduziert und der Wartungsaufwand minimiert werden.

Da die Drehzahl deutlich niedriger als die Generator Drehzahl der vorangegangenen Konzepte ist, folgt, dass das anstehende Drehmoment entsprechend höher sein muss. Dies resultiert in schweren Generatoren mit großem Läuferdurchmesser und mit hoher Polzahl. Durch den Fortschritt in der Umrichtertechnik stehen heute allerdings große und kostengünstige Frequenzumformer zur Verfügung, die es unnötig machen, die Netzfrequenz durch den Generator direkt zu erzeugen.

A.4.1 Getriebeloser Synchrongenerator mit Vollumrichter

Das Konzept des getriebelosen Synchrongenerators mit Vollumrichter ist in Abb. 11.10 dargestellt.

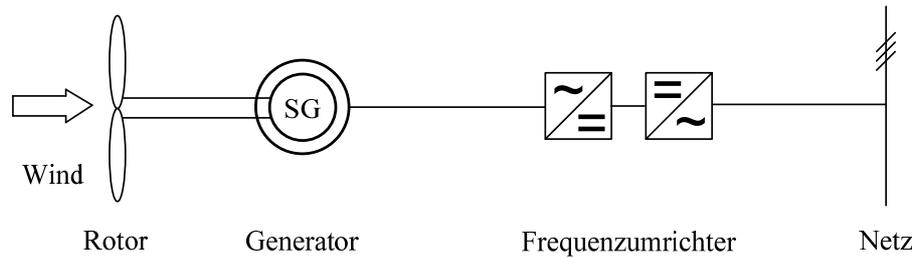


Abb. 11.10: Getriebeloser Synchrongenerator mit Vollumrichter

Bei diesem Konzept ist der Windrotor getriebelos mit dem Rotor des Generators verbunden. Der von der Synchronmaschine erzeugte, drehzahlfrequente Strom wird gleichgerichtet und in einen Gleichstromzwischenkreis eingespeist. Über einen Wechselrichter wird Drehstrom mit Netzfrequenz erzeugt und ins Netz eingespeist.

Der Generator hat, bedingt durch die langsame Drehzahl, eine hohe Polpaarzahl. Damit verbunden ist ein hohes Volumen und Gewicht des Generators. Mit zunehmender Bemessungsleistung ergeben sich dadurch hohe Anforderungen bei der Montage. Ebenfalls bedingt durch die Größe des Generators ist es schwieriger, ein geschlossenes, und damit für den Offshore-Einsatz geeignetes, Kühlsystem zu realisieren.

Durch den Umrichter entstehen auch bei diesem Konzept zusätzliche Kosten, die von seinen Vorteilen wirtschaftlich überkompensiert werden müssen. Seine Kosten und die dort anfallenden Verluste sind im Gegensatz zu Windenergieanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator vergleichsweise hoch, da die gesamte erzeugte Leistung umgerichtet wird.

Da dieses Konzept ohne Getriebe auskommt, gibt es keine sehr schnell rotierenden Anlagenteile. Die Lagerung der Welle ist somit weniger anspruchsvoll und wartungsärmer. Weitere Vorteile des fehlenden Getriebes sind geringere Reibungsverluste, geringerer Verschleiß und geringere Geräuschemissionen. Außerdem wird die Ausfallwahrscheinlichkeit der Anlage um die Ausfallwahrscheinlichkeit des Getriebes reduziert und der Gesamtwirkungsgrad der Windenergieanlage durch die fehlenden Getriebeverluste erhöht.

Durch die Entkopplung von Netz und Generator kann die Anlage bei jeder Windgeschwindigkeit mit für die Leistungsausbeute optimaler Drehzahl betrieben werden (MPP-Tracking). Schwankungen der Windgeschwindigkeit lassen sich durch Drehzahländerungen dämpfen. Dies reduziert die dynamischen mechanischen Beanspruchungen des Materials.

Die Wirk- und Blindleistungsabgabe der Anlage ist in einem großen Bereich frei wählbar. Es ist somit genauso möglich, bei einem Leistungsfaktor von 1 ausschließlich Wirkleistung einzuspeisen, wie auch an der Blindleistungsregelung des Netzes teilzunehmen. Dieser weite Stellbereich ermöglicht einen Einsatz in schwachen Netzen.

Bei Kurzschlüssen im Netz und einem dadurch bedingten Spannungseinbruch ist es möglich, die Spannung durch Einspeisung von Blindleistung zu stützen. Nach Klärung des Fehlers wird die Einspeisung von Wirkleistung unmittelbar fortgesetzt. Durch die zunehmende Verbreitung von Windenergieanlagen in den europäischen Netzen werden diese Fähigkeiten immer wichtiger und in vielen Netzanschlussregeln für neue errichtete Anlagen gefordert.

Im Fall einer Spannungserhöhung im Schwachlastfall, die zu einer Verletzung des Spannungsbandes führen würde, kann die ins Netz abgegebene Wirkleistung reduziert werden.

Die getriebelose Bauart von Windenergieanlagen mit Synchrongeneratoren und Vollumrichter wird im europäischen Raum wesentlich vom deutschen Hersteller Enercon geprägt.

A.4.2 Permanentmagneterregte Generatoren

Das Magnetfeld im Läufer wird in diesem Fall nicht durch einen Gleichstrom aufgebaut, sondern durch permanentmagnetisches Material. Es entstehen keine Stromwärmeverluste mehr im Läufer, dadurch steigt der Gesamtwirkungsgrad. Außerdem entfällt die Notwendigkeit, den Gleichstrom im Läuferkreis durch Schleifringe einzuspeisen. Die Produktionskosten sind allerdings sehr hoch, bedingt durch die hohen Materialkosten des Magnetmaterials. Verglichen mit dem oben beschriebenen Konzept kann hier durch die Permanenterregung der Synchronmaschine allerdings Bauvolumen und Gewicht eingespart werden.

Durch die Permanenterregung geht die Möglichkeiten verloren, die Erregung und damit das Blindleistungsverhalten des Generators frei zu stellen.

Permanentmagneterregte Generatorkonzepte für Windenergieanlagen werden beispielsweise durch GE Energy und Multibrid / Areva entwickelt. Es sind bereits mehrere Anlagen im Betrieb.

Anhang B: Regelungskonzepte von Luvläufern

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 4.2 erwähnten Regelverfahren zur Leistungsbegrenzung näher erläutert.

B.1 Stall-Regelung

Die Stall-Regelung ist die einfachste und älteste Form der Leistungsbegrenzung und wurde bereits in den 50er Jahren entwickelt. Steigt die Windgeschwindigkeit über eine durch die Geometrie des Rotorblatts definierte Grenze hinaus, kommt es beim Umströmen des fix an der Nabe montierten Blattes zum Strömungsabriss (Stall). Hinter dem Rotorblatt bilden sich Turbulenzen aus, die bremsend wirken und die Leistungsabgabe reduzieren. Das Prinzip der Stall-Regelung ist in Abb. 11.11 und Abb. 11.12 dargestellt.

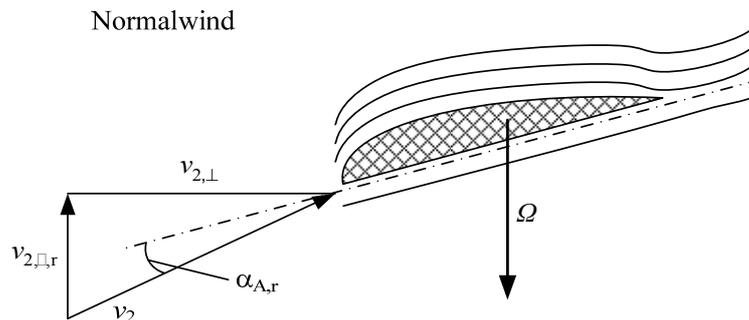


Abb. 11.11: Strömungsverhältnisse im Normalbetrieb

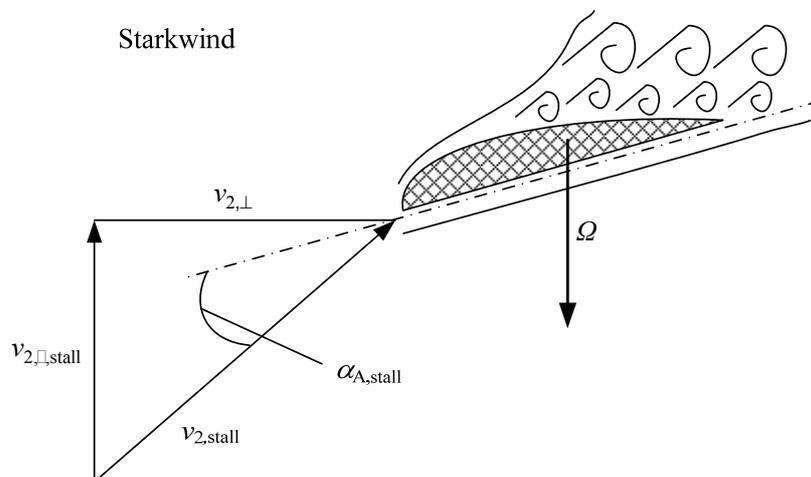


Abb. 11.12: Strömungsverhältnisse im Stall-Betrieb

Die Rotorblätter der stall-geregelten Windenergieanlage sind entlang ihrer Längsachse leicht tordiert. Auf diese Weise wird erreicht, dass der Stall-Effekt langsam einsetzt und bei steigenden Windgeschwindigkeiten stetig anwächst anstatt abrupt aufzutreten.

Die passive Stall-Regelung ist ein kostengünstiges, wartungsfreies und sicheres Verfahren der Leistungsbegrenzung, das keine beweglichen Teile auf dem Rotor erfordert, bedingt aber die Nachteile des materialbelastenden, turbulenten Strömungsabrisses und der nur langsamen Verringerung der Leistungsaufnahme. Der überwiegende Anteil älterer Windkraftwerke ist stall-geregelt. In modernen Anlagen wird allerdings die vorteilhaftere und nur unwesentlich teurere Pitch-Regelung bevorzugt.

B.2 Pitch-Regelung

Die Regelung der Leistung bzw. der Drehzahl erfolgt bei pitch-geregelten Windenergieanlagen durch das Verdrehen der Rotorblätter. Je nach Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl ergibt sich ein optimaler Anströmwinkel α_A des Windes auf das Rotorblatt, der durch die Pitch-Regelung eingestellt wird.

Zur Beschränkung der Leistung oder der Drehzahl werden die Rotorblätter um einen bestimmten Winkel, den Pitch-Winkel β , aus der optimalen Position herausgedreht. Somit kann der Rotor dem Wind nur noch eine geringere Menge Leistung entnehmen und wird dadurch automatisch abgebremst. Die Stellung des Rotorblatts bei Schwachwind ist in Abb. 11.13 und die Stellung bei Starkwind im Bemessungsbetrieb in Abb. 11.14 dargestellt. Abb. 11.15 zeigt die Rotorblattstellung und die Strömungsverhältnisse bei Windgeschwindigkeiten über der Bemessungsgrenze.

Schwachwind

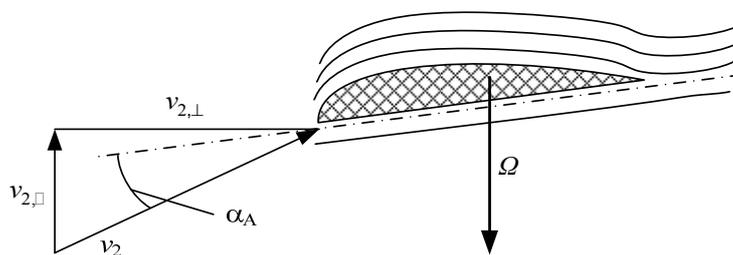


Abb. 11.13: Stellung des Rotorblatts bei Schwachwind

Bemessungsbetrieb

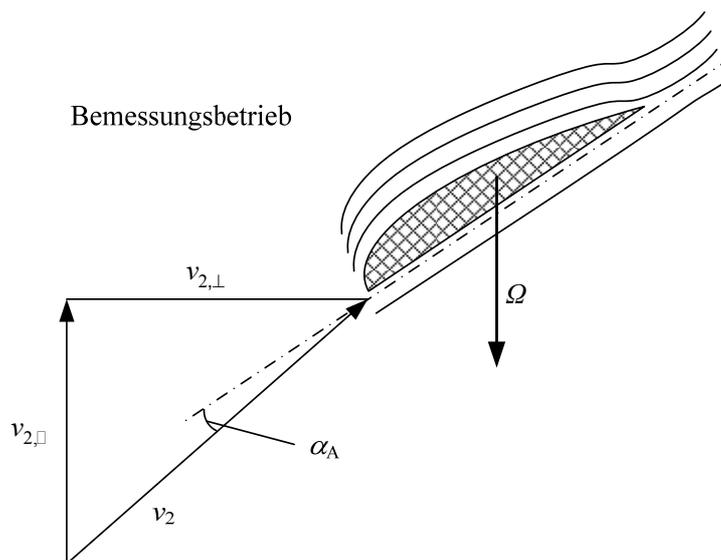


Abb. 11.14: Stellung des Rotorblatts bei Starkwind

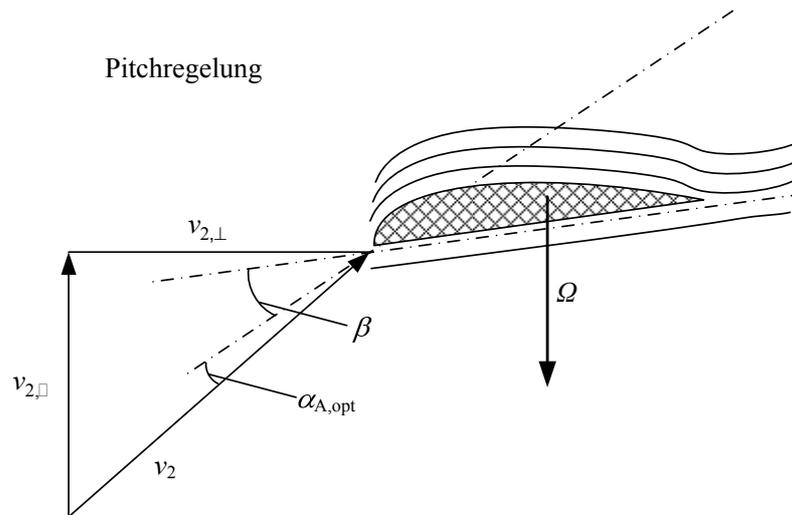


Abb. 11.15: Eingriff der Pitch-Regelung zur Leistungsreduzierung

Die Verstellung der Rotorblätter erfolgt unabhängig voneinander, so dass Redundanz gegeben ist. Zum vollständigen Abbremsen des Rotors reicht die Verstellung eines Blattes aus.

B.3 Active-stall-Regelung

Die dritte Methode der Leistungsbegrenzung ist die Active-stall-Regelung. Es handelt sich hierbei um eine Kombination aus Pitch- und Stall-Regelung, bei der der Effekt des Strömungsabrisses durch die Blattverstellung reguliert wird. Das Rotorblatt wird anders als bei der Pitch-Regelung in entgegengesetzter Richtung aus dem Wind gedreht und so ein einstellbarer Strömungsabriss auf der windabgewandten Seite des Rotorblatts provoziert. Vom Schwachwind- bis zum Bemessungsbetrieb sind die Strömungsverhältnisse bei der Active-stall-Regelung in etwa vergleichbar mit denen bei der Pitch-Regelung in Abb. 11.13 und Abb. 11.14. Die Rotorblattstellung im leistungsbegrenzenden Betrieb ist in Abb. 11.16 dargestellt.

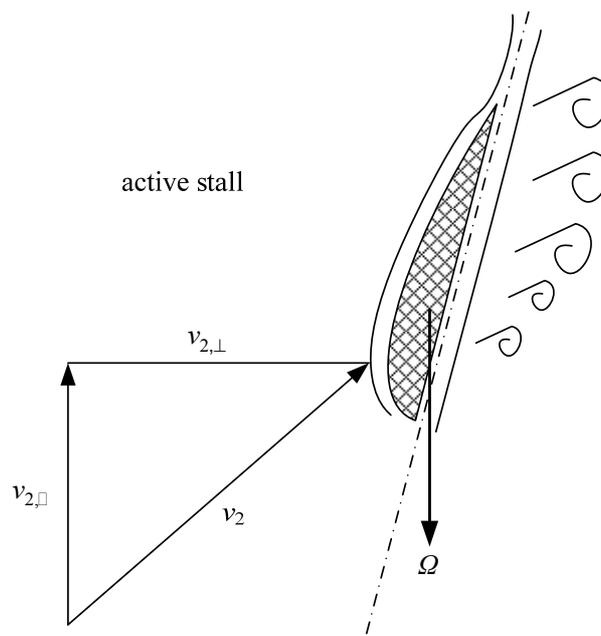


Abb. 11.16: Eingriff der Active-stall-Regelung zur Leistungsreduzierung

Durch die Kombination beider Konzepte kann dieser Regler deutlich schneller wirken. Die Leistungsregelung erfolgt genauer als bei der passiven Stall-Regelung und verhindert bei Windgeschwindigkeiten über der Bemessungsgeschwindigkeit das weitere Abfallen der

Leistungsentnahme, wodurch die Anlage auch bei höheren Windgeschwindigkeiten noch ihre Bemessungsleistung einspeisen kann.

Anhang C: Alternative Rotorblattkonzepte

Im Folgenden sollen die unterschiedlichen Rotorbauformen, ihre Funktionsweise, ihre Vor- und Nachteile sowie das voraussichtliche Entwicklungspotenzial kurz vorgestellt werden.

C.1 Savoniusläufer

Das Prinzipbild des Savoniusläufers ist in Abb. 11.17 dargestellt. Der Leistungsentnahme funktioniert nach dem Widerstandsprinzip. Das bedeutet, dass die Rotorschaufeln der Luftströmung einen möglichst großen Widerstand entgegenbringen. Durch ihre spezielle Form ergibt sich je nach Anströmrichtung ein unterschiedlicher Widerstand, so dass der Läufer in Rotation versetzt wird.

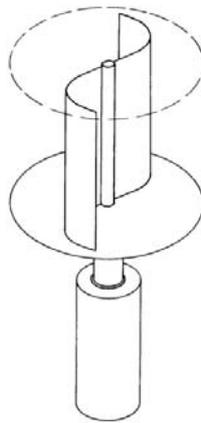


Abb. 11.17: Skizze des Savoniusläufers [30]

Savoniusrotoren können bedingt durch das Widerstandsprinzip nur relativ langsam drehen. Vorteilhaft an diesem Rotorkonzept sind der einfache Aufbau, die einfache Montage, die Unabhängigkeit von der Windrichtung und die damit unnötige Einrichtung zur Windnachführung, die Einsatzmöglichkeit bei relativ niedrigen Windgeschwindigkeiten zwischen 2 und 3 m/s, sowie die Fähigkeit selber anzulaufen.

Das Prinzip findet trotzdem praktisch nur noch im Bereich der Messtechnik Anwendung, z. B. im Schalenkreuzanemometer, da die Leistungsausbeute lediglich bei ca. 10 – 15 % liegt [30]. Dies ist der geringste Leistungsbeiwert aller Rotorkonzepte. Ebenso führen die stets senkrecht zum Mast wirkenden Laständerungen beim schwingfähigen System aus Mast und Rotor zu größeren Materialbelastungen. Ein weiterer Nachteil ist, dass der Savoniusläufer im Vergleich zu anderen Anlagentypen nicht sehr groß gebaut werden kann. Dies liegt daran, dass ab einer Rotorfläche von etwa 25 m² Unwuchten in sehr schwer beherrschbarem Umfang auftreten können. Kleinere Rotorabmessungen mit durch feststehend aufgestellten Einleitflächen verstärkten Strömungen können hier Abhilfe schaffen.

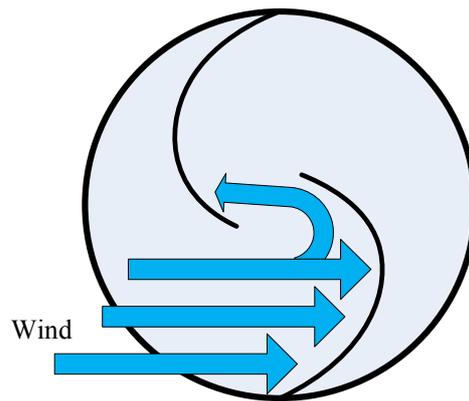


Abb. 11.18: Luftströmung im Savoniusrotor [30]

C.2 Darrieusläufer

Das Prinzipbild des Darrieusläufers ist in Abb. 11.19 dargestellt. Sie gehören zu den Schnellläufern. Die Leistungsentnahme funktioniert genau so wie bei Luvläufern nach dem Auftriebsprinzip. Die Rotorblätter sind am oberen und unteren Ende der Drehachse befestigt und weisen einen gekrümmten Verlauf auf. Die Bogenform entspricht ungefähr einer Kettenlinie. Damit erfahren die Rotorblätter unter der betriebsbedingten Zentrifugalkraft kein oder nur ein geringes Biegemoment.

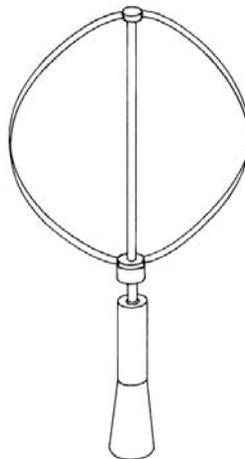


Abb. 11.19: Skizze des Darrieusläufers [30]

Die Bahngeschwindigkeit des um die vertikale Achse rotierenden Rotorblatts ist größer als die Windgeschwindigkeit. Das Parallelogramm der dort angreifenden Kräfte und der wirkenden Geschwindigkeiten ist in Abb. 11.20 dargestellt. Der Vektor der effektiven Anströmgeschwindigkeit ergibt sich aus der Vektoraddition aus Wind- und Bahngeschwindigkeit. Der Auftrieb am Blatt wirkt stets senkrecht zur Anströmrichtung. Die Vortriebskomponente der aerodynamischen Kraft F ist proportional zum Anstellwinkel. Für das Drehmoment ergibt sich dann das Maximum, wenn die Windrichtung nahezu senkrecht zur Drehrichtung steht. Falls die Wind- und Drehrichtung zu einander parallel sind, entsteht folglich kein Vortrieb und die Reib- und Widerstandskräfte bewirken eine Abbremsung des Motors. Zur Verbesserung der aerodynamischen Eigenschaften existieren bei der Wahl des Tragflügelprofils mehrere variable Parameter zur möglichen Optimierung. Diese sind beispielsweise die Krümmung der Profilsehne, die Position des Dickenmaximums, die Dicke des Profils, die Profiltiefe und der Einstellungswinkel.

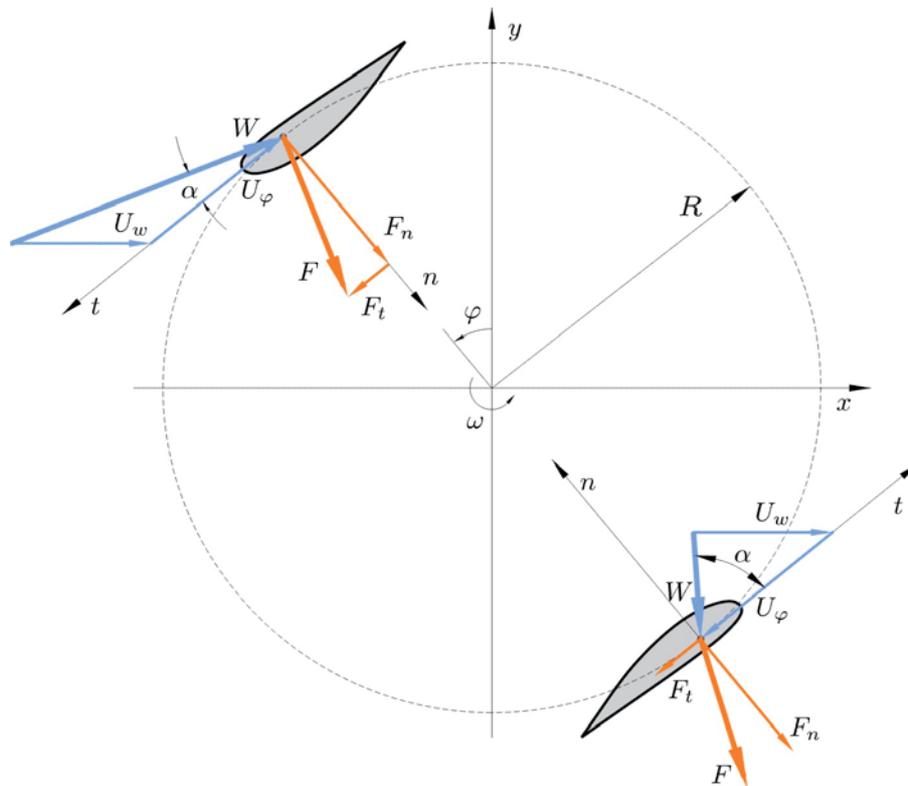


Abb. 11.20: Strömungsverhältnisse am Darrieusläufer

Die Darrieus-Rotoren weisen mit 30 % bis 40 % innerhalb der Anlagen mit vertikalem Rotorblattkonzept die höchsten Leistungsbeiwerte auf. Gegenüber den Savonius-Läufern ist dies der wichtigste Vorteil. Auch bei den Darrieusläufern ist die Anströmrichtung irrelevant, weswegen diese Anlagen ebenfalls keine Windnachführung benötigen. Es entfällt somit die Notwendigkeit, die Windrichtung zu messen und den Rotor samt Generatoreinheit zu schwenken. Der Rotor einer vertikalen Windenergieanlage wird unabhängig von schnell wechselnder Windrichtung immer optimal angeströmt. Diese sind daher prinzipiell besser geeignet für Standorte mit fluktuierender Windrichtung oder turbulenter Luftströmung.

Die Schwerkraft wirkt bei vertikalen Windenergieanlagen als konstante Last und vermeidet somit zusätzliche Wechsellasten. Schwere und wartungsintensive Baugruppen wie Generator und Lagerungen können bei den Darrieusrotoren in Bodennähe installiert werden. Aus den relativ niedrigen Blattspitzengeschwindigkeiten resultieren geringere Geräuschemissionen. Der emittierte Schall ist überdies niederfrequenter und wird als weniger störend empfunden.

Darrieusläufer bieten im Zusammenhang mit dem Konzept der Kleinwindanlagen prinzipiell eine sehr gute Möglichkeit, Windenergie in bislang ungenutzten Bereichen zu erschließen, z. B. in Siedlungs- oder Gewerbegebieten.

Die spezifische Leistungsausbeute bei Darrieusläufer ist zwar größer als bei anderen vertikal ausgerichteten Windenergieanlagen, dennoch ist sie kleiner als bei Luvlläufern. Dies liegt vor allem daran, dass ab einem bestimmten Anströmwinkel die Strömung um eines der Rotorblätter abreißt, was eine dramatische Abnahme des Antriebs und eine Zunahme des Widerstands bedingt. Damit geht eine Abnahme des Drehmoments und der Leistung einher. Dieser Stall-Effekt lässt sich systembedingt nicht verhindern, aber reduzieren. Nach jetzigem Stand sind noch keine Anlagen mit solchen Konzepten ausgerüstet. Auf der anderen Seite erlaubt die Rotorblattkonfiguration keine Rotorblattverstellung, so dass die Leistungsbegrenzung durch Pitch-Regelung nicht möglich ist.

C.3 H-Rotor

Das Prinzipbild des H-Rotors ist in Abb. 11.21 dargestellt. Die Leistungsentnahme funktioniert genau so wie beim Darrieusläufer nach dem Auftriebsprinzip. Beim H-Rotor sind die Rotorblätter allerdings nicht gebogen sondern mit Verstrebungen an der Rotorwelle befestigt. Wie auch bei den horizontalen Anlagen haben sich zwei bis drei Rotorblätter als optimal erwiesen. H-Rotoren weisen im Vergleich zum gebogenen Rotor bei gleicher Rotorhöhe ein größeres Drehmoment und damit eine größere Leistung auf, da sie eine größere durchströmte Fläche bieten. Aus Gründen der Verstetigung von aerodynamischen Lasten werden die Rotorblätter helixförmig ausgeführt.

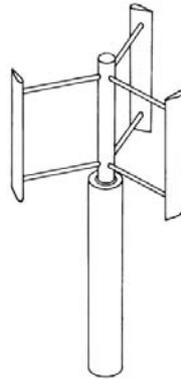


Abb. 11.21: Skizze des H-Rotors [30]

Die Funktionsweise des H-Rotors ist die gleiche wie die des Darrieusläufers. Somit sind auch Vor- und Nachteile miteinander vergleichbar. Als zusätzlicher Vorteil gilt die bei gleicher Bauhöhe größere Leistung, woraus sich allerdings als Nachteil die höhere mechanische Beanspruchung der Lager und der Welle ergibt.

C.4 Luvläufer mit weniger als drei Rotorblättern

In Abb. 11.22 ist ein Luvläufer mit Einblattrotor dargestellt.

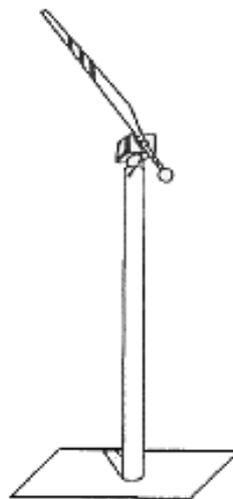


Abb. 11.22: Einblattrotor [30]

Die Einblattrotoren weisen von allen Luvläufern die höchste Schnelllaufzahl λ auf. Dadurch kann der Materialaufwand für die Flügel auf ein Minimum reduziert werden, allerdings besteht die Notwendigkeit, durch ein Gegengewicht und eine entsprechend robuste Rotornabe die Exzentrizität des Rotors auszugleichen. Aufgrund einer Vielzahl dynamischer Effekte ist

außerdem der konstruktive Aufwand sehr hoch. Dies führt letztlich zu einer Verteuerung und zu einer höheren Reparaturanfälligkeit.

Trotz eines entsprechenden technischen Aufwands ist der Lauf eines solchen Rotors konzeptionsbedingt vergleichsweise unruhig. Dies wird im Landschaftsbild oft als sehr störend empfunden. Mit maximalen Schnelllaufzahlen zwischen 14 und 16 ist auch die Blattspitzengeschwindigkeit relativ hoch und ruft hohe Geräuschemissionen hervor. Aus diesen Gründen konnten sich Einblattrotoren auf dem Markt nicht durchsetzen. Die in Deutschland installierten Konverter dieses Typs machen folglich heute weniger als ein Prozent bezogen auf den Gesamtanlagenbestand aus.

In Abb. 11.23 ist ein Luvläufer mit Zweiblattroter dargestellt.

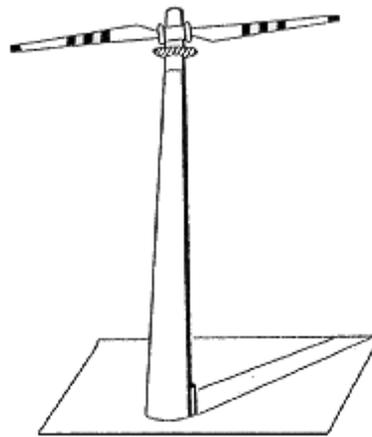


Abb. 11.23: Zweiblattroter [30]

Gegenüber den Dreiflüglern wird bei Zweiblattrotern ein Rotorblatt eingespart. Dadurch können die eingesetzten Materialien und damit die Kosten reduziert werden. Dafür ist aber der Aufwand für die Rotornabe deutlich höher, da die Dynamik von Rotoren mit zwei Flügeln deutlich schwieriger zu beherrschen ist. In der Folge kommt es zu zusätzlichen Dreh- und Beugebewegungen aufgrund der ungünstigeren Massenverteilung. Diese können unter Umständen auf die gesamte Anlage übertragen werden und mit erhöhten dynamischen Belastungen verbunden sein. Als die hauptsächlich problematischen Belastungen wurden Gier- und Pendelmomente ausgemacht. Derartige Einflüsse lassen sich zwar durch die Verwendung von Pendelnaben reduzieren, dies ruft jedoch wieder einen höheren konstruktiven Aufwand und zusätzliche Kosten hervor.

Moderne Zweiblattrotern zeichnen sich im Vergleich zu Dreiblattrotern bei gleicher Einspeiseleistung durch geringfügig höhere Schnelllaufzahlen von 8 bis 14 und damit höhere Flügelspitzengeschwindigkeiten aus. Die Geräusentwicklung an den Flügelspitzen kann aber trotzdem in Grenzen gehalten werden und stellt heute nur noch ein sekundäres Problem dar.

Zweiblattrotern werden derzeit zwar angeboten, spielen jedoch bezogen auf das gesamte Anlagenspektrum nur eine untergeordnete Rolle. Ihr Anteil an der installierten Leistung beträgt deutlich weniger als 10 % [30].

C.5 Luvläufer mit mehr als drei Rotorblättern

Luvläufer mit mehr als drei Rotorblättern gehören zu den so genannten Langsamläufern und funktioniert ebenfalls nach dem Konzept des aerodynamischen Auftriebs. Das bekannteste Rotorblattkonzept dieses Typs ist die sogenannte Westernmill. Sie ist in Abb. 11.24 dargestellt.

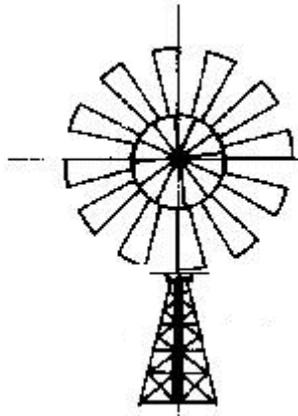


Abb. 11.24: Westernmill [30]

In Relation zu den anderen Luvläuferkonzepten besitzt die Westernmill die geringsten Anlaufgeschwindigkeiten. Die Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblätter entspricht in etwa der Anströmgeschwindigkeit des Windes. Die Westernmill besteht aus etwa dreißig leicht schräg gestellten Metallflügeln und besitzt eine Blechfahne hinter dem Rotor zwecks Windnachführung. Die fast vollständig mit Flügeln zugebaute Rotorfläche und der hohe Anstellwinkel der Flügel sorgen für einen hohen Auftrieb am Flügelprofil und somit für ein hohes Anfahrtdrehmoment.

Bei gleicher Leistungsabgabe weist die Westernmill somit bezogen auf alle anderen Rotorblattkonzepte das größte Drehmoment auf, wie in Abb. 11.25 ersichtlich ist.

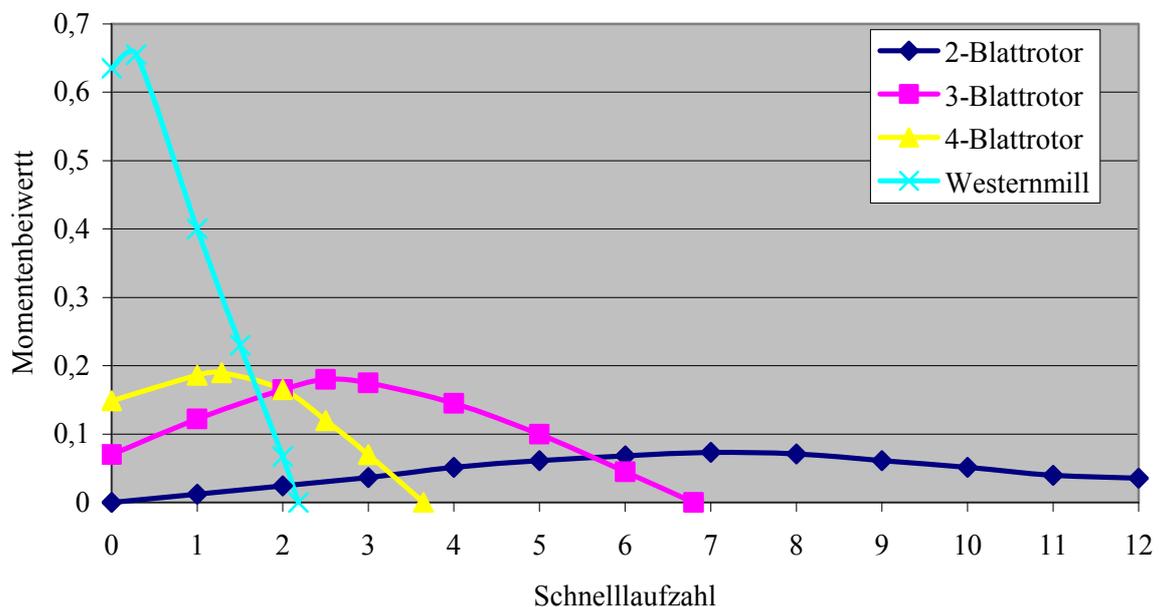


Abb. 11.25: Drehmomentenbeiwert der Rotorblattkonzepte

Der Leistungsbeiwert einer Westernmill ist etwa doppelt so hoch wie der eines Savonius-Rotors jedoch merklich geringer als beim Darrieusläufer.

Die geringe Anlaufgeschwindigkeit, das hohe Drehmoment sowie die einfache Windnachführung ermöglichen einen selbstständigen Anlauf und einen weitgehend selbstgesteuerten Betrieb ohne Eingriffe aktiver Regler.

Anhang D: Begriffsbestimmungen

Für die allgemeine Verständlichkeit und einheitliche Lesbarkeit der Studie werden vorab einige Begriffe ausführlich bestimmt. Die Begriffsbestimmungen sind dem EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz) 2010 [5] bzw. den Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) [22] entnommen. Alternativ wo die Begriffe in diesen beiden Quellen nicht vorhanden waren, sind entsprechende andere Quellen herangezogen, wie im Text erklärt.

D.1 Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie ist die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann [5].

D.2 Bilanzgruppe

Die Bilanzgruppe ist die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe elektrischer Energie erfolgt. Die Aufbringung kann sowohl durch Einspeiser innerhalb der Bilanzgruppe als auch durch vorher geplante, externe Bezüge erfolgen. Genauso inkludiert die Abgabe nicht nur die Speisung der eigenen Lasten, sondern auch den geplanten Verkauf von Energie an andere Bilanzgruppen [5].

D.3 Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator ist eine natürliche oder juristische Person, die aufgrund einer behördlichen Konzession oder Benennung durch den Regelzonenführer eine Verrechnungsstelle für die Organisation und die Abrechnung der Ausgleichsenergieversorgung innerhalb einer Regelzone betreibt [5], [22].

D.4 Bilanzgruppenverantwortlicher

Der Bilanzgruppenverantwortliche ist eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche die Bilanzgruppe vertritt [5], [24].

D.5 Dezentrale Erzeugungsanlage

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind Erzeugungsanlagen, die an ein öffentliches Verteilernetz der Nieder- oder Mittelspannung angeschlossen sind. Als Bezugspunkt wird hierbei die Übergabestelle betrachtet. Dezentrale Erzeugungsanlagen weisen somit Verbrauchernähe auf und können auch der Eigenversorgung dienen [5].

D.6 Erzeugungsanlage

Eine Erzeugungsanlage ist ein Kraftwerk oder Kraftwerkspark [22].

D.7 Generator

Der Generator ist die Einheit in einem Kraftwerk, die die elektrische Energie erzeugt. Dazu setzt er die kinetische Energie des rotierenden Generatorsteiles (Rotors) durch elektromagnetische Wandlung in elektrische Energie um.

D.8 Kleinwindenergieanlage

Als Kleinwindenergieanlagen gelten nach Norm DIN EN 61400-2 alle Anlagen, deren überstrichene Rotorfläche kleiner als 200 m^2 bei 350 W/m^2 ist [14]. Daraus ergibt sich eine maximale Leistung der Kleinwindenergieanlage von 70 kW.

D.9 Kraftwerk

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen und umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen [22].

D.10 Kraftwerkspark

Ein Kraftwerkspark ist eine Gruppe von Kraftwerken, die über einen gemeinsamen Netzanschluss verfügt.

D.11 Minutenreserve

Als Minutenreserve (früher auch Tertiärregelreserve) wird jene Wirkleistung bezeichnet, die im Rahmen der Tertiärregelung durch den Einsatz zusätzlicher Kraftwerke automatisch oder manuell aktiviert werden kann. Sie soll so zum Einsatz gelangen, dass sie spätestens 15 min nach Beginn der Gesamtregelabweichung ihren Beitrag zur Leistungs-Frequenzregelung geleistet hat und somit die Sekundärregelungsreserve wieder frei macht [22].

D.12 Netzanschluss

Ein Netzanschluss ist die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem [5].

D.13 Primärregelung

Primärregelung ist eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gemäß eingestellter Statikkennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt. [5]

D.14 Prognosegüte

Die Prognosegüte ist ein Maß für die Genauigkeit eines einzelnen oder einer Reihe von Prognosewerten. Dabei bedeutet eine Prognosegüte von 100 %, dass der vorhergesagte Wert mit dem gemessenen absolut übereinstimmt. Gleichbedeutend kann bei Prognosereihen auch der mittlere quadratische Fehler RMSE (Root Mean Square Error) als Maß für die Genauigkeit der Prognose herangezogen werden. Ein RMSE von Null entspricht dabei einer Prognosegüte von 100 %.

D.15 Regelzone

Die Regelzone ist die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenz-Regelung ausgerüstet und betrieben wird [5].

D.16 Regelzonenführer

Der Regelzonenführer ist eine juristische oder natürliche Person, die für die Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Regelzone verantwortlich ist. Er koordiniert die Bereitstellung positiver und negativer Ausgleichsenergie, damit in seiner Regelzone die Energiebilanz ausgeglichen ist. Die Funktion des Regelzonenführers kann auch seitens eines dritten

Unternehmens erfüllt werden, das seinen Sitz außerhalb der Regelzone, z. B. in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union hat [24].

D.17 Sekundärregelung

Sekundärregelung ist die automatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Regeleinrichtungen. Die Sekundärregelung muss nach spätestens 30 s einsetzen und die verbliebene Frequenzabweichung nach spätestens 15 min vollständig ausgeglichen haben [22].

D.18 Virtuelles Kraftwerk

Ein virtuelles Kraftwerk ist der Zusammenschluss mehrerer kleinerer, dezentraler Erzeugungsanlagen in einem definierten Bilanzkreis. Die physikalischen Erzeugungsanlagen müssen nicht geographisch nah beieinander liegen, sondern können auch über eine größere Region verteilt sein. Sie nutzen also nicht zwingend einen gemeinsamen Netzanschluss.

D.19 Windpark

Der Begriff Windpark wird im Sinne einer Mehrzahl von Windenergieanlagen verwendet, die an einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind, ungeachtet der räumlichen Anordnung der einzelnen Windenergieanlagen zueinander. D. h., auch mehrere räumlich voneinander getrennte Gruppen von Windenergieanlagen werden als ein Windpark aufgefasst, wenn sie über ein gemeinsames Übertragungsmedium an ein und denselben Netzanschlusspunkt angeschlossen sind [54]. Siehe auch Kraftwerkspark.

D.20 Zusammenhängendes Kraftwerk

Ein zusammenhängendes Kraftwerk umfasst mehrere voneinander unabhängige Erzeugungseinheiten, die zusammen einen gemeinsamen Netzanschluss nutzen. Die Erzeugungseinheiten müssen nicht zwingend vom selben Typ sein bzw. denselben Primärenergieträger nutzen. Das zusammenhängende Kraftwerk ist gleichbedeutend einem Kraftwerkspark.